

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
Université des Sciences & de la Technologie Houari Boumediene (USTHB)
FACULTE D'ELECTRONIQUE ET INFORMATIQUE



THESE

Présentée pour l'obtention du grade de DOCTORAT

EN : ELECTRONIQUE

Spécialité : Electrotechnique

Par : Messaoud BELAZZOUG

Thème :

**Optimisation multi-objectif de la compensation de
l'énergie réactive dans les réseaux électriques par les
algorithmes évolutionnaires.**

Soutenue publiquement le 19/05/2011, devant le jury composé de :

Mr-Mohamed Ahmed Nacer	Professeur	à l'USTHB	Président
Mr- Mohamed Boudour	Professeur	à l'USTHB	Directeur de thèse
Mr- Abdelhafid Hellal	Professeur	à l'U. Amar Telidji-Laghout	Examineur
Mr- Tarek Bouktir	Professeur	à l'U. Ferhat Abbas-Sétif	Examineur
Mr- Jean-Claude Maun	Professeur	à l'U. Libre de Bruxelles	Examineur
Mr- Sadek Bouroubi	Professeur	à l'USTHB	Examineur

Résumé

Avec l'expansion du réseau électrique, on s'attend irrémédiablement à une augmentation du nombre des échanges non planifiés. Si ces échanges, qui obéissent aux lois de Kirchhoff, ne sont pas contrôlés, des problèmes peuvent survenir dans le réseau. Certaines lignes situées sur des chemins privilégiés peuvent être surchargées. Dès lors, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau d'avoir une multitude de solutions pour contrôler ces transits de puissance afin d'exploiter le réseau de manière plus efficace et plus sûre.

La technologie FACTS est un moyen permettant de remplir cette fonction avec leur aptitude à modifier l'impédance apparente des lignes, les dispositifs FACTS peuvent être utilisés aussi bien pour le contrôle de la puissance active que pour celui de la puissance réactive ou de la tension.

Cette thèse est consacrée au développement de méthodes permettant de trouver un ensemble de solutions optimales constituant un front de Pareto. Celui-ci représente le compromis entre la minimisation du coût d'investissement des dispositifs FACTS et la minimisation des pertes actives dans les lignes ou la minimisation des déviations des tensions des nœuds de charge selon des critères et des contraintes spécifiés. Les variables à optimiser sont les emplacements de ces dispositifs, leurs types et leurs valeurs de consignes ainsi que les tensions contrôlées, les régleurs en charge des transformateurs et les puissances actives générées.

Pour résoudre ce problème multi-objectif, les méthodes approchées semblent être les plus appropriées. Parmi ces dernières, les méthodes évolutionnaires qui sont des méthodes d'optimisation générale qui utilisent des règles intelligentes pour parcourir l'espace des solutions. Elles produisent des solutions de bonne qualité, mais ne garantissent pas l'obtention de l'optimum global. Afin d'assurer la convergence vers des optimums locaux, nous avons opté d'employer, à chaque itération, une méthode d'optimisation classique. Donc, chaque optimisation globale consiste en un processus par hybridation entre deux méthodes d'optimisation : une méthode évolutionnaire dans laquelle les variables sont les consignes des FACTS et les régleurs en charge, et une méthode classique celle du point intérieur, qui est appliquée à chaque évaluation des fonctions objectifs afin de déterminer les autres variables du système et de vérifier toutes les contraintes qui lui sont liées.

Quatre métaheuristiques sont adaptées au problème multi-objectif de la compensation réactive pour des régimes de fonctionnement stationnaires. Ce sont: Ellitist Non Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II), A Regularity Model-Based Multiobjective Estimation of Distribution Algorithm (RM-MEDA), multiobjective

optimization evolutionary algorithms with decomposition (MOEA/D) et Improving Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA-II).

Des résultats relatifs à une approche mono-objectif à deux niveaux basée sur une méthode classique sont présentés pour un réseau à 57 nœuds. Les méthodes évolutionnaires sont également validées pour le même réseau, puis appliquées au réseau Algérien (GRTE) de 114 nœuds.

Abstract

With the expansion of electricity network, the number of unplanned power exchanges increases. If these exchanges are not controlled, problems may appear with the power flows, which obey Kirchhoff's laws, and some lines located on particular paths may become overloaded. Therefore it is advisable for the Transmission System Operator (TSO) to have another way of controlling power flows in order to permit a more efficient and secure use of transmission lines.

The FACTS devices (*Flexible AC Transmission Systems*) could be a mean to carry out this function without the drawbacks of the electromechanical devices (slowness and wear). With their ability to change the apparent impedance of a transmission line, FACTS devices may be used for active power control, as well as reactive power or voltage control.

This thesis is devoted to the development of methods permitting to find the set of optimal solutions constituting the Pareto front. It represents the compromise between the minimization of the investment cost of FACTS devices and the minimization of active power losses in the lines or the minimization of load voltages deviation according to specified criteria and constraints. The variables to optimize are the locations of the devices, their types and their size, as well as the controlled voltages, the tap ratios of transformers and the active power generation.

To solve this multiobjective problem, the heuristic methods seem to be the best way. Among them, the evolutionary ones which are general optimization methods using intelligent rules to cover the search space. They produce good solutions but do not ensure reaching the global optimum. In order to ensure convergence towards local optima, we chose to employ, within each iteration, a traditional optimization method. So, each global optimization consists in a process by hybridization between two methods of optimization: an evolutionary method in which the variables are the FACTS setpoints and the load tap ratios of transformers, and a traditional method that of the interior point, which is applied in each evaluation of the objective functions in order to determine the other variables of the system and to check all the constraints which are reliant on it.

Four different metaheuristics are implemented to the optimal location of FACTS devices problem, for steady-state. They are Elitist Non Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II), A Regularity Model-Based Multiobjective Estimation of Distribution Algorithm (RM-MEDA), multiobjective optimization evolutionary algorithms with decomposition (MOEA/D) et Improving Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA-II).

The results relating to an approach mono-objective on two levels based on classic method are presented for a 57 IEEE bus. The evolutionary methods are validated also for the same case, and then applied to the national power systems (GRTE) of 114 bus test system.

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier Professeur Mohamed BOUDOÛR qui m'a offert la possibilité de réaliser une thèse de doctorat sous sa direction. Je lui suis reconnaissant de la liberté et de la confiance qu'il m'a témoignées le long de ce travail et même avant. Aussi pour son support technique et ces conseils pour la rédaction de cette thèse.

Je ne peux oublier Prof. Abdelhafid Hellal de l'Université de Laghouat pour les orientations qu'il m'a données au début de cette thèse. Je le remercie également pour le travail effectué en thèse de magister et qui m'a beaucoup aidé dans l'accomplissement du travail en doctorat.

Mes remerciements vont aussi au Prof. Mohamed Ahmed Nacer de l'USTHB pour avoir accepté de présider ce jury de soutenance ainsi qu'au Prof. Tarek Bouktir de l'université de Sétif, Prof. Sadek Bouroubi de l'USTHB et Docteur Merième Amorouayache de la Sonelgaz qui m'ont tous honoré en acceptant d'examiner ce travail.

Je remercie Prof. J.C. Maun de l'Université Libre de Bruxelles pour avoir accepté d'être membre du jury en portant un intérêt particulier à nos travaux.

Ma gratitude va tout particulièrement à mon ami Dr Karim Sebaa pour m'avoir aidé dans la rédaction de mon article publié cette année. Je le remercie pour ses précieux conseils et pour les discussions toujours très intéressantes que j'ai pu avoir avec lui.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à mes collègues du département d'électronique de l'université Saad Dahleb de Blida, Messieurs Farid Ykhlef et Hocine Ait Saadi, et aussi ceux de l'USTHB Messieurs, Amine Ladjici, Rabah Benabid et Bouziane Boussahoua.

Je souhaiterais enfin remercier mes parents qui m'ont toujours offert la possibilité d'effectuer mes études dans les meilleures conditions qui soient. Finalement, je remercie tout particulièrement ma femme, Hanane, pour son soutien et ses encouragements sans concession. Je la prie encore de m'excuser pour tous les tracas que j'ai pu lui causer.

Messaoud Belazzoug

Mars, 2011

Dédicaces

A celle qui a su me consolider durant les moments les plus difficiles de ma vie, sans elle je n'aurais jamais aboutis à ce succès, mon modèle d'affection et de bonté, mon amour éternel, mon âme sœur, la mère de mes enfants INAS & ABDELMALEK

..Ma très chère femme Hanane

Je dédie ce travail.

SOMMAIRE

RESUME	i
ABSTRACT	ii
REMERCIEMENTS	iii
DEDICACES	iv
SOMMAIRE	v
LISTE DES FIGURES	ix
LISTE DES TABLEAUX	xii
INTRODUCTION GENERALE	1
Alternative FACTS	3
Cas de l'Algérie	4
Projet multi-FACTS	5
Présentation de la thèse	6
A- Objectifs de la thèse	6
B- Méthodologie adoptée	7
C- Originalités du travail	8
D- Organisation de la thèse	9
CHAPITRE 1 : Compensation de l'énergie réactive et les Dispositifs FACTS	11
1.1 INTRODUCTION	11
1.2 Moyens de compensation de l'énergie réactive et de réglage de la tension	11
1.3 LES DISPOSITIFS FACTS	12
1.3.1 Exploitation d'un réseau électrique	12
1.3.2 Puissance transmise dans une ligne	13
1.3.3 Limites d'utilisation d'un réseau électrique	14
1.3.4 Contrôle des transits de puissance dans une ligne	16
1.4 Généralités sur les FACTS	16
1.4.1 Définition	16
1.4.2 Rôles des dispositifs FACTS	17
1.4.3 Classification des dispositifs FACTS	17
1.5 Technologie des FACTS	18
1.5.1 Dispositifs à semi-conducteurs de puissance	18
1.5.2 Montages de base des dispositifs FACTS	19
1.6 Dispositifs FACTS shunt	20
1.6.1 Compensateurs parallèle à base de thyristors	20
1.6.2 Compensateurs parallèle à base de thyristors GTO	21
1.7 Dispositifs FACTS série	21
1.7.1 Compensateur série à thyristors	23
1.7.2 Compensateurs série à base de thyristors GTO	24

1.8 Compensateurs hybrides série – parallèle	25
1.8.1 Compensateurs hybrides à base de thyristors	25
1.8.2 Compensateurs hybrides à base de thyristors GTO	25
1.8.3 Principe de fonctionnement de l'UPFC	27
1.8.4 Présentation de la structure d'un UPFC sur un réseau.	27
1.9 Dispositifs FACTS en exploitation.	28
1.9.1 Généralités	28
1.9.2 Condensateur série avancé (ASC) de Kayenta	28
1.9.3 TCSC d'Imperatriz	29
1.9.4 STATCOM de Sullivan	29
1.9.5 UPFC d'Inez	29
1.10 Coût des dispositifs FACTS.	30
1.11 SYNTHÈSE DANS LE CHOIX DES FACTS.	31
1.12 CONCLUSION.	32
CHAPITRE 2: Modélisation mathématique du réseau électrique et des dispositifs FACTS.	33
2.1 Introduction	33
2.2 Calcul de répartition des puissances	34
2.3 Modélisation des éléments du réseau	35
2.3.1 Modèles des générateurs	35
2.3.2 Charges	36
2.3.3 Éléments shunt	36
2.3.4 Lignes	36
2.3.5 Transformateurs	37
2.4 Modélisation des dispositifs FACTS	38
2.4.1 Injection de puissance aux extrémités de la ligne	38
2.4.2 Création d'un nœud fictif	39
2.4.3 Modification de la matrice d'admittance nodale	40
2.4.4 Choix des dispositifs	40
2.5 Dispositifs FACTS shunt	41
2.5.1 Modèle du compensateur statique de puissance réactive	41
2.5.2 SVC placé en un nœud du réseau	42
2.5.3 SVC placé au milieu d'une ligne	43
2.6 Dispositifs de compensation série	45
2.6.1 Modèle du compensateur série à thyristors	45
2.6.2 Intégration du TCSC dans le système	46
2.7 Le dispositif de compensation hybride (l'UPFC)	46
2.8 FORMULATION DU PROBLÈME	48
2.8.1 Description générale	48
2.8.2 Identification des variables et des fonctions objectives	48
2.8.3 Contraintes du système	50
2.8.4 Formulation des fonctions objectives	51
2.8.5 Problème complet	53

2.9 SCHEMA DE RESOLUTION	53
2.10 CONCLUSION	55
CHAPITRE 3: Optimisation mono-objectif par les méthodes classiques.	56
3.1 Introduction	56
3.2 Etat de l'art	56
3.3 Résultats d'une optimisation mono-objectif à deux niveaux appliquée au réseau 57 nœuds	60
3.3.1 Investissement de moyens de compensation	61
3.2.3 Minimisation de la moyenne des pertes actives	66
3.3 Conclusion	68
CHAPITRE 4: Optimisation multi-objectif de la compensation de l'énergie réactive par les méthodes métaheuristiques	69
4.1 Introduction	69
4.2 Structure de voisinage et minimum local	70
4.3 Méthode exacte et méthode approchée	71
4.4 Heuristique et métaheuristique	72
4.5 Classification des métaheuristiques	73
4.6 Métaheuristiques	74
4.6.1 Méthodes de voisinage	74
4.6.2 Méthode de Monte-Carlo	75
4.6.3 Méthode de recherche tabou	75
4.6.4 Méthode du recuit simulé	75
4.6.5 Algorithmes évolutifs	75
4.6.6 Algorithmes génétiques	76
4.6.7 Programmation évolutive	76
4.6.8 Stratégies d'évolution	77
4.6.9 Méthode de colonie de fourmis	77
4.6.10 Méthode des essaims de particules	77
4.7 Méthodes hybrides et autres	78
4.8 Comparaison entre différentes catégories d'algorithmes d'optimisation	78
4.9 Méthodes utilisées	79
4.10 Algorithme : Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II (NSGA-II)	79
4.10.1 Initialisation de la population	81
4.10.2 Evaluation des fonctions objectifs	81
4.10.3 Classification de la population initiale	81
4.10.4 La sélection	82
4.10.5 Les Opérateurs Génétiques	83
4.10.5.1 Le Croisement	83
4.10.5.2 La Mutation	83
4.10.6 Création de la génération suivante et critères d'arrêt	84
4.10.7 Résultats de test sur le réseau à 57 nœuds	84

4.11 Méthode de SPEA-II	91
4.11.1 Algorithme	91
4.11.2 Résultat de l'application de SPEA-II sur un réseau de 57 nœuds	92
4.12 Algorithme de RM-MEDA	92
4.13 Algorithme de MOEA/D	96
4.14 CONCLUSION	99
CHAPITRE 5 : Etude de cas : Résultats et Analyse.	100
5.1 Introduction	100
5.2 Caractéristiques du réseau Algérien (GRTE) à 114 nœuds	100
5.3 Minimisation des pertes et des SVC	102
5.4 Minimisation des pertes et des TCSC	107
5.5 Minimisation des pertes et des FACTS (SVC et TCSC combinés)	109
5.6 Minimisation des pertes et des déviations des tensions (SVC utilisé)	111
5.7 Conclusion	113
CONCLUSION GENERALE	114
Bibliographie	116
Annexe A	124
Méthode du Lagrangien projeté et augmenté	124
A.1 Méthode du gradient réduit	127
A.2 Organigramme de l'optimisation de la compensation réactive	130
Annexe B	131
B1 Données du réseau à 57 nœuds	131
B2 Données du réseau Algérien (GRTE) à 114 nœuds ..	133
CURRICULUM VITAE	140

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1	<i>Contrôle des transits de puissance dans un réseau maillé: a) cas de base, sans dispositif, b) déphaseur dans la ligne 1-2, c) capacité série dans la ligne 1-3 et d) inductance série dans la ligne 2-3.</i>	12
Figure 1.2	<i>Modèle en π d'une ligne électrique dans le système direct.</i>	13
Figure 1.3	<i>Ligne reliant deux générateurs: a) schéma, b) caractéristique $P-\delta$.</i>	14
Figure 1.4	<i>Ligne radiale alimentant une charge: a) schéma, b) caractéristique $P-U$.</i>	14
Figure 1.5	<i>Puissance transmissible par une ligne de transport.</i>	15
Figure 1.6	<i>Influence des différents paramètres sur la puissance transmise dans une ligne.</i>	16
Figure 1.7	<i>Montages de base utilisés dans les dispositifs FACTS: a) gradateur b) convertisseur de courant, c) convertisseur de tension.</i>	19
Figure 1.8	<i>Schéma de base des compensateurs parallèles à bas de thyristor</i>	20
Figure 1.9	<i>Schéma de base d'un STATCOM.</i>	21
Figure 1.10	<i>Ligne radiale avec compensation série.</i>	22
Figure 1.11	<i>Transits de puissance dans deux lignes parallèles: a) sans compensation, b) avec compensation série capacitive.</i>	22
Figure 1.12	<i>Structure du TCSR.</i>	23
Figure 1.13	<i>Régimes de fonctionnement du TCSC.</i>	24
Figure 1.14	<i>Structure du TSSC.</i>	24
Figure 1.15	<i>Schéma de base du SSSC.</i>	24
Figure 1.16	<i>Schéma de base de l'IPFC.</i>	26
Figure 1.17	<i>Schéma de base de l'UPFC.</i>	26
Figure 1.18	<i>Schéma unifilaire de l'UPFC et son diagramme vectoriel des tensions et courants.</i>	28
Figure 1.19	<i>Paramètres contrôlés par les différents dispositifs FACTS: a) avec thyristors, b) avec convertisseurs GTO.</i>	31
Figure 2.1	<i>Modèles des générateurs: a) symbole, b) modèle PV classique, c) puissance complexe constante.</i>	35
Figure 2.2	<i>Modèle d'une charge.</i>	36
Figure 2.3	<i>Modèles des éléments shunt: a) symbole, b) élément inductif, c) élément capacitif.</i>	36
Figure 2.4	<i>Modèles en π des lignes de transport.</i>	36
Figure 2.5	<i>Modèle des transformateurs.</i>	37
Figure 2.6	<i>Modélisation par injection de puissances: a) ligne avec FACTS, b) ligne avec injections équivalentes.</i>	38
Figure 2.7	<i>Modélisation avec nœud fictif: a) ligne avec FACTS, b) représentation équivalente.</i>	39
Figure 2.8	<i>Intégration du dispositif FACTS dans une ligne.</i>	40

Figure 2.9	<i>Modélisation du SVC: a) symbole, b) modèle.</i>	41
Figure 2.10	<i>Variation de la puissance réactive absorbée par un SVC en fonction de la tension nodale.</i>	42
Figure 2.11	<i>SVC placé en un nœud.</i>	42
Figure 2.12	<i>SVC placé en milieu de ligne.</i>	43
Figure 2.13	<i>Transformation en une ligne équivalente avec un SVC en son milieu.</i>	43
Figure 2.14	<i>Paramètres d'une ligne équivalente munie d'un SVC en son milieu.</i>	45
Figure 2.15	<i>Modélisation du TCSC: a) modèle général b) modèle.</i>	46
Figure 2.16	<i>TCSC inséré dans une ligne.</i>	46
Figure 2.17	<i>Modèle électrique de l'UPFC.</i>	47
Figure 2.18	<i>Modèle d'injection de l'UPFC.</i>	48
Figure 3.1	<i>Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas1).</i>	62
Figure 3.2	<i>Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas2).</i>	62
Figure 3.3	<i>Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas3).</i>	63
Figure 3.4	<i>Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas4).</i>	63
Figure 3.5	<i>Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas5).</i>	64
Figure 3.6	<i>Pertes actives initiales et finales.</i>	64
Figure 4.1	<i>Comparaison entre un minimum local et un minimum global.</i>	71
Figure 4.2	<i>Principe de l'algorithme NSGA-II.</i>	80
Figure 4.3	<i>La notion de dominance.</i>	81
Figure 4.4	<i>Le rang dans NSGA-II.</i>	82
Figure 4.5	<i>La distance d'encombrement.</i>	82
Figure 4.6	<i>Courbe de compromis SVCs(discrets)/Pertes.</i>	85
Figure 4.7	<i>Courbe de compromis SVCs (multiples de 5)/Pertes.</i>	86
Figure 4.8	<i>Courbe de compromis SVCs(continus)/Pertes.</i>	86
Figure 4.9	<i>Courbe de compromis TCSCs/Pertes.</i>	86
Figure 4.10	<i>Courbe de compromis FACTSs/Pertes.</i>	87
Figure 4.11	<i>Courbe de compromis FACTSs/Pertes sans SVCs initiaux.</i>	87
Figure 4.12	<i>Courbe de compromis FACTSs/Pertes avec SVCs initiaux.</i>	87
Figure 4.13	<i>Tensions de charge (point 2).</i>	88
Figure 4.14	<i>Courbe de compromis Coût (UPFC)/Pertes Actives.</i>	91
Figure 4.15	<i>Courbe de Pareto SVC/pertes actives par SPEA-II.</i>	92
Figure 4.16	<i>Illustration de l'idée fondamentale.</i>	93
Figure 4.17	<i>Courbe de Pareto SVC/pertes actives par RM-MEDA.</i>	96
Figure 4.18	<i>Courbe de Pareto SVC/pertes actives par MOEA/D.</i>	98
Figure 4.19	<i>Courbe de Pareto SVC/pertes actives par MOEA/D avec ajustement de la pondération des pertes actives à 100.</i>	99
Figure 5.1	<i>Histogramme des tensions des nœuds après un load flow.</i>	101
Figure 5.2	<i>Histogramme des tensions des nœuds après un load flow optimisé.</i>	101
Figure 5.3	<i>Courbe de Pareto SVC/pertes actives (avec population aléatoire).</i>	102
Figure 5.4	<i>Courbe de Pareto SVC/pertes actives (avec population choisie).</i>	103
Figure 5.5	<i>Courbe de Pareto Q_{SVC}/pertes actives pour le réseau national.</i>	103
Figure 5.6	<i>Courbe de Pareto Coût(SVC)/pertes actives pour le réseau national.</i>	103

Figure 5.7	<i>Courbe de Pareto Coût₂(SVC)/pertes actives pour le réseau national avec 10 SVC maximum.</i>	104
Figure 5.8	<i>Répartition des SVC sur les nœuds pour 100 individus avec 10 SVC maximum.</i>	105
Figure 5.9	<i>Courbe de Pareto Coût₂(SVC)/pertes actives pour le réseau national avec 5 SVC maximum.</i>	105
Figure 5.10	<i>Répartition des SVC sur les nœuds pour 100 individus avec 5 SVC maximum.</i>	106
Figure 5.11	<i>Courbe de Pareto Coût₂(SVC)/pertes actives pour le réseau national avec 10 SVC maximum placés au milieu des lignes.</i>	106
Figure 5.12	<i>Répartition des SVC sur les nœuds pour 100 individus avec 10 SVC maximum placés au milieu des lignes.</i>	107
Figure 5.13	<i>Courbe de Pareto TCSC/pertes actives pour le réseau national.</i>	107
Figure 5.14	<i>Courbe de Pareto Q_{TCSC}/pertes actives pour le réseau national.</i>	108
Figure 5.15	<i>Courbe de Pareto Coût(TCSC)/pertes actives pour le réseau national.</i>	108
Figure 5.16	<i>Courbe de Pareto Coût₂(TCSC)/pertes actives pour le réseau national avec 10 TCSC maximum.</i>	108
Figure 5.17	<i>Répartition des TCSC sur les lignes pour 100 individus avec 10 TCSC maximum.</i>	109
Figure 5.18	<i>Courbe de Pareto FACTS/pertes actives pour le réseau National.</i>	109
Figure 5.19	<i>Courbe de Pareto Coût(FACTS)/pertes actives pour le réseau National.</i>	110
Figure 5.20	<i>Comparaison entre les différents fronts représentant Coût(FACTS)/pertes actives pour le réseau national.</i>	110
Figure 5.21	<i>Répartition des TCSC sur les lignes pour 100 individus avec 5 TCSC maximum et 5 SVC maximum.</i>	110
Figure 5.22	<i>Répartition des SVC sur les nœuds pour 100 individus avec 5 TCSC maximum et 5 SVC maximum.</i>	111
Figure 5.23	<i>Courbe de Pareto Coût₂(FACTS)/pertes actives pour le réseau national avec 5 TCSC maximum et 5 SVC maximum.</i>	111
Figure 5.24	<i>Courbe de Pareto : Déviations de tension/pertes actives pour le réseau National.</i>	112
Figure 5.25	<i>Courbe de Pareto : SVC/pertes actives/ Déviations de tension pour le réseau National.</i>	112

LISTE DES TABLEAUX

TAB 1.1	<i>Caractéristiques typiques des semi-conducteurs de puissance auto-commutés.</i>	18
TAB 1.2	<i>Bénéfices techniques des dispositifs FACTS.</i>	32
TAB 2.1	<i>Types de FACTS modélisables par la création d'un nœud fictif.</i>	39
TAB 3.1	<i>Résultats d'écoulement de puissance.</i>	60
TAB 3.2	<i>Résultats d'optimisation du niveau 1.</i>	61
TAB 3.3	<i>Résultats d'optimisation du niveau 2.</i>	65
TAB 3.4	<i>Résultats d'optimisation du niveau 2'.</i>	65
TAB 3.5	<i>Résultats d'optimisation de la minimisation des pertes actives.</i>	66
TAB 4.1	<i>Résultats d'optimisation – installant seulement les SVC.</i>	89
TAB 4.2	<i>Résultats d'optimisation - installation seulement de TCSC.</i>	89
TAB 4.3	<i>Résultats d'optimisation - installation des FACTS</i>	90

Introduction Générale

L'étude du comportement de la tension dans les réseaux électriques est devenue une préoccupation majeure des exploitants et planificateurs de ces systèmes. La gestion du réseau électrique ne consiste pas seulement à faire en sorte que les transits soient inférieurs aux capacités de transport de chaque ouvrage du réseau. Il faut également surveiller plusieurs paramètres techniques, dont le niveau de tension : la tension électrique doit rester dans une plage autorisée en tout point du réseau, dans toutes les situations de production et de consommation prévisibles. En effet, la tension peut localement être dégradée, par exemple les jours de forte consommation (dans ce cas, les transits à travers les lignes du réseau de transport sont importants, ce qui provoque une chute de tension dans ces lignes). La tension est alors plus basse en bout de ligne qu'en son origine et plus la ligne est chargée en transit de puissance, plus la chute de tension sera importante. Un réseau dans lequel la consommation est éloignée de la production, présentera un profil de tension différent de celui d'un réseau dans lequel production et consommation sont uniformément réparties.

Le fait que la tension ne soit pas identique en tout point du réseau est normal. Cette différence est compensée par des réglages de tension réalisés dans les postes de transformation. Cela permet de garantir que la tension reste dans la plage admissible en tout point de livraison. Afin de maintenir la tension en bout de ligne, on peut installer des moyens dits « de compensation » (batteries de condensateurs ou des dispositifs électroniques appelés CSPR—Compensateurs Statiques de Puissance Réactive), qui limitent la chute de tension.

En outre, sur le plan économique, et malgré la disparité des systèmes, la libéralisation du marché de l'électricité se traduit généralement par une grande volatilité du prix de l'électricité. Une tendance à la baisse du prix du kilowattheure, principalement pour les gros consommateurs, ainsi qu'une harmonisation des prix entre les différentes régions sont observées dans la plupart des cas [1].

Parallèlement à la dérégulation, les interconnexions des réseaux de transport sont de plus en plus fortes et la demande en électricité, bien que pratiquement stabilisée

dans les pays industrialisés, ne cesse d'augmenter. Ces dernières années, une diminution des investissements dans les infrastructures liées au réseau de transport a été observée. Elle s'explique en particulier par les pressions des milieux écologistes et les lenteurs administratives qui rendent la construction de nouvelles lignes de transport de plus en plus difficile, voire impossible.

La conjugaison de tous ces paramètres fait que le réseau électrique de transport est de plus en plus sollicité. Les lignes sont parfois proches de leurs limites de fonctionnement et la sécurité du système ne peut plus être garantie. Si les transits de puissances, régis par les lois de Kirchhoff, ne sont pas contrôlés, certaines lignes situées sur des chemins privilégiés pourront être surchargées; ce phénomène est appelé *congestion* [2].

Les unités décentralisées, situées proches des consommateurs contribuent à décharger le réseau. Toutefois la production avec ce type de centrales, bien qu'en pleine expansion, est encore marginale et son effet reste négligeable.

Dans ce contexte, il est intéressant pour le gestionnaire du réseau de disposer d'un moyen permettant de contrôler les transits de puissance dans les lignes afin que le réseau de transport existant puisse être exploité de la manière la plus efficace et la plus sûre possible. Jusqu'à la fin des années 1980, les seuls moyens permettant de remplir ces fonctions étaient des dispositifs électromécaniques: les transformateurs-déphaseurs à réglage en charge pour le contrôle de la puissance active; les bobines d'inductance et les condensateurs commutés par disjoncteurs pour le maintien de la tension et la gestion du réactif. Toutefois, des problèmes d'usure ainsi que leur relative lenteur ne permettent pas d'actionner ces dispositifs plus de quelques fois par jour; ils sont par conséquent difficilement utilisables pour un contrôle continu des flux de puissance. Une autre technique de réglage des transits de puissances actives utilisant l'électronique de puissance a fait ses preuves. Il s'agit du transport en courant continu avec stations de conversion dos-à-dos. Cette technologie est cependant très chère et son usage reste principalement réservé à l'interconnexion des réseaux fonctionnant à des fréquences différentes ou dont les méthodes de réglage ne sont pas les mêmes ainsi qu'au transport sur de longues distances électriques.

Alternative FACTS

Les Systèmes de Transmission Flexibles en Courant Alternatif, terme traduit de l'anglais *Flexible Alternating Current Transmission Systems* (FACTS), peuvent contribuer à faire face aux problèmes rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques. Le concept FACTS, introduit en 1986 par l'*Electric Power Research Institute* (EPRI), regroupe l'ensemble des dispositifs basés sur l'électronique de puissance qui permettent d'améliorer l'exploitation d'un réseau électrique [3]. Son développement est étroitement lié aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor et le thyristor GTO. Ces éléments jouent le rôle d'interrupteurs très rapides; ce qui confère aux dispositifs FACTS une vitesse et une fiabilité bien supérieures à celles des systèmes électromécaniques classiques.

Des études et des réalisations pratiques ont mis en évidence l'énorme potentiel des dispositifs FACTS [4], [5]. Avec leur capacité à modifier l'impédance apparente d'une ligne de transport, ils peuvent être utilisés pour le contrôle de la puissance active comme celui de la puissance réactive et de la tension. En régime permanent, les FACTS permettent d'utiliser les lignes plus près de leur limite thermique en repoussant les limitations liées à la stabilité. Leur vitesse de commande élevée leur confère également un grand nombre de bénéfices en régimes transitoires ainsi qu'en cas de court-circuit. De manière générale, les dispositifs FACTS agissent en fournissant ou en absorbant de la puissance réactive, en augmentant ou réduisant la tension aux nœuds, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les phases des tensions.

Un autre avantage des dispositifs FACTS réside dans le fait que cette technologie autorise une extension des limites du réseau de manière échelonnée en installant les FACTS pas à pas lorsqu'ils deviennent nécessaires. Il est ainsi possible de répartir les investissements dans le temps. De plus, avec les FACTS de la dernière génération, il est possible de déplacer une installation en l'espace de quelques mois, si les conditions d'exploitation venaient à changer et rendaient le dispositif inutile à son emplacement initial [6].

Plusieurs types de FACTS, avec des architectures et des technologies différentes, ont été développés. Parmi eux, les plus connus sont le SVC (*Static Var Compensator*), le STATCOM (*Static Synchronous Compensator*), le TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) et l'UPFC (*Unified Power Flow Controller*). Chacun d'eux possède ses propres caractéristiques et peut être utilisé pour répondre à des besoins bien précis. Le choix du dispositif approprié est donc essentiel et dépend des objectifs à atteindre. La position de l'installation dans le réseau est également un paramètre important pour son efficacité. Lorsque plusieurs dispositifs sont insérés dans un réseau, il convient que leurs effets soient coordonnés afin qu'ils n'agissent pas de façon opposée. Dans ce cas, la stratégie de contrôle revêt une importance toute particulière.

Cas de l'Algérie

L'Algérie n'échappe pas à la tendance observée dans les autres pays. Ces dernières années ont vu un accroissement de la consommation et des échanges internationaux alors que dans un même temps les investissements dans les infrastructures du réseau électrique de transport diminuaient de façon importante.

La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Electricité (GRTE) nous a informés par son directeur de maintenance qu'ils rencontrent toujours des problèmes liés à la sécurité du système. Dernièrement, certains phénomènes d'amorçages ont été localisés au niveau des bretelles de continuité électrique des pylônes 220 kV de type ancrage d'une ligne longue de 205 km reliant les deux postes 220 kV de SAIDA et de NAAMA. Cette ligne fait partie d'une artère 220 kV longue de 489 km et constituée successivement des ouvrages suivants:

- Poste 220/60 kV de SAIDA : poste source, interconnecté au réseau national de transport électricité
- Ligne 220 kV SAIDA - NAAMA : longueur 205 km
- Poste 220/60 kV de NAAMA alimentant trois postes 60 kV
- Une centrale TG de 8x25 MW débitant directement sur le poste 220 kV de NAAMA

- Ligne 220 kV NAAMA - BECHAR : longueur 284 km

- Poste 220 kV de BECHAR alimentant cinq postes 60/30 kV

Les postes 220 kV de BECHAR et de NAAMA sont dotés d'un système de compensation SVC et d'une self de 10 MVAR. La charge globale de cette artère est comme suit : Charge en pointe : 130 MW Charge en creux : 40 MW. Mode d'exploitation : la centrale TG de 8x25 MW est arrêtée pendant le creux de nuit de 24h à 06h00. Aussi, dans le cadre d'un échange d'expériences entre l'université et GRTE, nous sommes sollicités à l'effet pour déterminer les origines de ces amorçages et de dégager des solutions. Ce que nous pouvons proposer est un ensemble d'états de fonctionnement du réseau de base qui satisfont simultanément un minimum de pertes actives dans les lignes et un minimum de dispositifs FACTS installés. Le principal objectif est d'atteindre une sécurité des tensions qui sera loin des limites d'effondrement.

Projet multi-FACTS

Ce travail de recherche vise à déterminer l'impact des dispositifs FACTS dans la conduite des réseaux sujets à la dérégulation [7]. La motivation principale du projet réside dans les avantages techniques et économiques qu'une nouvelle technologie telle que celle des FACTS pourrait apporter dans la gestion des réseaux électriques.

Pour des raisons économiques, il n'est pas pensable d'installer un FACTS sur chaque ligne ou dans chaque poste du réseau. D'un point de vue technique, les interactions entre tous ces éléments rendraient certainement le réseau incontrôlable. De plus, certains dispositifs pourraient agir de manières opposées sur le transit de puissance dans une ligne ou sur la tension en un nœud. Ceci aurait pour conséquence une auto-annulation de leurs effets respectifs.

Les FACTS sont généralement installés dans le réseau pour répondre à des besoins bien ciblés et il est rare que plusieurs dispositifs interagissent entre eux. Dans ce cas, ils peuvent être contrôlés de façon locale et automatique au moyen de signaux provenant du réseau. L'orientation prise dans ce projet se situe à un niveau hiérarchiquement plus élevé. Elle prend en compte l'action simultanée de plusieurs dispositifs dans le réseau pour laquelle un contrôle coordonné est nécessaire.

Le projet s'articule autour des trois axes de recherche principaux développés ci-après.

1. Une première étape est consacrée à l'étude et l'analyse des différents types de FACTS existants et leurs applications aux réseaux électriques. Elle est le résultat d'une recherche bibliographique qui a pour but de recenser, de façon exhaustive, les divers types de dispositifs. Ces derniers y sont analysés et comparés afin d'identifier les plus adéquats aux critères et aux contraintes de la conduite d'un réseau dans un environnement dérégulé. Des modèles y sont établis pour les dispositifs FACTS sélectionnés. La modélisation est effectuée pour des régimes de fonctionnement stationnaires du réseau.

2. La deuxième partie est dédiée à la détermination des emplacements optimaux et du nombre optimal de dispositifs FACTS à insérer dans un réseau électrique de transport. L'accent est mis sur une meilleure contrôlabilité des flux de puissances dans les lignes; ceci tant à des fins économiques que dans le but d'une plus grande sécurité d'exploitation. Ce problème d'optimisation combinatoire et multi-objectif conduit au développement de techniques d'optimisation qui sont basées sur l'utilisation de méthodes de type métaheuristique.

3. Le dernier axe de la recherche est orienté sur le contrôle coordonné de systèmes comprenant plusieurs dispositifs FACTS. Des stratégies de contrôle des puissances actives et réactives ainsi que des tensions y sont développées. Elles mettent en évidence des zones d'influences attribuables à chaque dispositif.

Présentation de la thèse

A- Objectifs de la thèse

Cette thèse est consacrée aux techniques de placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique. Son objectif ultime consiste à répondre aux questions suivantes: - Que peuvent apporter les FACTS dans la conduite d'un réseau électrique?

- Combien de dispositifs sont-ils nécessaires?
- Où faut-il les placer dans le système pour satisfaire un minimum de coût d'investissement et un minimum de pertes?

- Quelles doivent être leurs caractéristiques (types de dispositifs, puissances, etc.)?

Le travail consiste à développer et appliquer des méthodes d'optimisation permettant de déterminer quelles seraient les configurations optimales de FACTS dans le réseau pour des régimes de fonctionnement stationnaires. Les stratégies de positionnement des dispositifs sont principalement liées au contexte de la dérégulation et plus particulièrement en vue d'une utilisation plus efficace du réseau de transport. L'objectif ultime est la création d'un outil d'optimisation pouvant être utilisé comme aide à la planification par les exploitants du réseau. Ce logiciel est appliqué à différents réseaux tests ainsi qu'au réseau de transport Algérien.

B- Méthodologie adoptée

Le placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau est un problème de nature combinatoire. À ce jour, il n'existe pas de méthode analytique capable de résoudre ce genre de problème et d'en donner l'optimum global. Il convient donc d'utiliser des méthodes dites énumératives qui consistent à balayer l'espace des solutions possibles. Parmi celles-ci, les méthodes exactes, qui ont des temps de résolution augmentant de manière exponentielle avec la taille du problème, sont limitées à des problèmes de taille insignifiante. Ainsi, pour des réseaux comportant plusieurs dizaines voire centaines de nœuds et de branches, on s'orientera vers des méthodes approchées ou heuristiques, qui bien que ne garantissant pas la solution optimale au sens global, permettent d'obtenir des solutions de bonne qualité en des temps de calculs raisonnables. Afin d'assurer la convergence vers des optima locaux, nous avons opté d'employer, à chaque itération, une méthode d'optimisation classique. Donc, chaque optimisation globale consiste en un processus par hybridation entre deux méthodes d'optimisation : une méthode évolutionnaire dans laquelle les variables sont les consignes des FACTS et les régulateurs en charge, et une méthode classique celle du point intérieur, qui est appliquée à chaque évaluation des fonctions objectifs afin de déterminer les autres variables du système et de vérifier toutes les contraintes qui lui sont liées.

De manière très générale, leur principe consiste à parcourir l'espace des solutions de manière itérative en passant d'une solution à une autre de façon intelligente. Parmi les méthodes approchées, les métaheuristiques qui se caractérisent par la généralité de leurs algorithmes qui peuvent être adaptés à une grande variété de problèmes. Quatre des plus connues, Ellitist Non Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II), A Regularity Model-Based Multiobjective Estimation of Distribution Algorithm (RM-MEDA), multiobjective optimization evolutionary algorithms with decomposition (MOEA/D) et Improving Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA-II), sont adaptées et appliquées au problème de la compensation de l'énergie réactive.

Les optimisations sont effectuées autour de points de fonctionnement donnés du réseau sur la base de résultats de calculs de répartition des puissances. De par la nature de ces informations et les limitations relatives aux *modèles* des *dispositifs* FACTS, il serait absurde de vouloir rechercher à tout prix une solution globalement optimale. L'intérêt est donc porté sur la valeur qualitative des résultats et les possibilités éventuelles de recourir aux dispositifs FACTS dans un contexte donné.

C- Originalités du travail

Le placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique est un sujet étudié dans de nombreuses recherches qui a donné lieu à de nombreuses publications. Dans ce contexte, cette thèse apporte plusieurs contributions originales.

La première se situe dans la modélisation des FACTS et la façon d'intégrer ces dispositifs dans le calcul de répartition des puissances. En effet, les FACTS, modélisés pour des régimes de fonctionnement stationnaires, sont pris en compte en modifiant directement la valeur des éléments de la matrice d'admittance du réseau.

L'approche choisie pour résoudre le problème de placement est elle aussi inédite. L'impact des FACTS sur le réseau est évalué au moyen d'une multitude de calculs de répartition des puissances optimisée. Pour chaque optimal load fiow, la valeur de consigne de chacun de ces dispositifs est fixe.

L'identification des méthodes de résolution et leur adaptation au problème du placement optimal de dispositifs FACTS sont également des particularités de ce travail. L'originalité se situe plus précisément dans la détermination de la population initiale en

utilisant des méthodes classiques afin d'établir les extrémités de la courbe de compromis, dans la manière de choisir tous les emplacements potentiels à la compensation, dans le contournement des contraintes liées au système par l'implantation de la méthode du point intérieur dans l'évaluation des fonctions objectifs ainsi que dans certaines des fonctions objectifs utilisées.

L'application des méthodes développées est elle aussi originale. La conclusion faite sur le nombre de FACTS et leur efficacité maximale dans un contexte donné montre que la limite est atteinte bien avant la limite théorique du nombre de mailles indépendantes dans le réseau. Des simulations ont également été réalisées pour le réseau électrique de transport Algérien.

D- Organisation de la thèse

Le chapitre 1 est une présentation générale du concept FACTS. Il dresse tout d'abord une liste des problèmes liés à l'exploitation d'un réseau électrique puis introduit les solutions pouvant être apportées par la technologie FACTS. Une classification des différents types de FACTS est proposée et les principaux dispositifs de chaque famille sont décrits de façon plus détaillée. Quelques installations en exploitation ainsi que les coûts inhérents aux dispositifs FACTS sont présentés à la fin du chapitre.

Le chapitre 2 est consacré à la modélisation du réseau et des dispositifs FACTS. Les différentes approches possibles sont présentées. Des modèles sont proposés pour les régimes de fonctionnement stationnaires. Le problème d'optimisation est également formulé dans ce chapitre. Les différentes fonctions et variables du problème sont introduites, puis les contraintes et les critères d'optimisation sont discutés.

Le chapitre 3 dresse un inventaire des méthodes d'optimisation classiques. L'accent est mis sur les résultats d'une approche à deux niveaux visant la minimisation des investissements sur les dispositifs de compensation puis la minimisation des pertes actives.

Quatre de ces méthodes d'optimisation évolutionnaires, NSGA-II, SPEA-II, MOEA/D et RM-MEDA sont décrites en détails. Ces méthodes sont appliquées au placement optimal de dispositifs FACTS dans un réseau électrique dans le chapitre 4.

Les algorithmes développés sont ensuite validés et comparés sur un réseau test à 57 nœuds.

Au chapitre 5, les modèles et les méthodes mis au point sont appliqués à des systèmes de plus grandes tailles. Des optimisations sont réalisées pour le réseau de transport Algérien GRTE. Dans ce cas, plusieurs contextes sont étudiés et des simulations sont réalisées avec des critères différents. Une synthèse des développements effectués au cours de cette thèse est décrite. Les résultats principaux et les points-clés du travail y sont rappelés. Des propositions pour des développements futurs sont énoncées.

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

Chapitre 1

Compensation de l'énergie réactive et les Dispositifs FACTS

1.1 INTRODUCTION

Pour les différentes raisons évoquées dans l'introduction, les dispositifs FACTS ont un rôle important à jouer dans le contrôle des transits de puissance et dans le maintien des conditions d'exploitation sûres du réseau de transport. Ce chapitre a pour but de mettre en évidence les caractéristiques et le potentiel des différents FACTS développés à ce jour.

Il commence par un aperçu sur les moyens de compensation classiques de l'énergie réactive et de réglage de la tension suivi d'un bref rappel sur les bases de l'exploitation d'un réseau électrique ainsi que les limitations inhérentes à ce dernier. Le concept FACTS est ensuite présenté de manière générale et une classification des dispositifs est proposée. Elle est suivie d'une succincte présentation des technologies utilisées, puis chaque famille est décrite de façon plus détaillée. La fin du chapitre est consacrée à la discussion de quelques installations de FACTS en exploitation ainsi qu'à des considérations économiques.

1.2 Moyens de compensation de l'énergie réactive et de réglage de la tension

Le transport de l'énergie réactive pour une longue distance n'est pas économique (augmentation des pertes actives). De ce fait, la production de cette énergie doit être le plus près possible des points de consommation. On décrit brièvement ci-après ces différents matériels :

- Les Condensateurs ;
- Les Inductances ;
- Les Groupes thermiques et hydrauliques ;
- Les Compensateurs synchrones ;
- Les Compensateurs statiques ;
- Les Dispositifs FACTS ;

1.3 LES DISPOSITIFS FACTS

1.3.1 Exploitation d'un réseau électrique

L'exploitation d'un réseau électrique est assujettie à quelques règles fondamentales. D'une part, il faut assurer en permanence l'égalité entre la production et la consommation afin de maintenir la fréquence à une valeur constante. Cette fonction est réalisée de manière automatique à l'aide des régulateurs primaires et secondaires des centrales de production. D'autre part, la répartition de la puissance active entre les générateurs et les charges obéit aux lois de Kirchhoff; les transits empruntant les chemins de moindre impédance sans se soucier des capacités de transport des lignes et des problèmes de stabilité. À cela vient s'ajouter la puissance réactive, qui peut être produite ou consommée par les lignes elles-mêmes et qui vient modifier l'état de charge des lignes ainsi que le plan de tension. Les exploitants du réseau n'ont qu'un petit nombre de moyens d'action pour contrôler les transits de puissances. Ce sont principalement :

- la réallocation des productions en changeant les consignes de puissance des générateurs, mais qui est sujette à certaines contraintes dans un environnement dérégulé;
- le déclenchement de lignes pour agir sur la topologie du réseau, mais qui n'est généralement réalisé qu'en cas de contingences [8] ;
- la modification artificielle des caractéristiques des lignes de transport au moyen de dispositifs tels que les FACTS.

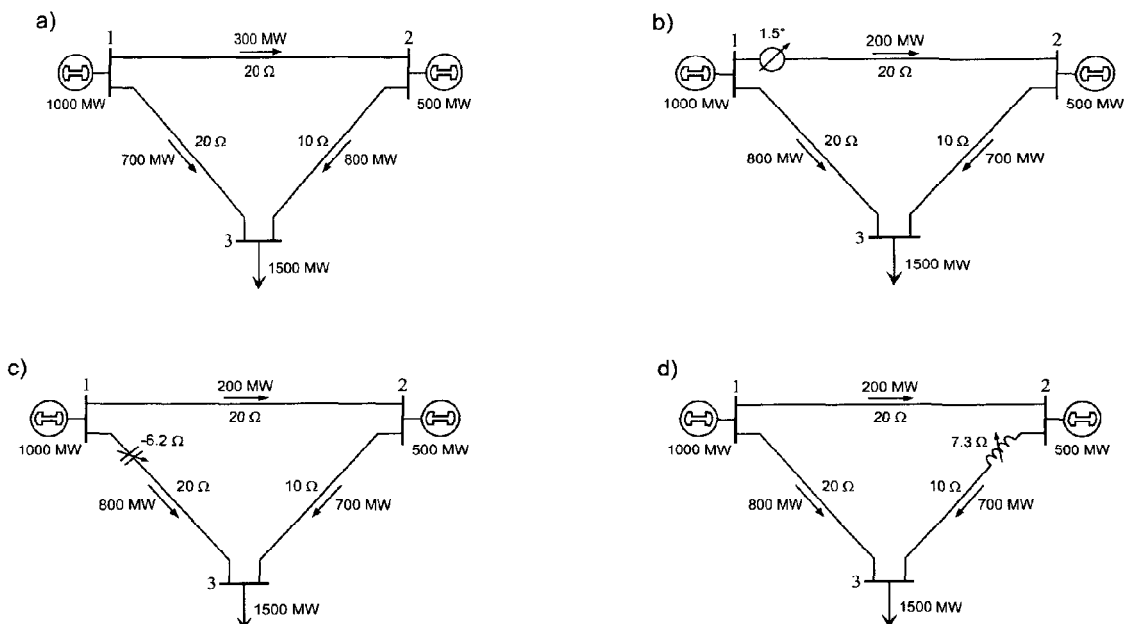


FIG. 1.1 Contrôle des transits de puissance dans un réseau maillé : a) cas de base, sans dispositif, b) déphaseur dans la ligne 1-2, c) capacité série dans la ligne 1-3 et d) inductance série dans la ligne 2-3 [103].

La figure 1.1 illustre différents moyens d'agir sur les transits de puissance en modifiant les caractéristiques apparentes d'une des lignes du réseau. Ceci peut être réalisé par exemple au moyen d'un déphaseur (b), d'une capacité série (c) ou encore d'une inductance série (d).

1.3.2 Puissance transmise dans une ligne

Dans un réseau électrique de transport, les lignes courtes par rapport à la longueur d'onde ($l < \lambda/10$) peuvent être modélisées par le schéma en π de la figure 1.2. L'impédance longitudinale \underline{Z}_{ik} et les admittances transversales \underline{Y}_{ik0} valent :

$$\underline{Z}_{ik} = \underline{Z}_{ik}'l = R_{ik}'l + j\omega L_{ik}'l = R_{ik} + jX_{ik}, \quad (1.1)$$

$$\underline{Y}_{ik0} = \underline{Y}_{ik0}'l = G_{ik0}'l + j\omega C_{ik0}'l = G_{ik0} + jB_{ik0}. \quad (1.2)$$

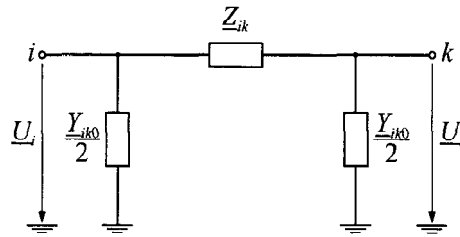


FIG. 1.2 – Modèle en π d'une ligne électrique dans le système direct.

Avec les hypothèses faites $G_{ik} \cong 0$ et $R_{ik} \ll X_{ik}$, la ligne peut être considérée sans pertes actives. Les puissances active et réactive transmises par une telle ligne d'un nœud i vers un nœud k sont données par :

$$P_{ik} = -P_{ki} = \frac{U_i U_k}{X_{ik}} \sin \delta_{ik}, \quad (1.3)$$

$$Q_{ik} = \left(\frac{1}{X_{ik}} - \frac{B_{ik0}}{2} \right) U_i^2 - \frac{U_i U_k}{X_{ik}} \cos \delta_{ik}, \quad (1.4)$$

$$Q_{ki} = \left(\frac{1}{X_{ik}} - \frac{B_{ik0}}{2} \right) U_k^2 - \frac{U_i U_k}{X_{ik}} \cos \delta_{ik}, \quad (1.5)$$

où U_i, U_k sont les modules des tensions aux nœuds i et k et $\delta_{ik} = \delta_i - \delta_k$ le déphasage entre ces tensions.

Lorsqu'une ligne relie deux nœuds auxquels sont connectés des générateurs (fig. 1.3), la tension peut être contrôlée aux deux extrémités. En supposant que ces tensions U_i et U_k sont égales, la relation 1.3 peut s'écrire :

$$P_{ik} = P_{ikmax} \sin \delta_{ik}, \quad (1.6)$$

où la puissance maximale P_{ikmax} est obtenue pour un déphasage δ_{ik} égal à 90° .

Dans le cas d'une charge alimentée par une ligne radiale, la valeur maximale de la puissance transmissible dépend de la limite de stabilité de tension illustrée à la figure 1.4.

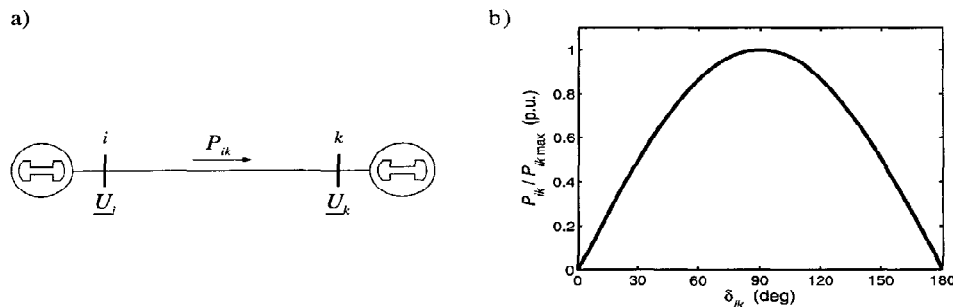


FIG. 1.3 Ligne reliant deux générateurs : a) schéma, b) caractéristique P - δ .

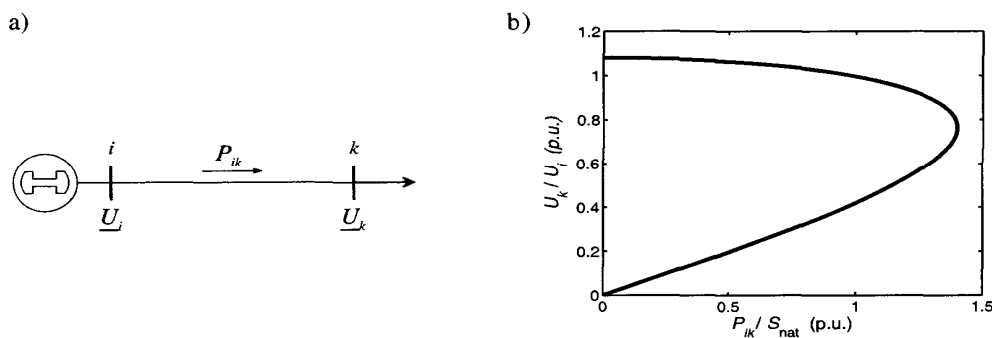


FIG 1.4 Ligne radiale alimentant une charge : a) schéma, b) caractéristique P - U .

1.3.3 Limites d'utilisation d'un réseau électrique

En pratique, les valeurs de transits maximales mises en évidence au paragraphe précédent ne peuvent pas être atteintes. Il existe des limitations qui dépendent de paramètres tels que le niveau de tension ou la longueur de la ligne.

Il est commode d'utiliser la puissance naturelle P_{nat} comme référence pour exprimer la dépendance de la puissance transmissible par rapport à la longueur de la ligne. Ce concept fut introduit par St. Clair, sur la base de considérations pratiques et expérimentales [9], puis repris et étendu analytiquement dans [10] à des niveaux de tension et des longueurs de lignes plus élevés. Les trois facteurs de limitation décrits ci-après y sont mis en évidence.

1. La *limite thermique* est liée à l'échauffement, par effet Joule, provoqué par le passage du courant dans la ligne. Le courant tolérable pendant une durée déterminée dépend de la température maximale admissible pour les conducteurs et des conditions de refroidissement. En pratique, au moins deux valeurs de courant maximum sont spécifiées pour un conducteur : i) la *limite à long terme* qui correspond aux conditions normales de fonctionnement pour lesquelles le courant peut circuler dans la ligne de façon permanente; ii) la *limite à court terme* qui admet pendant un temps limité un courant plus élevé, généralement à la suite d'un problème sur le réseau.

2. La *limite de tension* correspond à la tension minimale acceptable aux nœuds du réseau afin d'éviter l'écroulement de tension. La chute de tension maximale admissible dans la ligne est fixée à $\Delta U_{lim}=5\%$ de la tension nominale.
3. La *limite de stabilité statique* est exprimée par l'angle maximum permettant le maintien du synchronisme des machines raccordées aux extrémités de la ligne. Une marge de sécurité de 30% de la puissance maximale est adoptée. L'angle de transport correspondant à cette puissance limite $P_{lim}=0.7P_{max}$ vaut $\delta_{lim}=44^\circ$.

La figure 1.5 représente la puissance maximale transmissible, exprimée en valeur relative de la puissance naturelle, en fonction de la longueur de la ligne. Cette courbe est valable pour tous les niveaux de tension des lignes de transport non compensées. Les trois régions suivantes peuvent y être mises en évidence :

- les lignes courtes, de longueur inférieure à 80 km, pour lesquelles le transfert de puissance est limité par la capacité thermique de la ligne;
- les lignes dont la longueur est comprise entre 80 km et 320 km où la limitation est principalement due à la chute de tension dans la ligne;
- les lignes de longueur supérieure à 320 km dans lesquelles la puissance transmissible est conditionnée par la limite de stabilité statique. Pour les lignes dont la longueur excède 480 km, cette puissance est inférieure à la puissance naturelle.

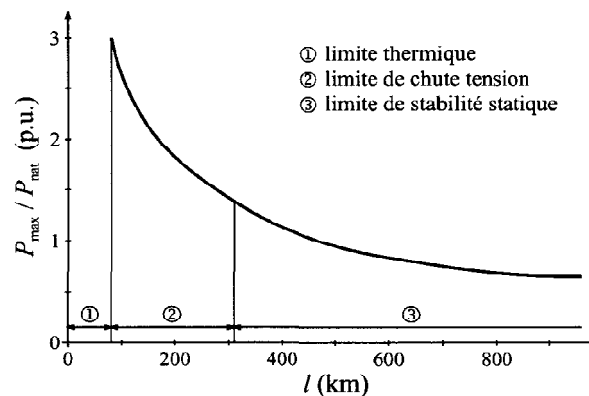


FIG. 1.5 - Puissance transmissible par une ligne de transport [10].

Il existe différentes techniques pour augmenter la capacité de transport des lignes. Les lignes compactes munies de conducteurs en faisceau, généralement utilisées pour réduire l'effet couronne, en sont une. Leur impédance caractéristique réduite contribue à diminuer la chute de tension dans la ligne et donc à accroître la puissance transmissible [11]. Les dispositifs de compensation, conventionnels ou basés sur l'électronique de puissance, sont également des moyens utilisés pour augmenter la puissance transmissible. Ils permettent de repousser les limites de stabilité et de tension en modifiant artificiellement la longueur électrique apparente de la ligne. De tels dispositifs ne modifient cependant pas la limite thermique des lignes mais rendent possible l'utilisation de leur pleine capacité.

1.3.4 Contrôle des transits de puissance dans une ligne

Les équations 1.3 et 1.4 mettent en évidence le fait qu'il existe trois moyens d'agir sur la puissance transmise dans une ligne. Les transits peuvent être contrôlés en modifiant :

- le déphasage entre les tensions δ_{ik} ,
- les modules des tensions aux extrémités U_i, U_k ;
- la réactance de la ligne X_{ik} .

En exploitation normale, pour satisfaire aux limites décrites au paragraphe 1.3.3, les tensions U_i et U_k ont des amplitudes proches de 1 p.u. Les déphasages δ_{ik} entre nœuds adjacents ne dépassent que rarement 15° à 20° . Comme l'indique la relation 1.4, la puissance réactive est également fonction de la susceptance transversale B_{ik0} . Toutefois, la modification de ce paramètre agit directement sur la valeur de la tension au nœud. Il n'est donc pas pris en considération.

La figure 1.6 illustre l'effet de la variation de chacun des trois paramètres sur les puissances actives et réactives transmises. Elle met en évidence que :

- la modification du déphasage agit principalement sur le transit de puissance active;
- le contrôle de la tension aux nœuds modifie principalement les flux de puissance réactive;
- la variation de la réactance de la ligne agit simultanément sur les puissances actives et réactives.

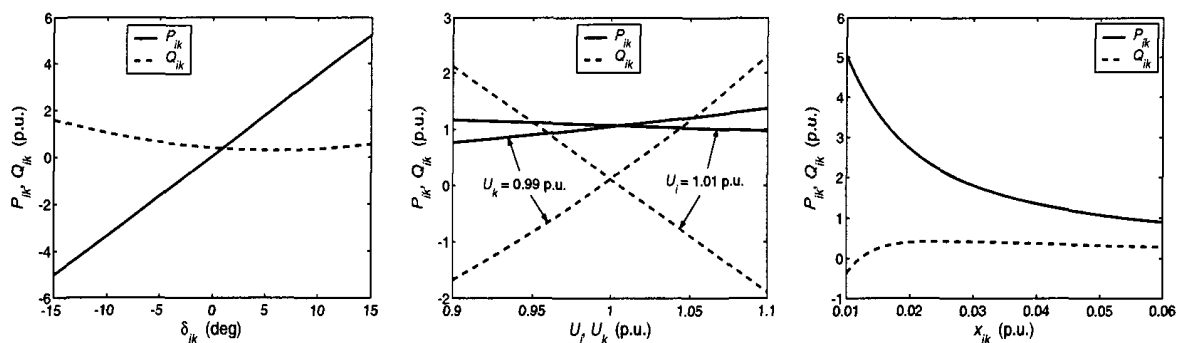


FIG. 1.6 - Influence des différents paramètres sur la puissance transmise dans une ligne.

1.4 Généralités sur les FACTS

1.4.1 Définition

Selon l'IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*), la définition du terme **FACTS** est la suivante : *Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statiques utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de puissance du réseau.*

Avec leurs aptitudes à modifier les caractéristiques apparentes des lignes, les FACTS sont capables d'accroître la capacité du réseau dans son ensemble en contrôlant les transits de puissances. Il est donc important de souligner que les dispositifs FACTS ne peuvent pas augmenter la capacité thermique des lignes de transport. En revanche, ils permettent d'utiliser les lignes plus proches de cette limite en repoussant d'autres limitations, en particulier celles liées à la stabilité. Finalement, il faut noter que les FACTS ne remplacent pas la construction de nouvelles lignes. Ils sont un moyen de différer les investissements en permettant une utilisation plus efficace du réseau existant.

1.4.2 Rôles des dispositifs FACTS

Le développement des dispositifs FACTS est essentiellement dû aux progrès réalisés dans le domaine des semi-conducteurs de puissance et plus particulièrement des éléments commandables tels que le thyristor et le thyristor GTO. Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'inductance et condensateur enclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à régleur en charge mécanique, etc. Dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées et ne rencontrent pas les problèmes d'usure de leurs prédécesseurs. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régimes stationnaires qu'en régimes transitoires. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régimes permanents, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- *le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive lorsque la charge est élevée et que la tension est trop basse, alors qu'à l'inverse ils en absorbent si la tension est trop élevée;*
- *le contrôle des transits de puissances de manière à réduire, voire supprimer, les surcharges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter des flux de bouclage dans le réseau. Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.*

Les dispositifs FACTS peuvent aussi être utilisés pour la symétrisation de lignes de transport afin d'accroître leur capacité [12].

1.4.3 Classification des dispositifs FACTS

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

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

fournir ou absorber de la puissance réactive. Ils servent également au remplacement du changeur de prises en charge mécanique dans les transformateurs de réglage.

2. La deuxième génération, dite avancée, est née avec l'avènement des semi-conducteurs de puissance commandables à la fermeture et à l'ouverture, comme le thyristor GTO. Ces éléments sont assemblés pour former des convertisseurs de tension ou de courant afin d'injecter des tensions contrôlables dans le réseau.
3. Une troisième génération de FACTS utilisant des composants hybrides et qui est adaptée à chaque cas. Contrairement aux deux premières générations, celle-ci n'utilise pas de dispositifs auxiliaires encombrants tels que des transformateurs pour le couplage avec le réseau [13].

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







- les dispositifs shunt connectés en parallèle dans les postes du réseau;
- les dispositifs série insérés en série avec les lignes de transport;
- les dispositifs combinés série-parallèle qui recourent simultanément aux deux couplages.

1.5 Technologie des FACTS

1.5.1 Dispositifs à semi-conducteurs de puissance

Le tableau 1.1 résume les caractéristiques techniques de quelques éléments semi-conducteurs disponibles à l'heure actuelle sur le marché.

TAB. 1.1 - *Caractéristiques typiques des semi-conducteurs de puissance auto-commutés*

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

Les dispositifs FACTS sont conçus sur la base d'éléments semi-conducteurs de puissance jouant le rôle d'interrupteurs très rapides. Il existe trois familles de dispositifs qui peuvent être classés selon leurs modes de commutation :

- les diodes, dont toutes les commutations sont spontanées;
- les thyristors, commandables uniquement à l'amorçage;

- les éléments auto-commutés, qui peuvent être soit des thyristors avec capacité d'extinction, soit des transistors.

1.5.2 Montages de base des dispositifs FACTS

Les éléments semi-conducteurs sont assemblés pour former des valves et des convertisseurs. Les FACTS sont des dispositifs ayant des puissances allant jusqu'à quelques centaines de mégawatts. À ce jour, les valeurs nominales des semi-conducteurs de puissance atteignent 5 à 10 kV pour la tension et 1 à 5 kA pour le courant (TAB. 1.1). Pour atteindre la tenue en tension désirée, il est nécessaire de connecter plusieurs éléments en série. La valeur de courant souhaitée est obtenue en disposant plusieurs éléments en parallèle. En général, on veille à ce que les semi-conducteurs assemblés présentent des caractéristiques similaires, de sorte que la tension se répartisse de manière uniforme et qu'un élément ne soit pas plus sollicité qu'un autre. Des considérations sur les vitesses de commutation et sur les pertes entrent également en jeu.

Dans ce qui suit, les termes diode et thyristor sont employés pour parler d'un ensemble d'éléments connectés de façon à obtenir les caractéristiques voulues. Trois familles de montages sont utilisées comme base à l'ensemble des dispositifs (FACTS) :

- les gradateurs;
- les convertisseurs de courant;
- les convertisseurs de tension.

Pour chacun d'eux, plusieurs variantes ont été développées, cependant le principe de fonctionnement reste le même. La figure 1.7 représente le schéma des trois montages précités dans leur forme la plus élémentaire.

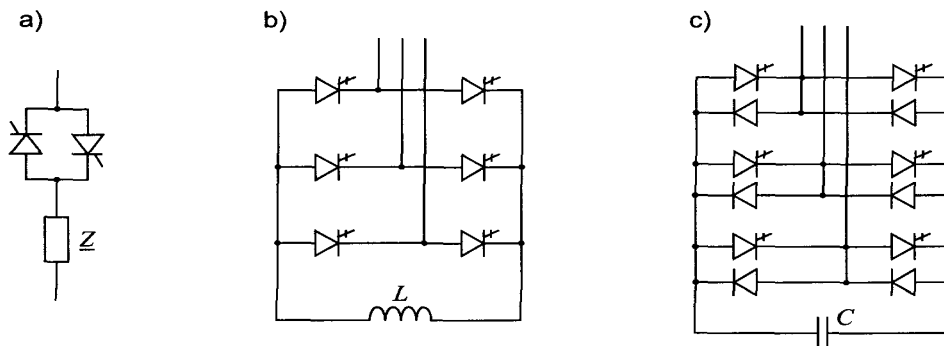


FIG. 1.7 - Montages de base utilisés dans les dispositifs FACTS : a) gradateur
b) convertisseur de courant, c) convertisseur de tension.

Dans les dispositifs FACTS, les convertisseurs de tension sont généralement préférés aux convertisseurs de courant pour plusieurs raisons. Les principales concernent les pertes et la protection des semi-conducteurs lors de transitoires de tension dans la ligne. En revanche, les convertisseurs de courant ont l'avantage d'être pratiquement insensibles aux courts-circuits, l'inductance limitant le courant de manière inhérente.

1.6 Dispositifs FACTS shunt

L'objectif principal de la compensation shunt est l'accroissement de la puissance transmissible dans le réseau. Le principe consiste à fournir ou à absorber de la puissance réactive de façon à modifier les caractéristiques naturelles des lignes pour les rendre plus compatibles avec la charge. En régime permanent, la compensation réactive est utilisée pour la sectionnalisation des lignes ainsi que le maintien de la tension aux nœuds. En régime transitoire, les dispositifs shunt permettent un contrôle dynamique de la tension pour l'amélioration de la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissance.

Les compensateurs parallèles les plus utilisés sont :

1.6.1 Compensateurs parallèle à base de thyristors :

Il s'agit de :

- TCR (Thyristor Controlled Reactor)

Dans le TCR (ou RCT : Réactances Commandées par Thyristors), la valeur de l'inductance est continuellement changée par l'amorçage des thyristors [4].

- TSC (Thyristor Switched Capacitor)

Dans le TSC (ou CCT : Condensateurs Commandés par Thyristor), les thyristors fonctionnent en pleine conduction [4].

- SVC (Static Var Compensator)

L'association des dispositifs TCR, TSC, bancs de capacités fixes et filtres d'harmoniques constitue le compensateur hybride, plus connu sous le nom de SVC (Fig 1.8) (compensateur statique d'énergie réactive) dont le premier exemple a été installé en 1979 en Afrique du Sud [14] [15].

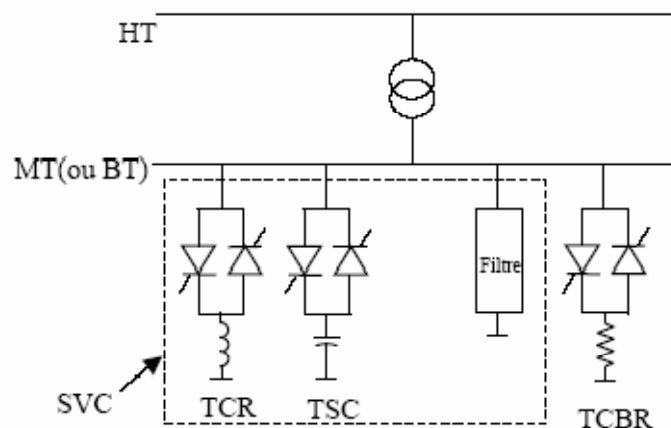


FIG 1.8 Schéma de base des compensateurs parallèles à bas de thyristor

1.6.2 Compensateurs parallèle à base de thyristors GTO :

Il s'agit du STATCOM (Static Compensator) qui a connu jusqu'à présent différentes appellations :

- ASVC (Advanced Static Var Compensator).
- STATCON (Static Condenser).
- SVG (Static Var Generator).

Le principe de ce type de compensateur est connu depuis la fin des années 70, mais ce n'est que dans les années 90 que ce type de compensateur a connu un essor important grâce aux développements des interrupteurs GTO de forte puissance [16].

Le STATCOM présente plusieurs avantages :

1. bonne réponse à faible tension : le STATCOM est capable de fournir son courant nominal, même lorsque la tension est presque nulle.
2. bonne réponse dynamique : Le système répond instantanément.

Cependant, le STATCOM de base (Fig 1.9) engendre de nombreux harmoniques. Il faut donc utiliser, pour résoudre ce problème, des compensateurs multi-niveaux à commande MLI ou encore installer des filtres [17].

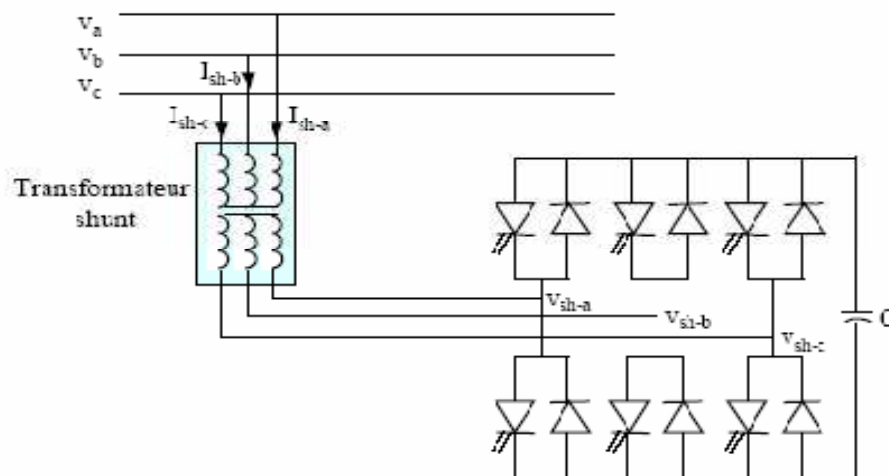


FIG 1.9 Schéma de base d'un STATCOM

1.7 Dispositifs FACTS série

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

La réactance des lignes est une des limitations principales de la transmission de courant alternatif à travers les longues lignes. Pour remédier à ce problème, la compensation série capacitive a été introduite il y a plusieurs dizaines d'années afin de réduire la partie réactive de l'impédance de la ligne. Les dispositifs FACTS de compensation série sont des évolutions des condensateurs série fixes. Ils agissent généralement en insérant une tension capacitive sur la ligne de transport qui permet

de compenser la chute de tension inductive. Ils modifient ainsi la réactance effective de la ligne en question (Fig 1.10). La tension insérée est proportionnelle et perpendiculaire au courant circulant dans la ligne.

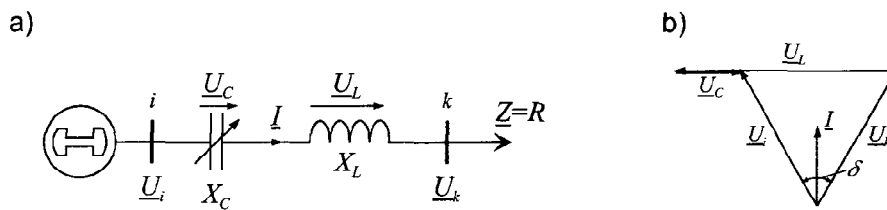


FIG. 1.10 *Ligne radiale avec compensation série.*

Les condensateurs série permettent de remplir plusieurs fonctions dans un réseau électrique. L'une d'entre elles est la régulation de la tension en régime permanent et la prévention des chutes de tension par compensation de la chute de tension sur une ligne de transport due à l'inductance série. À faible charge, la chute de tension est plus faible et la tension de compensation série est plus basse. Lorsque la charge augmente, et que la chute de tension devient plus importante, la tension fournie par le condensateur est augmentée. La tension du système est ainsi réglée. La compensation série permet aussi d'accroître la zone de stabilité de la tension en diminuant la réactance de la ligne.

La compensation série peut également être utilisée pour contrôler les flux de puissance en régime permanent dans un réseau de transport. Lorsque plusieurs chemins parallèles mènent au même nœud, en contrôlant les réactances des lignes, il est possible de forcer la puissance à circuler dans des lignes sous-exploitées et ainsi réduire la charge des lignes surchargées ou proches de leur limite thermique. La figure 1.11 illustre l'effet de la compensation série dans le contexte du contrôle des transits de puissance. Dans le cas a), la ligne 1 est surchargée de 20% alors que la ligne 2 est sous-utilisée. En réduisant la réactance de la ligne 2, par insertion d'une capacité série, il est possible d'équilibrer les flux de puissance dans les deux lignes.

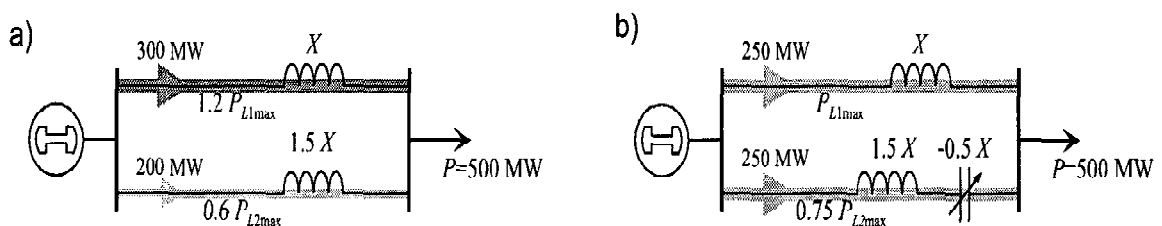


FIG. 1.11 *Transits de puissance dans deux lignes parallèles : a) sans compensation, b) avec compensation série capacitive.*

Tout comme les dispositifs FACTS shunt présentés à la section précédente, les dispositifs de compensation série ont des effets bénéfiques sur la stabilité statique, la stabilité transitoire et l'amortissement des oscillations de puissances. Ils agissent également en modulant de manière dynamique l'impédance de la ligne. Les dispositifs de compensation série peuvent être formés d'impédances variables (capacités, inductances, etc.) ou de sources variables.

Lorsqu'ils sont utilisés pour le contrôle des transits de puissance et l'amortissement des oscillations, les dispositifs séries doivent être dimensionnés pour des puissances beaucoup plus élevées que les dispositifs shunt. En pratique, il existe deux modes de contrôle de la compensation série :

- le contrôle de la tension dans lequel le dispositif maintient une valeur de tension fixe malgré les variations de courant dans la ligne;
- le contrôle de la réactance où c'est la valeur de la réactance effective du dispositif qui est maintenue à la valeur désirée.

1.7.1 Compensateur série à base de thyristors

Les premiers schémas de compensateurs série à thyristors ont été proposés en 1986 [18]. À l'heure actuelle, trois conceptions principales de compensateurs série à thyristors peuvent être distinguées :

- le condensateur série commandé par thyristors;
- le condensateur série commuté par thyristors;
- le condensateur série commandé par thyristors GTO.

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

- TCSR (Thyristor Controlled Series Reactor)

Le TCSR est un compensateur inductif qui se compose d'une inductance en parallèle avec une autre inductance commandée par thyristor afin de fournir une réactance inductive série variable (Fig. 1.12).

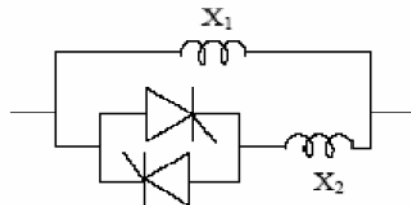


FIG 1.12 Structure du TCSR

- TCSC (*Condensateur série commandé par thyristors*)

Un condensateur série commandé par thyristors TCSC (*Thyristor Controlled Series Capacitor*) est formé d'une inductance commandée par thyristors en parallèle avec un condensateur. Ce montage permet un réglage continu sur une large gamme de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale. Les montages peuvent varier selon les fabricants. La figure 1.13 illustre le schéma du TCSC. En pratique, une varistance à oxyde métallique ou MOV (*Metal Oxide Varistor*) est insérée en parallèle afin de protéger le condensateur contre les surtensions.

La valeur de l'impédance du TCSC est modifiée en contrôlant le courant circulant dans l'inductance au moyen de la valve à thyristors. Trois régimes de fonctionnement peuvent être distingués (fig. 1.13).

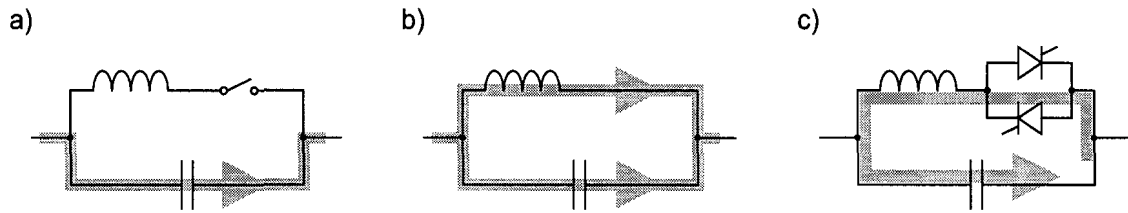


FIG. 1.13 Régimes de fonctionnement du TCSC.

• TSSC (Thyristor Switched Series Capacitor)

La différence entre ce système et le TCSC est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180° (fig. 1.14).

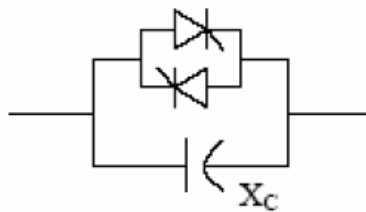


FIG 1.14 Structure du TSSC

• TSSR (Thyristor Switched Series Reactor)

La différence entre ce système et le TCSR est que l'angle d'amorçage est soit de 90° soit de 180° [19].

1.7.2 Compensateurs série à base de thyristors GTO :

• SSSC (Static Synchronous Series Compensator)

Ce type de compensateur série (Compensateur Synchrone Statique Série) est le plus important dispositif de cette famille.

Il est constitué d'un onduleur triphasé couplé en série avec la ligne électrique à l'aide d'un transformateur (Fig. 1.15).

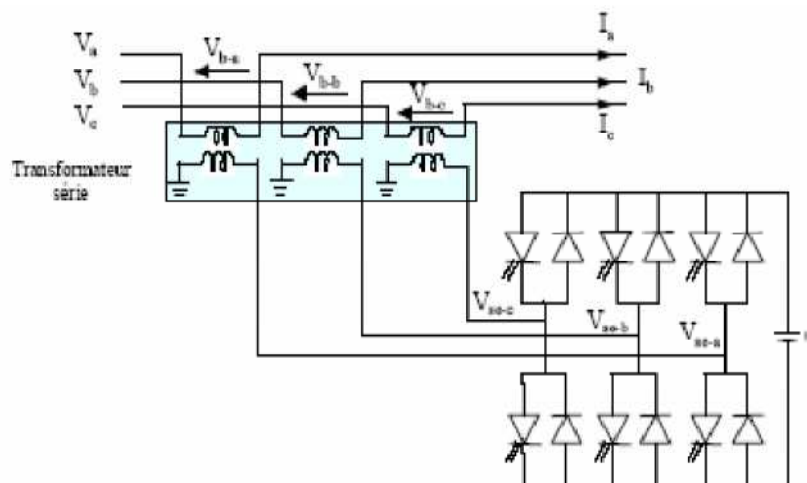


FIG 1.15 Schéma de base du SSSC

1.8 Compensateurs hybrides série – parallèle :

1.8.1 Compensateurs hybrides à base de thyristors :

- TCPAR (Thyristor Controlled Phase Angle Regulator)

TCPAR (déphaseur statique) est un transformateur déphaseur à base de thyristors. Ce dispositif a été créé pour remplacer les déphaseurs à transformateurs ou régulateurs en charge (LTC ; Load Tap Changer) qui sont commandés mécaniquement. Il est constitué de deux transformateurs, l'un est branché en série avec la ligne et l'autre en parallèle. Ce type de compensateur n'est pas couramment utilisé, seule une étude est actuellement menée afin d'introduire un déphaseur à thyristors dans l'interconnexion des réseaux du nord ouest du Minnesota et du nord de l'Ontario [20].

L'amplitude de la tension injectée est une combinaison des secondaires du transformateur parallèle dont les rapports de transformation sont n_1 , n_2 , n_3 . Cette combinaison donne une tension à injecter dont l'amplitude peut prendre 27 valeurs différentes.

- **Transformateur déphaseur commandé par thyristor (TCPST)**

IEEE définit le TCPST (*Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer*) comme étant un transformateur déphaseur ajusté par thyristor afin de fournir un angle de phase rapidement variable [21].

Transformateur déphaseur commandé par thyristor TCPST, est le premier équipement FACTS combiné.

- **Régulateur de tension commandé par thyristor (TCVR)**

IEEE définit le TCVR (*Thyristor Controlled Voltage Regulator*) comme étant un transformateur contrôlé par thyristor qui permet la commande de la phase de tension d'une manière continue [21].

Le régulateur de tension commandé par thyristor TCVR, est un autre membre de la famille des FACTS combinés. Leur prix relativement réduit, leur confère un avantage certain dans le contrôle de l'écoulement d'énergie réactive.

1.8.2 Compensateurs hybrides à base de thyristors GTO

- IPFC (Interline Power Flow Controller)

L'IPFC a été proposé par Gyugyi, Sen et Schuder en 1998 afin de compenser un certain nombre de lignes de transport d'une sous-station. Sous sa forme générale, l'IPFC utilise des convertisseurs DC-DC placés en série avec la ligne à compenser (Fig 1.16). En d'autres termes, l'IPFC comporte un certain nombre de SSSC [04].

Nous pouvons l'utiliser afin de contrôler les changements de puissances entre les lignes du réseau.

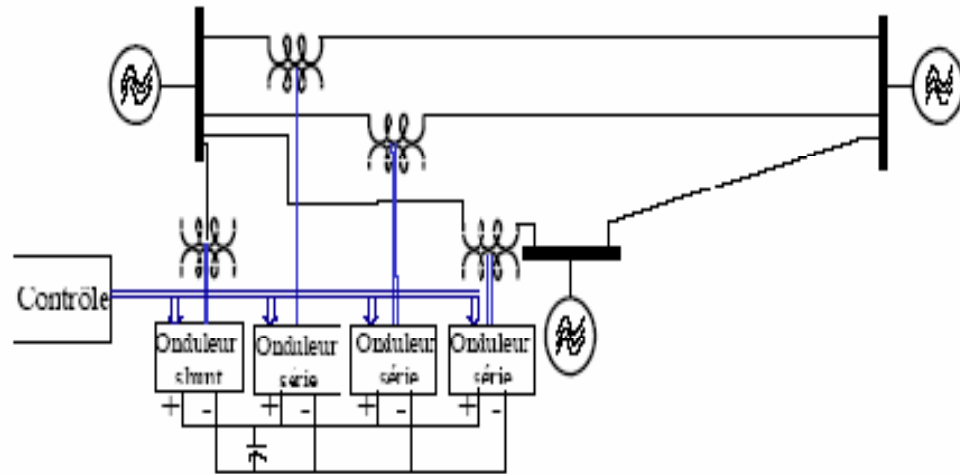


FIG 1.16 Schéma de base de l'IPFC

- **UPFC (Unified Power Flow Controller)**

Il englobe les caractéristiques des compensations shunt et série, ainsi que des déphaseurs. Il est donc capable d'agir sur les trois paramètres (tension, impédance, déphasage) qui permettent de contrôler le transit de puissance sur une ligne de transport [22]. Gyugyi a présenté le concept de l'UPFC en 1990. L'originalité de ce compensateur est de pouvoir contrôler les trois paramètres associés au transit de puissance dans une ligne électrique :

1. la tension,
2. l'impédance de la ligne,
3. le déphasage des tensions aux extrémités de la ligne.

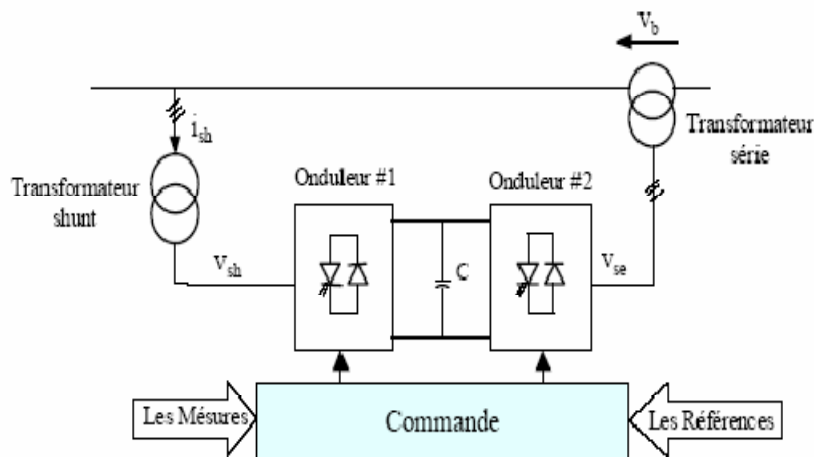


FIG 1.17 Schéma de base de l'UPFC

L'UPFC (Unified power flow controller) est une combinaison du STATCOM (static synchronous compensator) et du SSSC (static synchronous series compensator).

Les STATCOM absorbent ou fournissent de la puissance réactive au réseau de manière parallèle, indirectement, ils ont une influence sur l'angle interne, donc sur la puissance active.

Les TCSC et autres SSSC introduisent une compensation des réactances de ligne, ils ont une influence directe sur l'angle interne, donc sur la puissance active. Le transformateur déphaseur, s'il règle également les amplitudes, il règle tout à la fois la puissance active et la puissance réactive. La prise en compte de ces trois composants permet d'arriver au concept de l'UPFC. En absence de stockage d'énergie, STATCOM et SSSC sont limités dans leurs degrés de liberté pour agir sur l'angle interne. Dans la structure UPFC, la puissance active a pour origine soit la topologie shunt, soit la topologie série [23].

1.8.3 Principe de fonctionnement de l'UPFC

Le dispositif UPFC est constitué de deux onduleurs triphasés de tension à thyristors GTO, l'un connecté en parallèle au réseau par l'intermédiaire d'un transformateur triphasé et l'autre connecté en série avec le réseau via trois transformateurs monophasés dont les primaires sont reliés, entre eux, en étoile. Les deux onduleurs sont interconnectés par un bus continu et par un condensateur de filtrage comme indiqué sur la figure 1.17 et la figure 1.18.

L'onduleur série injecte une tension à la même fréquence que celle du réseau et dont l'amplitude et la phase sont ajustables. Ce réglage d'amplitude et de phase permet d'obtenir trois modes de fonctionnement de la partie série :

- Contrôle de tension : la tension injectée est en phase avec celle du côté Série.
- Contrôle de l'impédance de ligne : la tension injectée est en quadrature avec le courant de ligne. Ce mode permet de faire varier l'impédance de la ligne comme un compensateur série.
- Contrôle de phase : l'amplitude et la phase de la tension injectée sont calculées de manière à obtenir le même module de la tension avant et après l'UPFC.

Le but principal de ces trois modes de fonctionnement est le contrôle des puissances actives et réactive qui transitent dans la ligne. De plus, l'UPFC est capable de combiner les différentes compensations et de basculer d'un mode de fonctionnement à un autre [24].

La partie shunt peut être utilisée afin de compenser la puissance réactive pour le maintien du plan de la tension au nœud de départ et éventuellement fournir de la puissance active injectée dans le réseau par la partie série.

1.8.4 Présentation de la structure d'un UPFC sur un réseau

La topologie (Fig 1.18) permettant l'injection ou la compensation série utilise un schéma appelé *régulateur de charge universel*, *UPFC (Unified Power Flow Controller)*. Il comprend un système d'injection série, constitué d'un onduleur à pulsation et d'un transformateur. Cette partie de compensation série est alimentée du côté du circuit continu par un autre convertisseur à pulsation, connecté en parallèle du réseau d'alimentation primaire à l'aide d'inductances de couplage. Une des premières applications du régulateur de charge universel est décrite dans la littérature sous le nom de FACTS (Flexible AC Transmission System) et permet, comme son nom l'indique, la gestion flexible des flux de puissance entre deux nœuds distincts d'un réseau d'énergie.

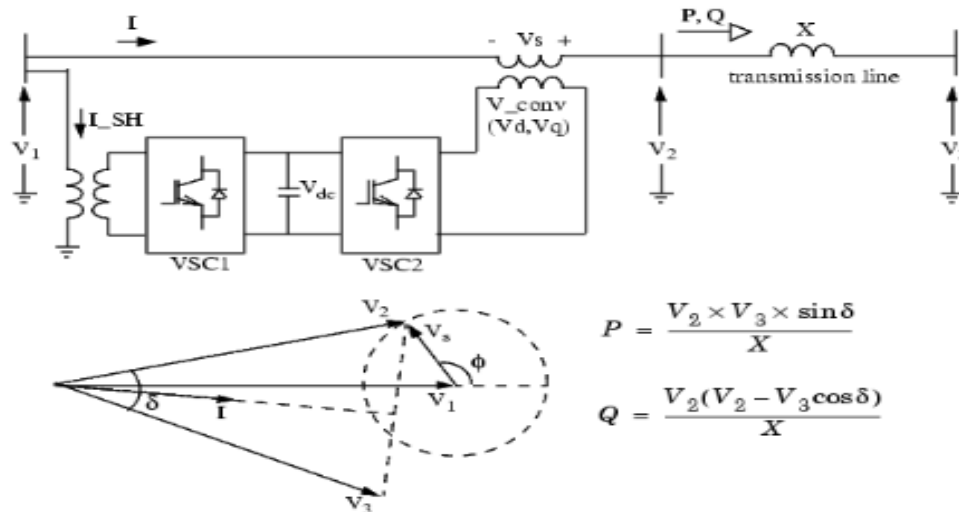


FIG 1.18 Schéma unifilaire de l'UPFC et son diagramme vectoriel des tensions et courants [25]

1.9 Dispositifs FACTS en exploitation

1.9.1 Généralités

À ce jour, plusieurs centaines d'installations FACTS sont exploitées ou en cours de réalisation dans le monde. Un petit nombre de fabricants se partagent le marché. La majorité des dispositifs sont des compensateurs de puissance réactive de type SVC utilisés pour le maintien de la tension dans le réseau. Ces dernières années, quelques compensateurs séries à thyristors ainsi que des FACTS utilisant des convertisseurs avec thyristors GTO ont été mis en service.

La grande majorité de ces dispositifs est placée dans le réseau pour accomplir une tâche bien précise et très locale. Rares sont les cas où plusieurs dispositifs peuvent interagir entre eux et nécessitent un contrôle coordonné. Dans cette section quatre installations en exploitation sont présentées. Le contexte, les caractéristiques des dispositifs ainsi que les avantages qu'ils procurent sont abordés.

1.9.2 Condensateur série avancé (ASC) de Kayenta

"Condensateur série avancé ASC" (*Advanced Series Capacitor*) est le nom commercial donné par le fabricant Siemens au dispositif série mixte comprenant un TCSC et un condensateur conventionnel. Un FACTS de ce type a été mis en service en 1992 à Kayenta (Arizona, USA), sur le réseau de la Western Area Power Administration (WAPA). Il a pour but d'utiliser une ligne 230 kV, longue de 320 km, à sa capacité de transport maximale. Celle-ci avait été dimensionnée pour transporter une puissance de 300 MW. De nouvelles lignes 345 kV et 500 kV situées sur des chemins parallèles en empêchaient la pleine utilisation. Avec l'augmentation des échanges, certaines lignes étaient proches de leurs limites alors que cette ligne 230 kV était sous-utilisée. L'installation d'un ASC au milieu de la ligne a permis d'accroître de 100 MW le transit de puissance dans la ligne et de l'exploiter proche de sa limite thermique.

1.9.3 TCSC d'Imperatriz

Un TCSC est utilisé depuis 1999 pour réaliser l'interconnexion nord-sud du Brésil. Ce pays possède deux systèmes électriques principaux qui n'étaient initialement pas interconnectés. La puissance transportée est à 95% d'origine hydraulique. Pour bénéficier de la diversité hydrologique, une liaison consistant en un corridor de transmission de 500 kV, d'une longueur dépassant 1000 km a été construite. La ligne est compensée par des condensateurs série en plusieurs endroits. Un TCSC a été implanté au poste d'Imperatriz. Il permet une compensation comprise entre 5% et 15% de la ligne. Son rôle est principalement d'amortir les oscillations de puissance inter-zones à basses fréquences (0.2 Hz) qui peuvent présenter un risque pour la stabilité du système. De plus, la réactance apparente inductive du TCSC aux fréquences hyposynchrones est bénéfique en cas de résonances introduites par la compensation.

1.9.4 STATCOM de Sullivan

C'est en 1995 que fut installé un STATCOM à la sous-station de Sullivan, dans le réseau de la Tennessee Valley Authority (TVA). Ce poste est alimenté par le réseau 500 kV, via un transformateur de 1200 MVA avec régleur en charge, ainsi que par quatre lignes 161 kV. Situé en bordure du réseau 500 kV de la TVA, le poste 500 kV de Sullivan était exposé à des surtensions en période creuse alors que la tension était trop faible sur le bus 161 kV pendant les périodes de forte charge. De plus, la TVA possède une interconnexion avec la compagnie American Power Electric (AEP) par laquelle des oscillations de puissance pourraient arriver.

Le STATCOM a une puissance initiale ± 100 MVar. Un banc de condensateurs d'une capacité de 84 MVar enclenchables mécaniquement permet d'étendre la plage de fonctionnement de l'installation à 184 MVar capacitifs. Le convertisseur utilise des thyristors GTO. Il est connecté à la ligne 161 kV par l'intermédiaire d'un transformateur de couplage. Le convertisseur ainsi que les dispositifs de contrôle sont contenus dans un hangar d'environ 28x15 m. Le transformateur est situé à l'extérieur.

Le STATCOM permet de contrôler la tension du poste 161 kV lorsque la charge augmente afin d'éviter les changements de prises du transformateur 500/161 kV. Il est possible d'obtenir des variations de tension de 6 kV en passant de la limite inductive à la limite capacitive. L'utilisation du STATCOM pour le réglage de la tension en ce nœud a permis de réduire le nombre d'interventions du transformateur d'environ 250 à 2-5 fois par mois.

1.9.5 UPFC d'Inez

Le premier UPFC au monde a été installé en 1998 à Inez (Kentucky, USA), sur le réseau de l'American Electric Power (AEP). Cette région est alimentée par des unités de production situées à sa périphérie par le biais de longues lignes de transport 138 kV. Dans des conditions normales d'exploitation, un grand nombre de ces lignes transportaient des puissances de l'ordre de 300 MVA. Cette valeur est bien

supérieure à la puissance naturelle des lignes à ce niveau de tension. Les lignes fonctionnaient proches de leur limite thermique, ce qui laissait peu de marge de sécurité en cas de défaut. De plus, les niveaux de tension dans la région d'Inez étaient généralement bas, soit aux environs de 95% de la valeur nominale.

Pour renforcer le système, une ligne à haute capacité 138 kV, 950 MVA et un transformateur 345/128 kV ont été construits. Un UPFC d'une puissance de ± 320 MVA a été installé. Il a pour buts, l'utilisation de la pleine capacité de la nouvelle ligne de manière à décharger le reste du réseau d'une part, et le maintien de la tension dans la région d'autre part. Des réactances série ont également été insérées dans les lignes de plus faibles capacités afin d'en limiter la charge.

L'UPFC est composé de deux convertisseurs identiques de ± 160 MVA utilisant des thyristors GTO et pouvant fonctionner indépendamment; l'un en STATCOM et l'autre en SSSC. Le convertisseur shunt peut débiter des puissances de ± 150 MVar et 50 MW alors que le convertisseur série peut assurer le contrôle de la phase de la tension de ligne ainsi que la compensation série. Pour augmenter la flexibilité du schéma, deux transformateurs principaux shunt identiques et un seul transformateur principal série ont été prévus. De cette manière, les deux convertisseurs peuvent être utilisés pour la compensation shunt en utilisant le transformateur shunt supplémentaire. Les condensateurs réalisant la liaison continue sont connectés par des sectionneurs pour accroître encore la flexibilité du système. L'UPFC est situé dans un bâtiment d'environ 60x30 m, alors que les transformateurs sont à l'extérieur.

1.10 Coût des dispositifs FACTS

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

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

A puissance égale, les dispositifs basés sur des convertisseurs avec thyristors GTO sont environ 25% plus chers que les FACTS utilisant des thyristors classiques. Une étude menée en Californie a montré que la meilleure solution, l'installation d'un UPFC de 85 MVA devisé à 25.4 millions de dollars, possède un retour sur investissement de l'ordre de 13 ans. Dans cette étude, le coût des différents dispositifs FACTS (SVC et convertisseurs) est estimé à 40000 \$/MVA. A cette somme viennent encore s'ajouter les coûts liés à la sous-station ainsi qu'au renforcement du réseau [26].

Dans [5], les prix annoncés pour des dispositifs déphaseurs sont de l'ordre de 33000 \$/MVA. Finalement, on notera encore qu'un STATCOM d'une puissance de +133/-41 MVA installé sur le réseau 115 kV de la *Vermont Electric Power* à

coûté environ 15 millions de dollars.

A titre de comparaison, les coûts imputés aux congestions sont chiffrés à plusieurs milliards de dollars par année aux États-Unis. Rien qu'en Nouvelle-Angleterre, le gestionnaire du réseau les estime compris entre 125 et 600 millions de dollars [27]. En Europe pour l'année 1998, les gestionnaires des réseaux ont estimé les coûts des congestions à 37 millions d'euros pour l'Angleterre et le Pays de Galles, 5 millions d'euros pour la Norvège et 1 million pour la Suède [28]. Ces coûts de congestions correspondent principalement aux augmentations du prix de l'énergie sur les transactions qui auraient conduit à des surcharges sur le réseau.

1.11 SYNTHÈSE DANS LE CHOIX DES FACTS

Les différents dispositifs FACTS présentés dans ce chapitre possèdent tous leurs propres caractéristiques tant en régime permanent qu'en régime transitoire. Chaque type de dispositif sera donc utilisé pour répondre à des objectifs bien définis. Plus précisément, la figure 1.19 illustre l'effet de chacun des dispositifs de la première et de la deuxième génération sur les différents paramètres régissant le transit de puissance active dans une ligne.

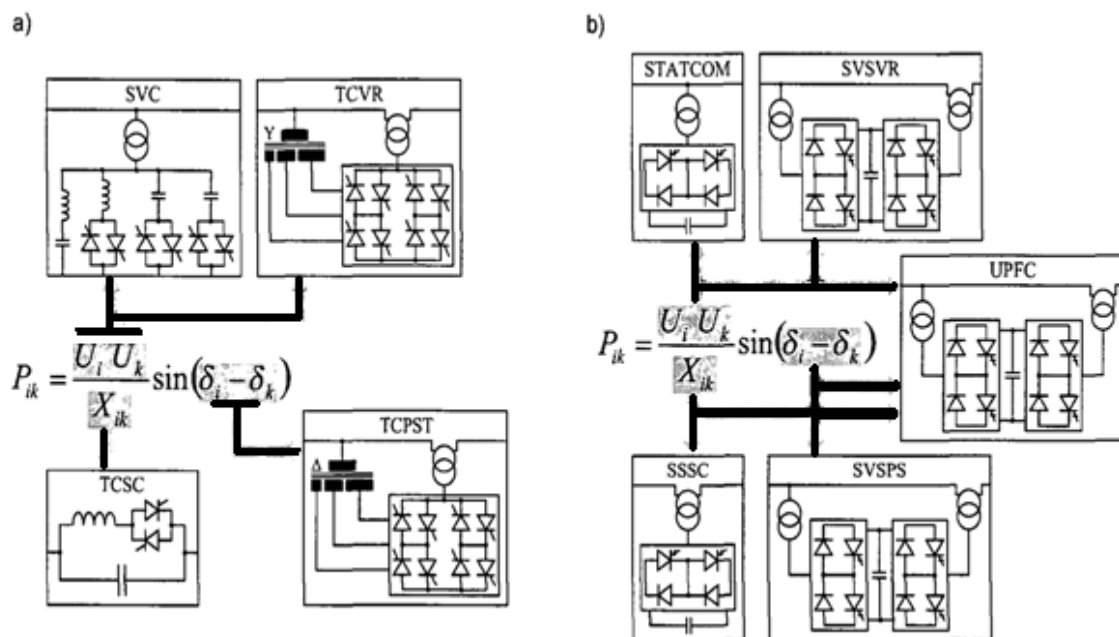


FIG. 1.19 Paramètres contrôlés par les différents dispositifs FACTS :
a) avec thyristors, b) avec convertisseurs GTO.

Des considérations économiques entreront également dans le choix du type d'installation à utiliser. Le tableau 1.2 synthétise les principaux bénéfices techniques des différentes technologies de FACTS. Le nombre des signes "+" est proportionnel à l'efficacité du dispositif.

TAB. 1.2 *Bénéfices techniques des dispositifs FACTS.*

Dispositif	Contrôle du transit de puissance	Contrôle de la tension	Stabilité transitoire	Stabilité statique
SVC	+	+++	+	++
STATCOM	+	+++	++	++
TCSC/GCSC	++	+	+++	++
SSSC	++	+	+++	++
TCPST	+++	+	++	++
UPFC	+++	+++	+++	+++
IPFC	+++	+	+++	++

1.12 CONCLUSION

Le problème de la compensation de l'énergie réactive est très important, peut devenir un facteur de limitation de puissances transitée dans les lignes de transport d'énergie. Les équipements à base de l'électronique de puissance, y compris leurs commandes appropriées, offrent des solutions efficaces à ce problème. Grâce aux avancées récentes dans la technologie des IGBT/GTO, le temps de réaction des dispositifs FACTS est diminué à quelques millisecondes.

En effet les systèmes FACTS ont la capacité d'améliorer la stabilité transitoire en utilisant une commande appropriée. Elles peuvent également contrôler la puissance transmissible de la ligne en utilisant trois méthodes : la compensation série, la compensation parallèle et la compensation hybride.

Dans ce chapitre, nous avons présenté la compensation de l'énergie réactive dans les réseaux électrique ainsi que les systèmes FACTS en détail.

Chapitre 2

Modélisation mathématique du réseau électrique et des dispositifs FACTS

2.1 Introduction

Pour pouvoir observer l'impact des dispositifs FACTS dans un réseau électrique, il est nécessaire de les représenter par des modèles. Ceux-ci sont ensuite intégrés dans des programmes de calcul permettant de simuler leurs effets dans l'ensemble du système.

Plusieurs modèles de FACTS ont été développés, tant pour des régimes de fonctionnement stationnaire que dynamique [29]. Certains modèles sont spécifiques à un type de dispositif alors que d'autres, plus généraux, sont utilisés pour représenter plusieurs FACTS.

Dans le cadre de cette thèse, c'est le rôle des dispositifs FACTS dans la conduite des réseaux qui est étudié. Dans ce contexte, nous nous restreignons à l'étude des régimes permanents et plus particulièrement aux effets des FACTS sur les transits de puissances et sur les tensions. Les dispositifs FACTS sont donc modélisés pour des régimes stationnaires, les aspects transitoires n'étant pas abordés.

La modélisation des FACTS est effectuée sur la base des éléments utilisés dans les calculs d'écoulement de puissance. Ce sont plus particulièrement les générateurs, les charges, les éléments shunt ainsi que les lignes et les transformateurs. Les dispositifs FACTS sont considérés comme des éléments idéaux et les pertes actives n'y sont pas prises en compte.

L'exploitant d'un réseau de transport et d'interconnexion doit gérer les deux problèmes imbriqués suivants : tenue de la tension et compensation de l'énergie réactive avec un minimum de pertes actives. Du point de vue économique, il s'agit d'obtenir le plan de tension le plus stable, afin de minimiser les pertes Joule, tout en tenant compte des limites techniques liées au dimensionnement du matériel.

Pour une configuration du réseau, des moyens de production donnés, de la consommation variable, il s'agit d'un problème d'optimisation multiobjectif non linéaire avec contraintes. En pratique, en raison des fluctuations aléatoires de la demande, des

indisponibilités fortuites d'ouvrages de production ou de transport, un ajustement permanent des consignes de tension et des moyens de compensation est nécessaire. Les variables de commande sont donc les valeurs de la tension aux nœuds contrôlés, les puissances générées et les paramètres des FACTS à installer ainsi que les régleurs en charge des transformateurs.

2.2 Calcul de répartition des puissances

Le calcul de répartition des puissances (*load flow*) consiste à déterminer l'ensemble des transits de puissances et des tensions dans le réseau pour un cas de charge donné. Quatre grandeurs sont associées à chaque nœud du système : les puissances active et réactive ainsi que le module et la phase de la tension. Seules deux de ces quatre variables sont connues en un nœud, les deux autres étant déterminées lors du calcul. Trois combinaisons, définissant trois types de nœuds, sont généralement utilisées [30] :

Les nœuds *PQ* pour lesquels les injections de puissances active et réactive sont fixées; les nœuds *PV* où les grandeurs connues sont la puissance active et le module de la tension; le nœud de référence (*slack bus*), pour lequel la tension complexe est donnée en module et en phase nulle.

La formulation mathématique d'un problème du load flow conduit à un système algébrique d'équations non-linéaires. Lorsque c'est la méthode des tensions nodales qui est utilisée, ces équations sont tirées de la relation matricielle :

$$\underline{\mathbf{I}}_N = \underline{\mathbf{Y}}_{\text{bus}} \cdot \underline{\mathbf{U}}_N, \quad (2.1)$$

où $\underline{\mathbf{I}}_N$ est le vecteur des injections de courant, $\underline{\mathbf{U}}_N$ le vecteur des tensions nodales et $\underline{\mathbf{Y}}_{\text{bus}}$ est la matrice des admittances nodales dans le système direct. En écrivant les tensions sous la forme :

$$\underline{U}_i = U_i e^{j\delta_i} \quad \text{et} \quad \underline{U}_k = U_k e^{j\delta_k}, \quad (2.2)$$

et en exprimant l'élément *ik* de la matrice $\underline{\mathbf{Y}}_{\text{bus}}$ par :

$$\underline{Y}_{ik} = G_{ik} + jB_{ik}. \quad (2.3)$$

Les puissances actives et réactives injectées aux nœuds s'écrivent :

$$P_i = U_i \sum_{k=1}^n U_k [G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)], \quad (2.4)$$

$$Q_i = -U_i \sum_{k=1}^n U_k [G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)]. \quad (2.5)$$

Parmi les différentes méthodes existant pour résoudre un calcul de répartition des puissances, c'est celle de Newton-Raphson qui est utilisée dans ce travail. Il s'agit plus particulièrement d'une version modifiée du load flow Matpower développé sur Matlab [31].

2.3 Modélisation des éléments du réseau

Les vecteurs des injections et la matrice d'admittance sont déterminés sur la base des éléments du réseau. Ces derniers sont modélisés de manière similaire aux modèles utilisés dans un calcul de répartition des puissances classique. Comme ils servent de base à la représentation des dispositifs FACTS, leurs modèles sont brièvement rappelés dans cette section.

2.3.1 Modèles des générateurs

Les générateurs sont les éléments du réseau capables de fournir de la puissance active au système. Ils peuvent aussi produire, voire consommer, de la puissance réactive de manière à maintenir un certain niveau de tension. Les limites de production des générateurs sont définies par :

$$P_{Gi \min} \leq P_{Gi} \leq P_{Gi \max} \quad (2.6)$$

$$Q_{Gi \min} \leq Q_{Gi} \leq Q_{Gi \max} \quad (2.7)$$

La figure 2.1.a illustre le symbole utilisé pour représenter les générateurs. Deux modèles sont utilisés pour décrire les générateurs. Dans le premier, ils sont représentés comme des nœuds PV et leurs caractéristiques sont la puissance active produite P_{Gi} et la tension de consigne U_i . La valeur de la puissance réactive est calculée de manière à maintenir la tension nodale à sa valeur de consigne. Lorsque Q_{Gi} dépasse une de ses limites, elle est fixée à cette dernière et la tension ne peut plus être contrôlée. Le nœud se comporte alors comme un nœud PQ (fig 2.1.b).

Dans le second modèle, les générateurs sont modélisés par des injections de puissances complexes constantes. Dans ce cas les valeurs de puissances actives P_{Gi} et réactives Q_{Gi} sont données et il n'y a pas de contrôle de tension possible (fig 2.1.c). Un des générateurs est connecté au nœud de référence. Il est admis comme ayant des puissances active et réactive infinies. Sa phase, choisie comme référence pour le système, est fixée à $\delta_{ref} = 0$.

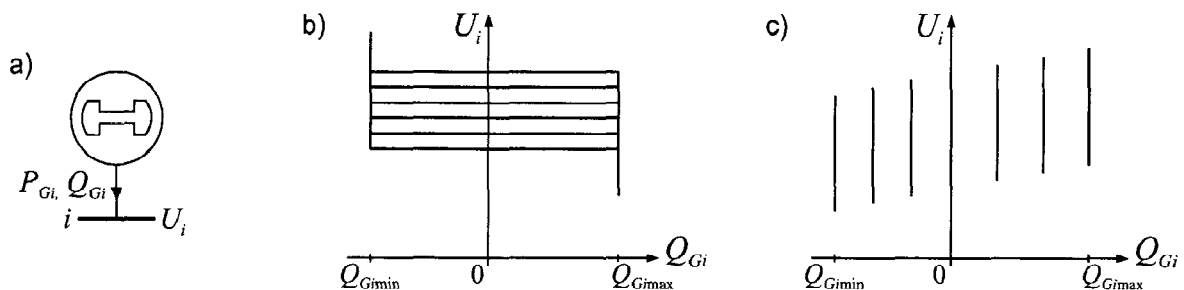


FIG. 2.1 Modèles des générateurs : a) symbole, b) modèle PV classique, c) puissance complexe constante.

2.3.2 Charges

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

$$\underline{S}_{Li} = P_{Li} + jQ_{Li}, \tag{2.8}$$

où \underline{S}_{Li} est la puissance complexe de la charge, P_{Li} la puissance active et Q_{Li} la puissance réactive. La puissance réactive Q_{Li} peut être positive ou négative selon que la charge est de nature inductive respectivement capacitive.

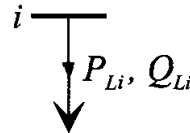


FIG 2.2 Modèle d'une charge

2.3.3 Éléments shunt

Les dispositifs shunt, généralement utilisés pour la compensation réactive et le maintien de la tension, sont modélisés par des admittances \underline{Y}_{i0} de la forme :

$$\underline{Y}_{i0} = g_{i0} + jb_{i0}. \tag{2.9}$$

Le symbole général représentant un élément shunt est donné à la figure 2.3.a. La susceptance b_{i0} peut être inductive ou capacitive. Dans le premier cas, l'élément consomme de la puissance réactive (fig. 2.3.b), alors qu'il en fournit au système dans le second (fig. 2.3.c).

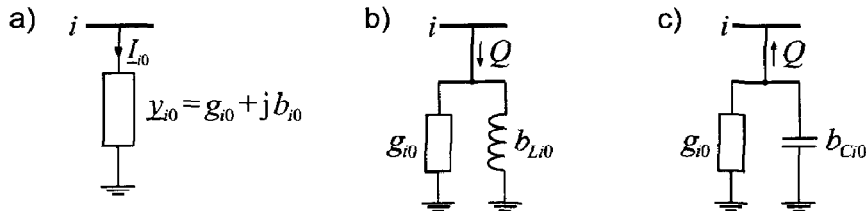


FIG. 2.3 Modèles des éléments shunt : a) symbole, b) élément inductif, c) élément capacitif.

2.3.4 Lignes

Les lignes de transport sont modélisées par leur schéma en π classique, dans lequel la conductance transversale est négligée (fig.2.4).

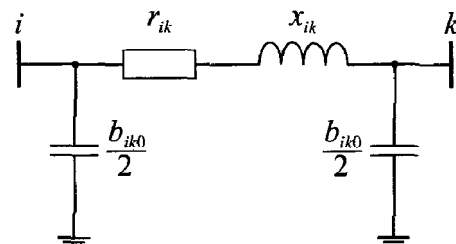


FIG. 2.4 Modèles en π des lignes de transport.

La matrice d'admittance nodale d'une ligne reliant un nœud i à un nœud k est donnée par :

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} & -\underline{y}_{ik} \\ -\underline{y}_{ik} & \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix}, \quad (2.10)$$

où l'admittance longitudinale \underline{y}_{ik} vaut :

$$\underline{y}_{ik} = \frac{1}{r_{ik} + j x_{ik}}, \quad (2.11)$$

avec :

- r_{ik} : la résistance longitudinale ;
- x_{ik} : la réactance longitudinale ;

L'admittance transversale correspondant aux effets capacitifs s'écrit

$$\underline{Y}_{ik0} = j b_{ik0}, \quad (2.12)$$

avec b_{ik0} la susceptance transversale et \underline{Y}_{ik0} l'admittance transversale.

2.3.5 Transformateurs

Les transformateurs sont représentés par leur impédance connectée en série avec un transformateur idéal (fig. 2.5). Le rapport de transformation est réel pour un transformateur classique alors qu'il est complexe dans le cas d'un transformateur déphaseur.

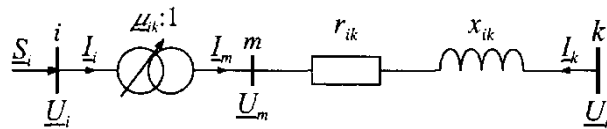


FIG. 2.5 Modèle des transformateurs.

La matrice d'admittance d'un transformateur inséré entre un nœud i et un nœud k s'écrit :

$$\underline{Y} = \begin{pmatrix} \frac{1}{T^2} \underline{y}_{ik} & -\frac{1}{T^*} \underline{y}_{ik} \\ -\frac{1}{T} \underline{y}_{ik} & \underline{y}_{ik} \end{pmatrix}, \quad (2.13)$$

avec T le rapport de transformation complexe

Dans certains cas, la branche magnétisante est prise en compte dans le modèle. Elle se présente alors sous la forme d'une susceptance inductive shunt.

2.4 Modélisation des dispositifs FACTS

La modélisation des FACTS consiste à représenter les dispositifs sous certaines hypothèses et dans un domaine de fréquence choisi. Les modèles développés sont ensuite intégrés dans des programmes de calcul afin de pouvoir simuler leurs effets dans l'ensemble du système.

Différentes façons de modéliser les dispositifs FACTS ont été développées pour l'étude des régimes stationnaires. Elles se différencient principalement par la méthode utilisée pour intégrer les FACTS dans le calcul du load flow. Les trois modélisations rencontrées le plus souvent dans la littérature sont basées respectivement sur l'injection de puissance équivalente, la création d'un nœud fictif ou encore la modification de la matrice d'admittance. Ces trois techniques sont présentées aux paragraphes suivants.

2.4.1 Injection de puissance 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 à la figure 2.6.

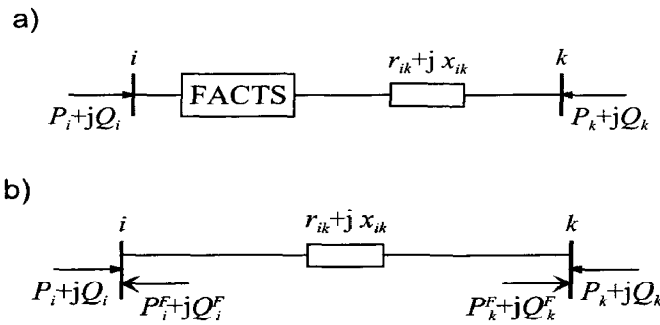


FIG. 2.6 Modélisation par injection de puissances : a) ligne avec FACTS, b) ligne avec injections équivalentes.

Le principe consiste à remplacer l'effet dû au dispositif FACTS sur les transits de puissances dans la ligne (fig. 2.6.a), par des injections de puissances aux deux extrémités (fig. 2.6.b). Celles-ci sont calculées de manière à ce que l'effet produit soit équivalent à celui du dispositif en question [32], [33], [34]. Les injections de puissances active et réactive au nœud i sont données par :

$$P_i^F = P_{ik} - P_{ik}^F \quad (2.14)$$

$$Q_i^F = Q_{ik} - Q_{ik}^F \quad (2.15)$$

- P_{ik}^F, Q_{ik}^F sont les transits de puissances actives et réactives avec le FACTS dans la ligne.

Deux relations similaires sont obtenues pour le nœud k . Ces quatre injections équivalentes, ainsi que le modèle standard de la ligne, sont utilisées dans les équations du load flow. Elles sont traitées comme des charges ou des générations aux nœuds i et k .

Des variantes de cette modélisation ont été proposées. Dans [35], un modèle des injections de puissances décomposées est proposé. Les effets des FACTS sur les transits de puissances dans les lignes et ceux sur le contrôle des tensions aux nœuds y sont traités séparément.

2.4.2 Création d'un nœud fictif

Une modélisation de FACTS basée sur la création d'un nœud fictif est présentée dans [36]. Le modèle d'un dispositif de type UPFC, permettant de contrôler les transits de puissances active et réactive, est illustré à la figure 2.7.

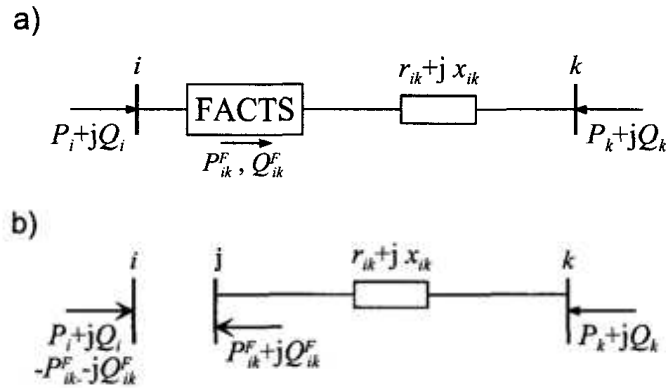


FIG. 2.7 Modélisation avec nœud fictif : a) ligne avec FACTS, b) représentation équivalente.

Les valeurs de consigne des dispositifs sont directement exprimées en termes de puissances circulant dans les lignes ou injectées aux nœuds (fig. 2.7.a). Un nœud fictif j 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 (fig. 2.7.b). Le nouveau nœud est pris en compte dans le calcul de répartition des puissances en modifiant la structure de la matrice jacobienne. Dans le cas du modèle de l'UPFC, deux lignes et deux colonnes supplémentaires apparaissent. Elles proviennent des deux nouvelles équations dues au nœud i' , de type PQ. Les types de FACTS pouvant être modélisés selon cette technique, ainsi que les grandeurs contrôlées correspondantes, sont résumés dans le tableau 2.1.

Dans [37], le contrôle des dispositifs FACTS est réalisé au moyen d'un calcul de répartition des puissances optimal. Les valeurs de consigne des FACTS sont calculées de façon à optimiser une fonction objectif.

TAB 2.1 Types de FACTS modélisables par la création d'un nœud fictif.

Types de FACTS	Grandeurs contrôlées
SVC	Puissance réactive Q_i^F injectée au nœud
TCPAR	Puissance active P_{ik}^F transmise dans la ligne
TCVR	Puissance réactive Q_{ik}^F transmise dans la ligne
UPFC	Puissances active P_{ik}^F et réactive Q_{ik}^F transmises dans la ligne

2.4.3 Modification de la matrice d'admittance nodale

Les FACTS sont envisagés comme des éléments venant modifier directement la matrice d'admittance nodale du réseau [38] et [39]. Ils sont insérés dans la ligne selon la représentation de la figure 2.8. Selon le type de FACTS modélisé, le dispositif peut être placé au milieu ou à une extrémité de la ligne.

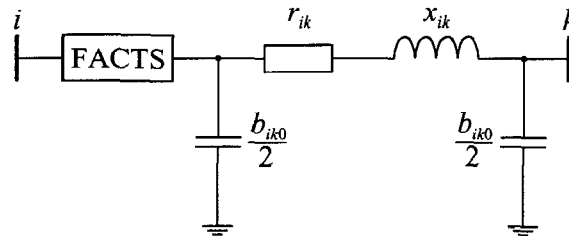


FIG. 2.8 Intégration du dispositif FACTS dans une ligne.

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 :

$$\mathbf{Y}_{\text{mod}} = \begin{pmatrix} \underline{Y}'_{ii} & \underline{Y}'_{ik} \\ \underline{Y}'_{ki} & \underline{Y}'_{kk} \end{pmatrix} = \underbrace{\begin{pmatrix} \underline{Y}_{ii} & \underline{Y}_{ik} \\ \underline{Y}_{ki} & \underline{Y}_{kk} \end{pmatrix}}_{\text{ligne}} + \underbrace{\begin{pmatrix} \underline{y}^F_{ii} & \underline{y}^F_{ik} \\ \underline{y}^F_{ki} & \underline{y}^F_{kk} \end{pmatrix}}_{\text{FACTS}}. \quad (2.16)$$

Selon le type de FACTS et sa position dans la ligne, seule une partie des coefficients de la matrice \mathbf{Y} subissent des modifications. Cette modélisation est celle utilisée dans le cadre de ce travail de recherche. Elle est présentée de manière plus détaillée pour plusieurs types de FACTS dans les sections qui suivent.

Différentes méthodes sont possibles pour traiter les valeurs des dispositifs. Elles peuvent être utilisées comme grandeurs d'entrées dans un load flow classique ou alors comme variables à optimiser dans un calcul optimal de répartition des puissances [38].

2.4.4 Choix des dispositifs

Les FACTS sont choisis de manière à pouvoir agir sur les trois paramètres principaux régissant les transits de puissances dans un réseau. Dans cette optique, les dispositifs modélisés sont les suivants :

- le compensateur de puissance réactive;
- les compensateurs série à thyristors;
- le contrôleur de transit de puissance unifié.

Comme il l'a déjà été mentionné, les FACTS sont modélisés pour des régimes de fonctionnement stationnaires. Ils peuvent prendre un nombre discret de valeurs dans leur gamme de réglage. La méthode utilisée pour déterminer leur valeur de consigne est présentée au chapitre 5.

De manière générale, les FACTS peuvent être insérés soit aux nœuds du réseau, soit en série avec les lignes. En pratique, les dispositifs, qu'ils soient shunt ou série, sont souvent insérés à des postes déjà existants. Bien que parfois cette position ne soit pas la meilleure, elle est justifiable par la réduction des coûts en évitant la création d'un nouveau poste.

2.5 Dispositifs FACTS shunt

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

2.5.1 Modèle du compensateur statique de puissance réactive

Le compensateur statique de puissance réactive est modélisé par \underline{Y}_{SVC} une admittance shunt variable (fig. 2.9.a). Le SVC étant supposé sans pertes, l'admittance est donc purement imaginaire :

$$\underline{Y}_{SVC} = j b_{SVC} . \quad (2.17)$$

La susceptance b_{SVC} peut être de nature capacitive ou inductive afin de fournir, respectivement d'absorber, de la puissance réactive Q_{SVC} (fig. 2.9.b). Les valeurs des SVC sont exprimées sous forme de puissance réactive Q_{SVC} absorbée à la tension nominale U_{in} . La correspondance avec la susceptance b_{SVC} est donnée par la relation :

$$Q_{SVC} = -U_n^2 \cdot b_{SVC} . \quad (2.18)$$

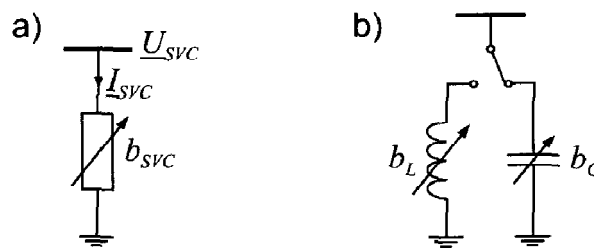


FIG. 2.9 - Modélisation du SVC : a) symbole, b) modèle.

La puissance réactive réellement absorbée par le SVC est donnée par :

$$Q_{SVC} = -\left(\frac{U}{U_n}\right)^2 B_{SVC} . \quad (2.19)$$

Le signe "moins" indique que le SVC fournit de la puissance réactive au système lorsqu'il est capacitif alors qu'il en consomme lorsqu'il est inductif. La variation de la puissance réactive injectée en fonction de la tension est représentée à la figure 2.10 pour plusieurs valeurs de compensation.

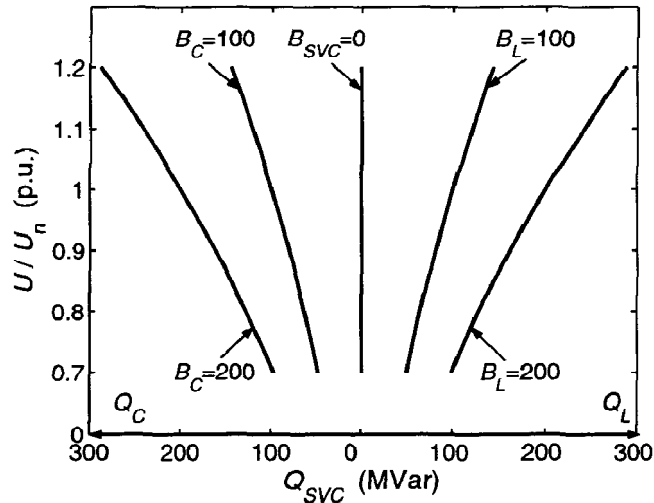


FIG. 2.10 Variation de la puissance réactive absorbée par un SVC en fonction de la tension nodale.

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

2.5.2 SVC placé en un nœud du réseau

Lorsqu'ils sont connectés aux nœuds du réseau, les SVC sont généralement placés aux endroits où se trouvent des charges importantes ou variant fortement. Ils peuvent également être positionnés à des nœuds où le générateur n'arrive pas à fournir ou absorber suffisamment de puissance réactive pour maintenir le niveau de tension désiré.

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

$$Y'_{ii} = Y_{ii} + y_{SVC} \tag{2.20}$$

La figure 2.11 illustre le cas d'un SVC placé en un nœud i constituant une des extrémités d'une ligne.

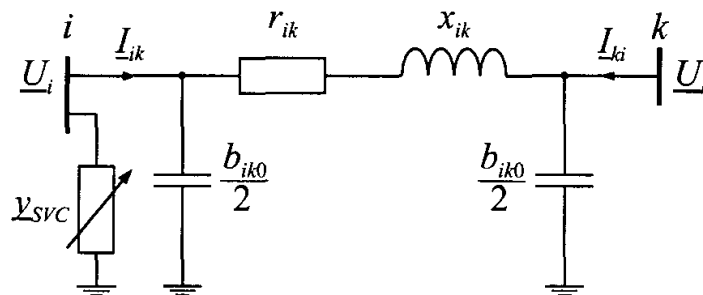


FIG. 2.11 - SVC placé en un nœud.

Dans ce cas, la matrice d'admittance est modifiée de la manière suivante :

$$\underline{\mathbf{Y}} = \begin{pmatrix} \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} + \underline{y}_{SVC} & -\underline{y}_{ik} \\ -\underline{y}_{ik} & \underline{y}_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix}. \quad (2.21)$$

2.5.3 SVC placé au milieu d'une ligne

Lorsque le compensateur statique est inséré au milieu d'une ligne, cette dernière est divisée en deux tronçons identiques. Le SVC est relié au nœud médian additionnel m , tel qu'illustré sur la figure 2.12.

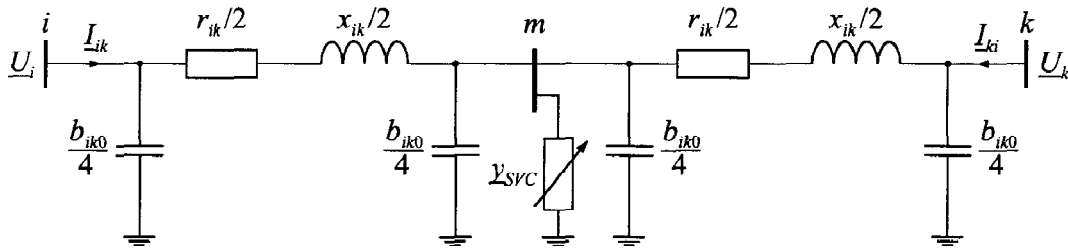


FIG. 2.12 SVC placé en milieu de ligne.

Afin de prendre en compte ce nouveau nœud, une ligne et une colonne supplémentaires devraient être ajoutées à la matrice d'admittance nodale. Pour éviter d'avoir à changer le nombre de nœuds du réseau et donc la taille de la matrice d'admittance, une transformation étoile-triangle permet de réduire le système en supprimant le nœud m et en calculant les paramètres d'une ligne équivalente. La figure 2.13 illustre les étapes pour obtenir cette ligne équivalente.

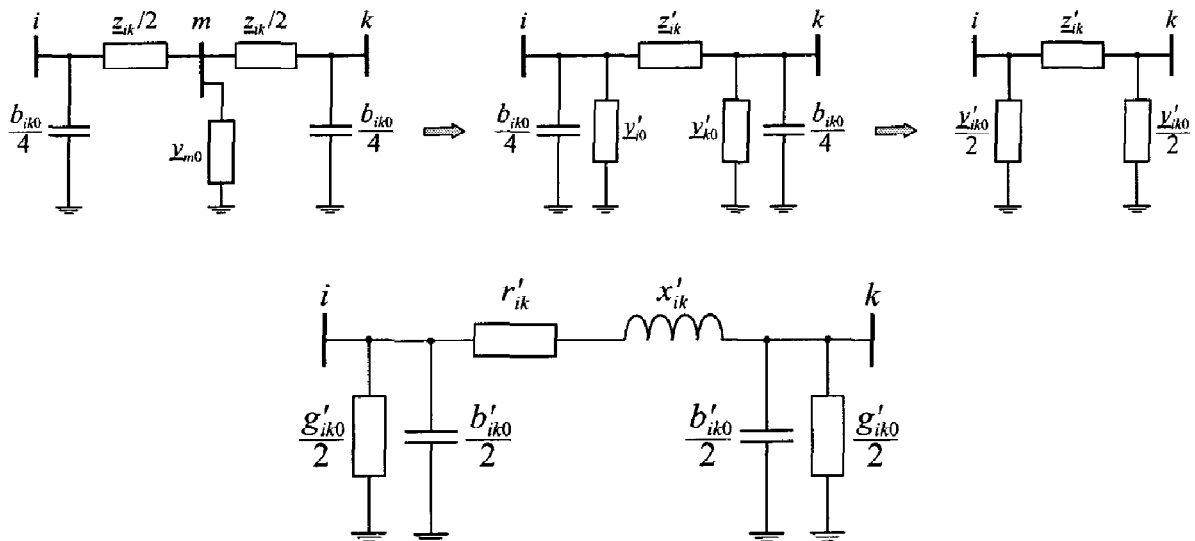


FIG. 2.13 Transformation en une ligne équivalente avec un SVC en son milieu.

Tous les éléments de la matrice d'admittance d'une ligne avec un SVC en son milieu sont modifiés :

$$\underline{\mathbf{Y}}_{\text{mod}} = \begin{pmatrix} \underline{y}'_{ik} + \frac{\underline{y}'_{ik0}}{2} & -\underline{y}'_{ik} \\ -\underline{y}'_{ik} & \underline{y}'_{ik} + \frac{\underline{y}'_{ik0}}{2} \end{pmatrix}. \quad (2.22)$$

Les valeurs effectives des éléments de la ligne équivalentes sont obtenues en posant :

$$\underline{y}_{m0} = \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} + \underline{y}_{SVC}. \quad (2.23)$$

Il vient alors pour l'impédance longitudinale :

$$\underline{z}'_{ik} = \frac{4\underline{y}_{ik} + \underline{y}_{m0}}{4\underline{y}_{ik}^2} = \frac{1}{\underline{y}_{ik}} + \frac{\underline{y}_{m0}}{4\underline{y}_{ik}^2} = \underline{z}_{ik} + \frac{1}{4}\underline{z}_{ik}^2 \left(\frac{\underline{y}_{ik0}}{2} + \underline{y}_{SVC} \right), \quad (2.24)$$

$$r'_{ik} = r_{ik} - \frac{1}{2}r_{ik}x_{ik} \left(\frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right), \quad (2.25)$$

$$x'_{ik} = x_{ik} + \frac{1}{4}(r_{ik}^2 - x_{ik}^2) \left(\frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right), \quad (2.26)$$

et pour les admittances transversales effectives :

$$\frac{\underline{y}'_{ik0}}{2} = \frac{\underline{y}_{ik0}}{4} + \frac{2\underline{y}_{ik} \underline{y}_{m0}}{4\underline{y}_{ik} + \underline{y}_{m0}} = \frac{\underline{y}_{ik0}}{4} + \frac{\frac{\underline{y}_{ik0}}{2} + \underline{y}_{SVC}}{2 + \frac{1}{2}\underline{z}_{ik} \left(\frac{\underline{y}_{ik0}}{2} + \underline{y}_{SVC} \right)}, \quad (2.27)$$

$$\frac{g'_{ik0}}{2} = \frac{\frac{1}{2}r_{ik} \left(\frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right)^2}{4 - 2x_{ik} \left(\frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right) + \frac{1}{4}(r_{ik}^2 + x_{ik}^2) \left(\frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right)^2}, \quad (2.28)$$

$$\frac{b'_{ik0}}{2} = \frac{b_{ik0}}{4} + \frac{2 \left(\frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right) - \frac{1}{2}x_{ik} \left(\frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right)^2}{4 - 2x_{ik} \left(\frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right) + \frac{1}{4}(r_{ik}^2 + x_{ik}^2) \left(\frac{b_{ik0}}{2} + b_{SVC} \right)^2}. \quad (2.29)$$

La figure 2.14 illustre la variation des paramètres d'une ligne équivalente munie d'un SVC en fonction de la valeur de ce dernier. Elle met en évidence que la susceptance shunt b_{ik0} est l'élément qui est le plus affecté par la présence du compensateur. Sa valeur, exprimée en p.u est pratiquement égale à celle du SVC. En d'autres termes, un SVC placé en milieu de ligne a pratiquement le même effet que deux SVC positionnés aux deux extrémités de la ligne.

La valeur de g'_{ik0} étant très faible, elle peut être négligée et le modèle de la ligne équivalente est semblable à celui utilisé pour les lignes sans SVC.

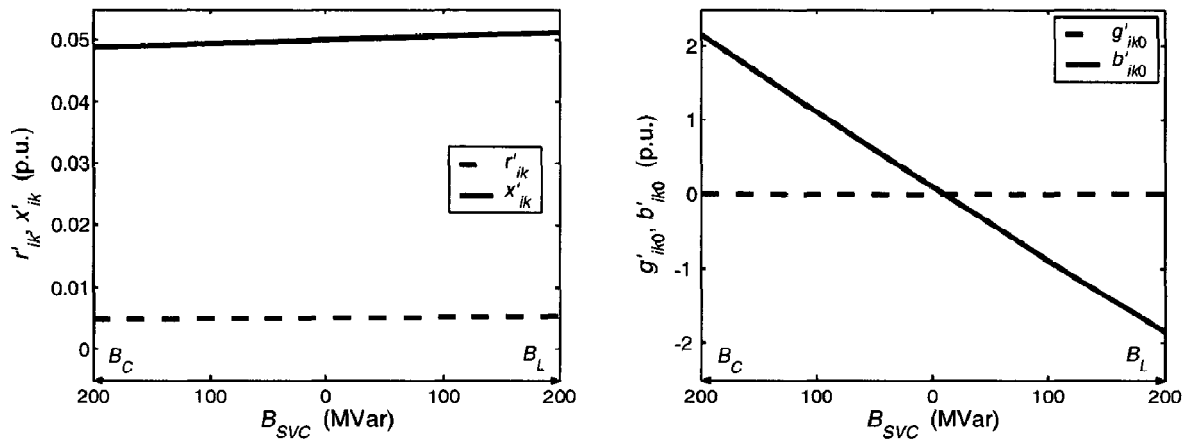


FIG. 2.14 - Paramètres d'une ligne équivalente munie d'un SVC en son milieu.

2.6 Dispositifs de compensation série

Les dispositifs de compensation série modélisés sont des compensateurs série à thyristors (TCSC, GCSC ou TSSC). Ils modifient l'impédance apparente de la ligne en insérant des éléments réactifs en série avec cette dernière.

Le SSSC possède des performances supérieures à celles des dispositifs mentionnés ci-dessus. Toutefois, sa représentation ne semble pas possible avec la méthodologie adoptée pour modéliser les dispositifs FACTS. En effet, la compensation réalisée par cet élément se fait en insérant une tension en série dans la ligne qui est en quadrature avec le courant y circulant. Il est donc nécessaire de connaître la valeur du courant pour pouvoir ajuster la phase de la tension à insérer. Ceci nécessite un processus itératif.

2.6.1 Modèle du compensateur série à thyristors

Les compensateurs série à thyristors utilisés peuvent être de nature capacitive ou inductive. Ils s'apparentent donc à des dispositifs de type TCSC. Ils sont modélisés par des impédances variables insérées en série avec la ligne (fig. 2.15.a). Les dispositifs étant considérés comme idéaux, seule la partie réactive de l'impédance est prise en compte. Le modèle est formé de deux branches en parallèles formées respectivement d'une inductance et d'une capacité variable. Pour éviter les phénomènes de résonance, les branches sont enclenchées de manière exclusive à l'aide d'un interrupteur (Fig 2.15.b). Les valeurs des TCSC sont exprimées sous la forme du degré de compensation de la ligne k_{TCSC} dans laquelle le dispositif est placé. La valeur de la réactance du TCSC est donc donnée par :

$$x_{TCSC} = k_{TCSC} x_{ligne} . \tag{2.30}$$

Les degrés de compensation maximum sont de 80% en mode capacitif et 20% en mode inductif [40] :

$$-0.8 \leq k_{TCSC} \leq 0.2 \quad (2.31)$$

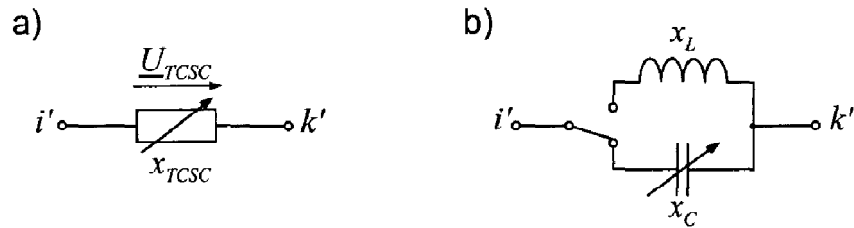


FIG. 2.15 Modélisation du TCSC : a) modèle général b) modèle.

2.6.2 Intégration du TCSC dans le système

Lorsqu'un TCSC est placé dans une ligne reliant les nœuds i et k , il est directement intégré dans le schéma en π de la ligne selon le modèle de la figure 2.16.

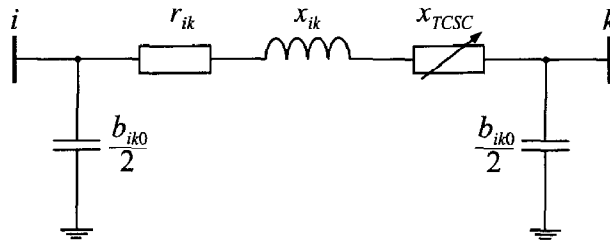


FIG. 2.16 TCSC inséré dans une ligne.

La réactance effective de la ligne vaut :

$$x'_{ik} = x_{ik} + x_{TCSC} \quad (2.31)$$

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

$$\underline{\mathbf{Y}} = \begin{pmatrix} \underline{y}'_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} & -\underline{y}'_{ik} \\ -\underline{y}'_{ik} & \underline{y}'_{ik} + \frac{\underline{y}_{ik0}}{2} \end{pmatrix}, \quad (2.32)$$

où

$$\underline{y}'_{ik} = \frac{1}{r_{ik} + j(x_{ik} + x_{TCSC})} \quad (2.33)$$

2.7 Le dispositif de compensation hybride (l'UPFC)

Le modèle électrique le plus convenable au comportement physique de l'UPFC est montré dans la figure suivante :

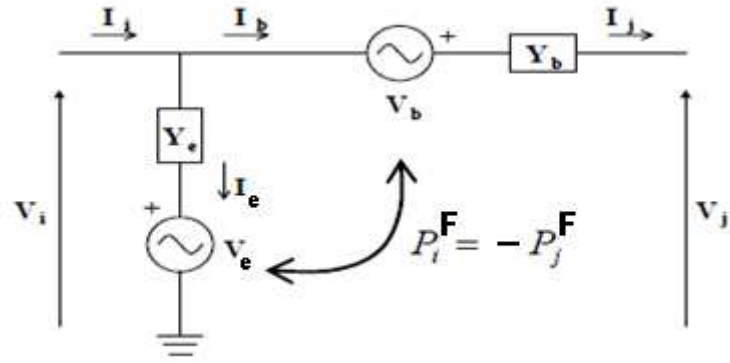


FIG 2.17 Modèle électrique de l'UPFC.

En employant la notation standard :

$$\bar{V}_i = V_i e^{j\delta_i} ; \bar{V}_j = V_j e^{j\delta_j} ; \bar{Y}_e = Y_e e^{j\gamma_e} ; \bar{Y}_b = Y_b e^{j\gamma_b} .$$

Les puissances injectées dans les nœuds i et j sont [41-42] :

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* , \quad (2.34)$$

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \bar{I}_b^* + \bar{V}_i \bar{I}_e^* , \quad (2.35)$$

$$\bar{S}_i = \bar{V}_i \bar{Y}_b^* (\bar{V}_i^* + \bar{V}_b^* - \bar{V}_j^*) + \bar{V}_i \bar{Y}_e^* (\bar{V}_i^* - \bar{V}_e^*) , \quad (2.36)$$

$$\bar{S}_i = V_i^2 (\bar{Y}_b^* + \bar{Y}_e^*) - \bar{V}_i \bar{V}_j^* \bar{Y}_b^* + \bar{V}_i (\bar{Y}_b^* \bar{V}_b^* - \bar{Y}_e^* \bar{V}_e^*) , \quad (2.37)$$

$$\bar{S}_j = \bar{V}_j \bar{I}_j^* = -\bar{V}_j \bar{I}_b^* , \quad (2.38)$$

$$\bar{S}_j = -\bar{V}_j \bar{Y}_b^* (\bar{V}_i^* + \bar{V}_b^* - \bar{V}_j^*) , \quad (2.39)$$

$$\bar{S}_j = V_j^2 \bar{Y}_b^* - \bar{V}_j \bar{V}_b^* \bar{Y}_b^* - \bar{V}_j \bar{V}_i^* \bar{Y}_b^* . \quad (2.40)$$

L'approche la plus commode pour incorporer les équations (2.34) et (2.38) dans les équations d'écoulement de charge identifie les injections additionnelles (\bar{S}_i^F, \bar{S}_j^F) en fonction des variables internes de l'UPFC (\bar{V}_b et \bar{V}_e) et les admittances des transformateurs \bar{Y}_e et \bar{Y}_b [42-43].

Les expressions mathématiques sont :

$$\bar{S}_i^F = \bar{V}_i (\bar{Y}_b^* \bar{V}_b^* - \bar{Y}_e^* \bar{V}_e^*) = P_i^F + jQ_i^F , \quad (2.41)$$

$$\bar{S}_j^F = -\bar{V}_j \bar{Y}_b^* \bar{V}_b^* = P_j^F + jQ_j^F , \quad (2.42)$$

$$P_i^F = -P_j^F , \quad (2.43)$$

$$\text{où : } P_i^F = V_i V_b Y_b \cos(\delta_i - \delta_b - \gamma_b) - V_i V_e Y_e \cos(\delta_i - \delta_e - \gamma_e) , \quad (2.44)$$

$$P_j^F = -V_j V_b Y_b \cos(\delta_j - \delta_b - \gamma_b) , \quad (2.45)$$

$$Q_i^F = V_i V_b Y_b \sin(\delta_i - \delta_b - \gamma_b) - V_i V_e Y_e \sin(\delta_i - \delta_e - \gamma_e) , \quad (2.46)$$

$$Q_j^F = -V_j V_b Y_b \sin(\delta_j - \delta_b - \gamma_b) , \quad (2.47)$$

tels que :

P_i^F : Puissance active soutirée du nœud i et injectée dans la ligne ij .

Q_i^F : Puissance réactive injectée au nœud i .

Q_j^F : Puissance réactive injectée au nœud j .

Le modèle d'injection résultant est montré dans la figure suivante :

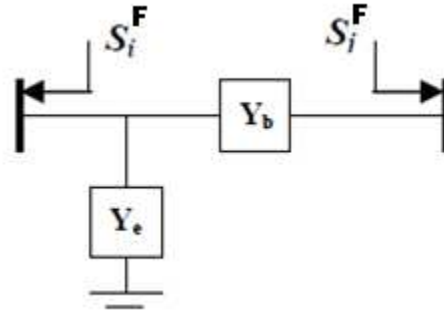


FIG 2.18- Modèle d'injection de l'UPFC.

2.8 FORMULATION DU PROBLEME

2.8.1 Description générale

Le programme de contrôle que nous avons conçu pour résoudre le problème d'allocation optimale de l'énergie réactive est capable de satisfaire les points suivants :

- ✓ respecter les contraintes du système, c'est à dire les capacités de production, les capacités des lignes et les contraintes sur les tensions et les régleurs en charge.
- ✓ réaliser le minimum des pertes actives.
- ✓ réaliser simultanément un minimum éventuel d'investissement de moyens de compensation en gardant le plan de compensation existant.

Les entrées demandées dans ce programme de calcul sont : l'écoulement de charge de base, toutes les données et informations concernant le développement et évolution du réseau (par exemple sur une période de cinq ans), les échantillons de la courbe de charge, les tensions des nœuds et les limites sur toutes les variables.

Le problème d'optimisation à traiter correspond donc à un algorithme de calcul de minimisation de deux ou trois fonctions objectifs avec contraintes. Le critère utilisé à travers la procédure qui va suivre nécessite une utilisation complète des contrôleurs existants.

2.8.2 Identification des variables et des fonctions objectifs

Considérons un réseau électrique soumis à un ensemble de contraintes de fonctionnement et considérons la décision de déplacer les compensateurs existants ou d'ajouter de nouveaux dispositifs générateurs d'énergie réactive de manière optimale. Pour cela, il faut connaître :

- ✓ la banque de données incluant toutes les informations sur le réseau.

- ✓ les variables de contrôle U et les variables d'état X ,
- ✓ les variables de contrôle W qui représentent les paramètres réglant les FACTS,
- ✓ la forme de la fonction coût de fonctionnement (minimisation des pertes), soit $F(U, X)$
- ✓ la forme de la fonction de déviation des tensions de charge, soit $D(V)$,
- ✓ la forme de la fonction coût d'investissement, soit $C(W)$.

Le vecteur d'état X du système est défini par :

$$X = (V_K, \delta_J, Q_{GI}) \quad (2.48)$$

$$I = 1, \dots, N_G, \quad J = 1, \dots, N, \quad K = 1, \dots, N_{PQ}$$

où N : le nombre total des nœuds dans le réseau.

N_G : le nombre des nœuds de régulation.

N_{PQ} : le nombre des nœuds de charge.

V_K : module de la tension au nœud de charge K .

δ_J : déphasage de la tension au nœud J .

Q_{GI} : puissance réactive générée au nœud contrôlé I .

Le vecteur de contrôle U est défini par :

$$U = (V_I, P_{GI}, T_J, b_{SVCK}, X_{TCSC}, u(F), P_I^F, Q_I^F, Q_J^F) \quad (2.49)$$

$$I = 1, \dots, N_G, \quad J = 1, \dots, N, \quad K = 1, \dots, N_{PQ}$$

où N_T : le nombre des régleurs en charge dans le système.

V_I : module de la tension au nœud contrôlé I .

P_{GI} : puissance active générée au nœud contrôlé I .

T_J : rapport de transformation du $J^{\text{ième}}$ régleur en charge.

b_{SVCK} : susceptance du SVC installé au nœud K .

X_{TCSC} : réactance du TCSC installé dans la ligne IK .

$u(F)$: l'emplacement de l'UPFC dans la ligne reliant les nœuds i et m .

P_i^F : puissance active soutirée du nœud i et injectée par l'UPFC dans la ligne.

Q_i^F : puissance réactive injectée par l'UPFC au nœud i .

Q_m^F : puissance réactive injectée par l'UPFC au nœud m .

Nous avons choisi de séparer le vecteur W des variables de contrôle U , sachant que les autres variables sont aussi jugulées pour vérifier toutes les contraintes.

Soient P_{LI} et Q_{LI} respectivement les puissances actives et réactives consommées du cas de base en chaque nœud I .

2.8.3 Contraintes du système

La structure d'un réseau électrique dans chaque cas est caractérisée par sa matrice admittance $Y = G + jB$ et les caractéristiques de charge. Pour une structure donnée, les contraintes reflétant le bon fonctionnement du système se résument par :

(i) Equations d'écoulement de puissance :

$$P_{Gi} - P_{Li} - V_i \sum_{k=1}^N V_k (G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)) = 0, \quad i=1, \dots, N \quad (2.51)$$

$$Q_{Gi} - Q_{Li} - V_i \sum_{k=1}^N V_k (G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)) = 0.$$

(ii) Limites sur les puissances de transit pour toutes les branches IK (reliant les nœuds I et K):

$$h(U, X) \leq 0,$$

avec :

$$h(U, X) = (P_{IK}^2 + Q_{IK}^2)^{1/2} - S_{IKmax},$$

$$P_{IK} = V_I^2 \cdot (-G_{IK} + g_{IK}^0) + V_I \cdot V_K \cdot (G_{IK} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)), \quad (2.52)$$

$$Q_{IK} = V_I^2 \cdot (B_{IK} - b_{IK}^0) - V_I \cdot V_K \cdot (B_{IK} \cos(\delta_i - \delta_k) - G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)),$$

où g_{IK}^0 et b_{IK}^0 sont respectivement la conductance et la susceptance shunt de la branche IK (reliant les nœuds I et K) et S_{IKmax} la limite thermique de la puissance de transit dans la ligne IK .

(iii) Limites sur les modules de tension :

$$V_{Imin} \leq V_I \leq V_{Imax} \cdot \quad I = 1, \dots, N \quad (2.53)$$

(iv) Limites sur les puissances actives et réactives générées et sur le rapport du régulateur en charge.

$$P_{GImin} \leq P_{GI} \leq P_{GI max},$$

$$Q_{GImin} \leq Q_{GI} \leq Q_{GI max}, \quad I = 1, \dots, N_G; \quad K = 1, \dots, N_T \quad (2.54)$$

$$T_{Kmin} \leq T_K \leq T_{K max}.$$

(v) Limites sur les puissances fournies et absorbées par les compensateurs installés au nœud I .

$$b_{SVCImin} \leq b_{SVCI} \leq b_{SVCI max}, \quad I = 1, \dots, N_L$$

$$X_{TCSCImin} \leq X_{TCSCI} \leq X_{TCSCI max} \cdot \quad I = 1, \dots, N_{PQ} \quad (2.55)$$

(vi) Limites opérationnel de l'UPFC :

$$P_{imin}^F \leq P_i^F \leq P_{imax}^F, \quad (2.56)$$

$$Q_{imin}^F \leq Q_i^F \leq Q_{imax}^F, \quad (2.57)$$

$$Q_{mmin}^F \leq Q_m^F \leq Q_{mmax}^F. \quad (2.58)$$

La contrainte (2.51) est exprimée par :

$$g(U, X) = 0. \quad (2.59)$$

Les contraintes (2.52) à (2.55) peuvent être résumées par l'expression suivante :

$$\begin{aligned} U^m &\leq U \leq U^M, \\ X^m &\leq X \leq X^M. \end{aligned} \quad (2.60)$$

où m et M indiquent respectivement la valeur minimale et la valeur maximale.

2.8.4 Formulation des fonctions objectifs

Après avoir spécifié les variables de contrôle et les variables d'état, exprimons les fonctions objectifs du problème.

Fonction objectif du problème d'investissement des SVC :

D'après [44], le coût d'investissement des SVC varie linéairement en fonction de la puissance réactive du SVC à installer. Le coût au niveau du nœud I s'écrit donc :

$$5314.8 \cdot |Q_{SVC I}| + 1771.59. \quad (2.61)$$

Le coût d'investissement total est donné ainsi par :

$$C(W) = \sum_{I=1}^{N_{SVC}} (5314.8 \cdot |Q_{SVC I}| + 1771.59). \quad (\$) \quad (2.62)$$

$Q_{SVC I}$ doit être exprimé en MVars. Si on s'intéresse à la quantité des SVC installés, la fonction objectif sera fonction de les susceptances b_{SVC} :

$$C(W) = \sum_{I=1}^{N_{SVC}} |b_{SVC I}|. \quad (2.63)$$

Ou carrément, il représente la somme des puissances réactives fournies par ces dispositifs :

$$C(W) = \sum_{I=1}^{N_{SVC}} |Q_{SVC I}|. \quad (2.64)$$

Rappelons que :

$$Q_{SVC I} = -U^2 \cdot b_{SVC I} \cdot S_n. \quad (2.65)$$

S_n est la puissance nominale de base.

Fonction objectif du problème d'investissement des TCSC :

Le coût d'investissement total des TCSC est une fonction quadratique en fonction de la puissance réactive du TCSC à installer :

$$C_{TCSC} = \sum_{I=1}^{N_{TCSC}} (0.0015 \cdot Q_{TCSC}^2 - 0.7130 \cdot |Q_{TCSC}| + 153.75) , \text{ (\$/kVars)} \quad (2.66)$$

$$Q_{TCSC} = X_{TCSC} \cdot I^2 \cdot S_n , \quad (\text{MVars}) \quad (2.67)$$

tel que I est le courant traversant le TCSC.

Le coût d'investissement exprimé en \$ est donné ainsi par :

$$C(W) = C_{TCSC} \cdot Q_{TCSC} \cdot 1000 . \quad (\$) \quad (2.68)$$

De la même manière que pour le SVC, la quantité des TCSC est comptabilisée par la somme des réactances installées :

$$C(W) = \sum_{I=1}^{N_{TCSC}} |X_{TCSC I}| . \quad (2.69)$$

Ou comme pour le SVC, il représente la somme des puissances réactives fournies par ces dispositifs :

$$C(W) = \sum_{I=1}^{N_{TCSC}} |Q_{TCSC}| . \quad (2.70)$$

Fonction objectif du problème d'investissement d'un UPFC :

Le coût d'investissement de l'UPFC varie en fonction des puissances réactives injectées respectivement au nœud de rattachement et au nœud fictif relié à la ligne :

$$C(W) = C_{UPFC} \times Q_{UPFC} \times 1000 , \quad (\$) \quad (2.71)$$

$$C_{UPFC} = 0.0003 \cdot Q_{UPFC}^2 - 0.2691 \cdot Q_{UPFC} + 188,22 , \quad (2.72)$$

$$Q_{UPFC} = |Q_i^F| + |Q_j^F| . \quad (2.73)$$

Q_{UPFC} : Plage de fonctionnement des dispositifs FACTS en MVars.

C_{UPFC} : Coût de l'installation de l'UPFC en \$/kVars.

Fonction objectif du problème de minimisation des pertes actives

La minimisation des pertes ohmiques dissipées dans les lignes a l'expression exacte :

$$F(U, X) = \sum_{I=1}^{N_G} P_{GI} - \sum_{I=1}^{N_{PQ}} P_{LI} . \quad (2.74)$$

En utilisant la première équation de la contrainte (2.51) qui exprime l'écoulement de puissance active, nous pouvons déduire l'expression suivante :

$$F(U, X) = \sum_{I=1}^N V_I \sum_{K=1}^N V_K (G_{IK} \cos(\delta_I - \delta_K) + B_{IK} \sin(\delta_I - \delta_K)) . \quad (2.75)$$

En examinant cette formule, nous constatons qu'il y a une double sommation des éléments en sinus et cosinus quand I est différent de K ($I \neq K$), ce qui nous permet de la réécrire en éliminant les termes en sinus car c'est une fonction impaire, d'où l'expression suivante :

$$F(U, X) = \sum_{I=1}^N V_I \sum_{K=1}^N V_K \cdot G_{IK} \cos(\delta_I - \delta_K) . \quad (2.76)$$

Fonction objectif du problème de déviation des tensions de charge

La fonction qui modélise les déviations optimales des modules des tensions des nœuds de charge $D(V)$ est tout simplement le minimum des valeurs absolues des différences entre 1 pu et ces tensions.

$$D(V) = \sum_{I=1}^{N_{PG}} (V_I - 1)^2 . \quad (2.77)$$

2.8.5 Problème complet

L'optimisation multiobjectif de la compensation de l'énergie réactive est traitée de telle façon qu'on procède par :

- optimisation du coût d'investissement des FACTS et des pertes actives dans les lignes,
- optimisation de l'installation des FACTS (en quantité) et des pertes actives dans les lignes,
- optimisation des déviations des tensions et de l'investissement des FACTS,
- optimisation des déviations des tensions et des pertes actives dans les lignes,
- optimisation des déviations des tensions et de l'investissement des FACTS et des pertes actives.

$$\min_U \{C(W), F(U, X)\} \text{ ou } \min_U \{C(W), D(V)\} \text{ ou } \min_U \{D(V), F(U, X)\} \text{ ou } \min_U \{C(W), F(U, X), D(V)\}$$

s.t

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_{SVC} = j b_{SVC} , \\ \underline{Y}'_i = \underline{Y}_{ii} + Y_{SVC} , \\ x'_{ik} = x_{ik} + x_{TCSC} , \\ \\ Y = G + jB , \\ \\ P_{Gi} - P_{Li} - V_i \sum_{k=1}^N V_k (G_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)) = 0 , \\ Q_{Gi} - Q_{Li} - V_i \sum_{k=1}^N V_k (G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k) - B_{ik} \cos(\delta_i - \delta_k)) = 0 , \\ \\ i = 1, \dots, N \\ h(U, X) \leq 0 \\ \\ h(U, X) = (P_{IK}^2 + Q_{IK}^2)^{1/2} - S_{IKmax} \\ P_{IK} = V_I^2 \cdot (-G_{IK} + g_{IK}^0) + V_I \cdot V_K \cdot (G_{IK} \cos(\delta_i - \delta_k) + B_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)) , \\ Q_{IK} = V_I^2 \cdot (B_{IK} - b_{IK}^0) - V_I \cdot V_K \cdot (B_{IK} \cos(\delta_i - \delta_k) - G_{ik} \sin(\delta_i - \delta_k)) , \\ \\ V_{Imin} \leq V_I \leq V_{Imax} \cdot \\ P_{GImin} \leq P_{GI} \leq P_{GI max} , I = 1, \dots, N_G \\ Q_{GImin} \leq Q_{GI} \leq Q_{GI max} , \\ T_{Kmin} \leq T_K \leq T_{K max} , K = 1, \dots, N_T \\ b_{SVCmin} \leq b_{SVC} \leq b_{SVCmax} \cdot \\ X_{TCSCmin} \leq X_{TCSC} \leq X_{TCSCmax} \cdot \\ \\ P_{imin}^F \leq P_i^F \leq P_{imax}^F \\ Q_{imin}^F \leq Q_i^F \leq Q_{imax}^F \\ Q_{mmin}^F \leq Q_m^F \leq Q_{mmax}^F \end{array} \right. \quad (2.78)$$

2.9 SCHEMA DE RESOLUTION

Il n'existe pas d'algorithme machinal pour répondre au problème de compensation d'énergie réactive. Cependant, l'examen de la formulation du problème global, et le traçage des objectifs nous ont conduits à séparer les variables de contrôle en considérant les FACTS et les régleurs en charge comme variables principales intervenant dans les méthodes évolutionnaires utilisées.

Les tensions des nœuds contrôlés et les puissances actives générées ainsi que toutes les variables d'état seront déterminées en déroulant un programme optimisant une des fonctions objectifs durant chaque évaluation. De cette manière, l'optimum local est obtenu en appliquant une méthode déterministe vérifiant les conditions d'optimalité de Kuhn et Tucker et le point de fonctionnement du réseau est ainsi déterminé. Seulement, il y'a une possibilité que cette optimisation mono objectif ne converge pas. Dans ce cas, nous pénalisons les fonctions objectifs pour éloigner cet état de fonctionnement.

Cette approche assure l'optimalité au sens de Pareto et à chaque solution appartenant au front de Pareto une optimalité locale. Elle vérifie toutes les contraintes et permet d'avoir le meilleur plan de tension, de production d'énergie et de transit de puissance réactive qui puissent être trouvés.

2.10 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté la formulation mathématique globale du problème de planification de l'énergie réactive en tenant compte de toutes les contraintes liées au système. Les variables sont spécifiées ainsi que les différentes fonctions objectifs.

Nous avons mis en place une modélisation des dispositifs FACTS utilisés dans ce projet. Les modèles proposés se basent sur la modification de la matrice admittance pour les SVC et les TCSC et par insertion d'un nœud intermédiaire pour l'UPFC.

A la fin de ce chapitre, nous avons explicité le schéma de résolution entrepris dans cette thèse.

Chapitre 3

Optimisation mono-objectif par les méthodes classiques

3.1 Introduction

L'un des buts essentiels de la planification de l'énergie réactive est aussi d'assurer la viabilité du système d'énergie électrique dans l'état de contingences. Nous considérerons ainsi, des cas défavorables afin de préparer, prévenir et planifier le système à faire face aux éventuels incidents. Bien qu'il reste toujours au planificateur la possibilité de juger les cas les plus écheants, le programme proposé donnera une solution à n'importe quelle variation survenue dans le transport de l'énergie ou suggérée d'être étudiée.

Un état de l'art est présenté sur les travaux de recherche associés au problème d'optimisation de l'énergie réactive et l'utilisation des dispositifs FACTS.

Nous avons proposé une approche traitant ce problème en appliquant une optimisation mono-objectif. Cette approche utilise la méthode du lagrangien augmenté et projeté. L'application de cette méthode est justifiée par le fait que la modélisation du problème livre un système fortement non-linéaire et de taille importante. Nous avons choisi de présenter les résultats obtenus par des essais sur un réseau 57 nœuds.

3.2 Etat de l'art

Le problème de la compensation de l'énergie réactive du point de vue fonctionnement ou investissement a été largement étudié seul ou associé au problème d'énergie active [45,46]. Quelques références ont utilisé la programmation quadratique successive [47] et d'autres l'approche de Newton [48] en utilisant les équations complètes et couplées du réseau électrique. D'autres techniques considérant seulement le problème découplé Q/V [49,50,51] sont basées sur la programmation linéaire successive en association avec des fonctions de pénalité ou utilisent les techniques de Quasi-Newton [52], et d'autres techniques utilisant la programmation non linéaire comme celle du point intérieur [53] et celles s'appuyant sur des algorithmes évolués (génétiques) [54,51]. Une étude comparative de plusieurs méthodes a été faite dans [55].

Pour la détermination des emplacements optimaux de dispositifs FACTS dans un réseau électrique. Ils se différencient principalement les uns des autres par:

- les régimes de fonctionnement pour lesquels les dispositifs sont installés;
- les modèles adoptés pour les dispositifs FACTS;
- les méthodes et les critères d'optimisation;
- la taille et la topologie des réseaux utilisés pour les simulations.

En régime dynamique, les FACTS sont généralement utilisés pour amortir les oscillations de puissances dans le système. Dans [56], une méthode basée sur une analyse de sensibilité des valeurs propres en petites perturbations est présentée. Elle est appliquée au placement de dispositifs shunt pour amortir les oscillations électromécaniques. Des méthodes similaires ont également été développées pour des FACTS de type série [57] et pour des dispositifs déphaseurs [58].

En régime stationnaire, les dispositifs FACTS sont utilisés pour contrôler les transits de puissances dans les lignes ainsi que les tensions aux nœuds. Les objectifs recherchés peuvent être d'ordre technique ou de nature économique [59], [60]. Différentes méthodes et critères sont utilisés pour placer les dispositifs dans le système.

La position optimale d'un dispositif shunt placé dans une longue ligne de transport est discutée dans [61]. Elle est déterminée de manière à augmenter la puissance transmissible en améliorant la stabilité du système. Plusieurs références présentent des méthodes de placement de FACTS pour accroître la stabilité de tension. La méthodologie utilisée dans [62] sur une analyse modale des équations du load flow modifiées par les FACTS. Dans [63], la position optimale de SVC est déterminée en utilisant une méthode combinant un recuit simulé et les multiplicateurs de Lagrange. Les emplacements optimaux permettant d'accroître la stabilité statique sont étudiés dans [64] pour des réseaux de grandes tailles.

L'article [65] présente une méthode de placement optimal hybride basée sur les algorithmes génétiques et la programmation linéaire. Des SVC sont placés pour prévenir l'écroulement de tension tout en minimisant le coût des installations. La méthode présentée dans [66] détermine les emplacements de dispositifs FACTS shunt sur la base d'une analyse singulière de la matrice jacobienne. Les nœuds présentant la plus grande sensibilité de tension aux variations de charges sont ceux devant être munis de FACTS. La méthode est testée sur un réseau de 14 nœuds.

La référence [38] présente une méthode dans laquelle les modèles des FACTS sont intégrés dans un calcul de répartition optimale des puissances réactives. Ils sont utilisés pour réduire les pertes actives dans le réseau. L'emplacement des dispositifs est déterminé sur la base des résultats d'une analyse de sensibilité de l'expression des pertes par rapport aux grandeurs contrôlables par les FACTS.

Dans un environnement dérégulé, les FACTS sont positionnés dans le réseau de manière à accroître la capacité disponible pour les échanges ATC (*Available Transfer Capability*) en contrôlant les transits dans les lignes. Dans ce contexte, [67]

présente une méthode de placement des FACTS basée sur une analyse de sensibilité entre les injections aux nœuds et les transits dans les lignes. Les dispositifs sont placés dans les lignes ayant les plus grands coefficients d'influence. La méthode est mise en œuvre sur une partie du réseau de l'UCTE. Elle montre la possibilité d'augmenter certains échanges. Le même critère est utilisé dans [68]. L'optimisation est réalisée au moyen de la programmation stochastique. La maximisation de l'ATC en termes d'écroulement de tension est l'objectif visé dans [69]. Dans cette optique, un placement optimal de SVC et de TCSC est réalisé sur la base d'une analyse de sensibilité du second ordre. Une méthode analytique de placement optimal des dispositifs de compensation série est présentée dans [70]. Les FACTS sont utilisés pour augmenter la capacité de transfert de puissance dans le réseau. Leur position et leur taille sont déterminées à l'aide de coefficients calculés lors d'accroissements de la charge.

Dans la référence [71], des dispositifs série sont placés de manière à retarder les problèmes de congestion dans le réseau. L'optimisation est réalisée sur les résultats d'une analyse de sensibilité. Les coefficients sont calculés à partir des dérivées partielles. La méthode est validée sur un réseau à 5 nœuds et appliquée au réseau indien [34]. Le même indice est utilisé dans [72] pour le contrôle des transits de puissances avec des UPFC.

Des FACTS série (compensateurs série et dispositifs déphaseurs) peuvent être utilisés pour diminuer les coûts de transport dans le réseau en contrôlant les transits de puissance dus aux transactions [73]. Les effets des dispositifs sont évalués au moyen d'un load flow à courant continu. Le placement des dispositifs dans le réseau est réalisé par programmation linéaire. Des simulations effectuées sur le réseau IEEE de 14 nœuds et sur le réseau du sud du Brésil montrent que les FACTS permettent de réduire substantiellement le prix du transport. Le gain enregistré est dépendant de la méthode de tarification utilisée. Dans le même sens, l'article [74] présente une méthode dans laquelle des FACTS de type série sont placés de manière optimale pour minimiser les coûts de production et d'investissement d'installation des dispositifs. Les modèles des FACTS sont intégrés dans un calcul de répartition des puissances optimal. L'algorithme développé est appliqué sur des réseaux tests de taille allant de 3 à 30 nœuds.

[75] présente un placement optimal de TCSC et de TCPST dans un système comportant de la production hydraulique. Les dispositifs sont positionnés de manière à minimiser les coûts de production dus aux unités thermiques et les investissements pour les FACTS.

Dans les algorithmes génétiques, combinés à une méthode de descente sont utilisés pour placer des bancs de condensateurs dans un réseau à 25 nœuds [76]. L'optimisation est réalisée sur les coûts d'investissement des dispositifs, le coût des pertes et des pénalités dues aux écarts de tension.

Toujours avec les algorithmes génétiques, ce sont des FACTS déphaseurs qui sont placés de manière optimale dans [77]. L'optimisation est réalisée sur la base des

résultats d'un calcul de répartition des puissances optimal. Des simulations sont effectuées sur un réseau test de 36 nœuds et sur le réseau français. Elles mettent en évidence la possibilité de réduire les coûts de production ainsi qu'une influence mutuelle entre les dispositifs. Des dispositifs déphaseurs sont également placés de manière optimale par programmation linéaire entière mixte (*mixed integer linear programming*) [78]. Les objectifs recherchés sont une réduction du coût total de production et un accroissement de la puissance transmissible dans le réseau. Les résultats obtenus sur un réseau de 24 nœuds corroborent ceux présentés dans [79] et [80] et mettent en évidence une efficacité limite du réseau.

On s'intéresse dans cette section aux algorithmes d'optimisation qui peuvent être divisés en deux grandes familles : les algorithmes déterministes et les algorithmes stochastiques. Les algorithmes **d'optimisation déterministes** comprennent deux familles, l'une est appelée méthodes de descente (*Hill-climbing techniques*) et l'autre est constituée des méthodes d'exploration. La première catégorie de ces algorithmes recherche l'optimum à l'aide d'une information mathématique : la valeur de la dérivée partielle de la fonction objectif. Ainsi, l'algorithme descend en 'plongeant' rapidement vers l'optimum le plus proche.

Il existe plusieurs algorithmes d'optimisation déterministes, plus ou moins élaborées, convergeant plus ou moins rapidement et tenant compte ou non des contraintes [81,63]. On citera dans ce qui suit ceux les plus utilisés :

- Méthodes énumératives
- Méthode du gradient
- Méthode du gradient conjugué
- Méthodes de Newton et quasi-Newton
- Méthode de relaxation de Rosenbrock
- Méthode du polytope de Nelder-Mead
- Méthode complexe
- Algorithme d'optimisation par analyse d'intervalle '*Branch and Bound*'
- Méthode de Hooke-Jeeves.

Cette présentation non-exhaustive de différents travaux publiés dans la littérature met en évidence la diversité des méthodes et des critères d'optimisation utilisés. La section suivante présente les résultats de l'optimisation de la compensation réactive basée sur une approche à deux niveaux dont le premier (niveau 1) concerne la détermination du volume et de la localisation optimale des moyens de compensation d'énergie réactive, tandis que le deuxième (niveau 2) est consacré à la minimisation de la moyenne des pertes pour plusieurs cas du réseau électrique incluant d'éventuels incidents et différentes variations de la charge. Nous avons proposé de minimiser ces pertes pour chaque cas du réseau séparément (niveau 2'). Dans une autre phase, nous minimisons directement la moyenne des pertes actives de tous les cas considérés. L'utilisation de la méthode du Lagrangien projeté et augmenté associée au gradient réduit est utilisée pour résoudre ce type de problème fortement non linéaire (voir

ANNEXE A). Pour valider le programme élaboré, des applications sur le réseau 57 nœuds sont présentées.

3.3 Résultats d'une optimisation mono-objectif à deux niveaux appliquée au réseau 57 nœuds [82,83]

Le réseau IEEE 57 nœuds comporte 63 branches, 15 transformateurs et 7 nœuds de contrôle (Données en Annexe B). Les limites de tensions (en p.u) :

$$0.98 \leq V_G \leq 1.10$$

$$0.95 \leq V_C \leq 1.06$$

Cinq cas différents sont considérés :

cas 1 : cas de base (point nominal)

cas 2 : variation uniforme de la charge de 50 % du cas de base.

cas 3 : variation uniforme de la charge de 150 % du cas de base.

cas 4 : élimination des lignes reliant les nœuds 1-16 et 9-12 (incident).

cas 5 : élimination du transformateur reliant les nœuds 24-25 (incident).

Les variables de contrôle issues de l'écoulement de puissance sont présentés dans le tableau 3.1.

TAB 3.1 Résultats d'écoulement de puissance.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.04	1.04	1.04	1.04	1.04
V_{G2}	1.01	1.022205	1.01	1.01	1.01
V_{G3}	0.985	1.008881	0.985	0.985	0.985
V_{G6}	0.98	0.995425	0.98	0.98	0.98
V_{G8}	1.005	1.005	1.005	1.005	1.005
V_{G9}	0.98	0.999734	0.98	0.976343	0.98
V_{G12}	1.015	1.015	1.015	1.014999	1.015
$T_{9,55}$	0.94	0.94	0.94	0.94	0.94
$T_{4,18}$	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
$T_{7,29}$	0.967	0.967	0.967	0.967	0.967
$T_{10,51}$	0.93	0.93	0.93	0.93	0.93
$T_{11,41}$	0.955	0.955	0.955	0.955	0.955
$T_{11,43}$	0.958	0.958	0.958	0.958	0.958
$T_{13,49}$	0.895	0.895	0.895	0.895	0.895
$T_{14,46}$	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
$T_{15,45}$	0.955	0.955	0.955	0.955	0.955
$T_{20,21}$	1.043	1.043	1.043	1.043	1.043
$T_{24,25}$	1	1	1	1	
$T_{24,26}$	1.043	1.043	1.043	1.043	1.043
$T_{32,34}$	0.975	0.975	0.975	0.975	0.975
$T_{39,57}$	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98
$T_{40,56}$	0.958	0.958	0.958	0.958	0.958
Q_{C18} (MVars)	10				
Q_{C25} (MVars)	5.9				
Q_{C53} (MVars)	6.3				
Pertes actives (MW)	31.1	7.23	59.36	38.13	30.45
Moyenne des pertes (MW)	33.254				

Le programme relatif au réseau IEEE 57 nœuds comporte 814 variables et 674 contraintes.

3.3.1 Investissement de moyens de compensation

A-Niveau 1

Pour cette phase, les résultats obtenus sont présentés dans le tableau 3.2.

TAB 3.2 Résultats d'optimisation du niveau 1.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.0801663	1.0791095	1.0880493	1.0830547	1.0493163
V_{G2}	1.0653119	1.0777979	1.0700939	1.0708092	1.044345
V_{G3}	1.0416581	1.0587168	1.049001	1.0576033	1.0523432
V_{G6}	1.0504403	1.0624193	1.0514651	1.0463117	1.0523389
V_{G8}	1.1	1.051849	1.1	1.0667372	1.0912467
V_{G9}	1.0623771	1.0376678	1.0703726	1.0348337	1.0603276
V_{G12}	1.0609447	1.038546	1.065424	1.0691716	1.0758137
T(9,55)	1.10000	0.99449	1.09077	0.98091	1.10000
T(4,18)	1.04643	0.98444	0.90909	0.95115	0.95374
T(7,29)	0.97960	1.10000	0.98237	1.09701	0.98572
T(10,51)	1.10000	1.08544	0.97957	0.97662	0.99514
T(11,41)	0.96514	0.94906	0.90909	0.90909	0.90909
T(11,43)	0.99345	1.10000	0.96416	1.04020	0.97232
T(13,49)	0.93255	1.10000	0.90909	0.90909	0.92273
T(14,46)	1.10000	0.96436	0.94571	0.95749	0.97228
T(15,45)	0.99158	1.10000	0.97255	0.98131	0.98691
T(20,21)	0.96834	0.91314	0.90909	0.91201	0.90909
T(24,25)	1.00144	1.05470	0.90909	1.07726	
T(24,26)	1.08640	1.04727	0.94648	0.90909	1.04758
T(32,34)	1.05294	1.09895	1.02706	1.10000	1.10000
T(39,57)	0.94052	0.92113	0.92820	1.10000	1.05916
T(40,56)	1.10000	0.95333	1.10000	0.91249	1.10000
Q_{C30} (MVars)	6.85				
Pertes actives (MW)	31.44	10.69	42.07	39.59	31.26
Rendement (%)	101.08	147.93	70.88	103.84	102.65
Moyenne des pertes (MW)	31.01				
Rendement (%)	93.26				
Investissement de Moyens de Compensation (MVars)	6.85				

La stabilité du système est atteinte après investissement de 6.85 MVars au nœud 30. La moyenne des pertes actives est réduite de 6.74 %, et les variables de contrôle (tableau 3.2) sont toutes réglées. Les tensions des nœuds de charge sont présentées sur les figures 3.1 à 3.5.

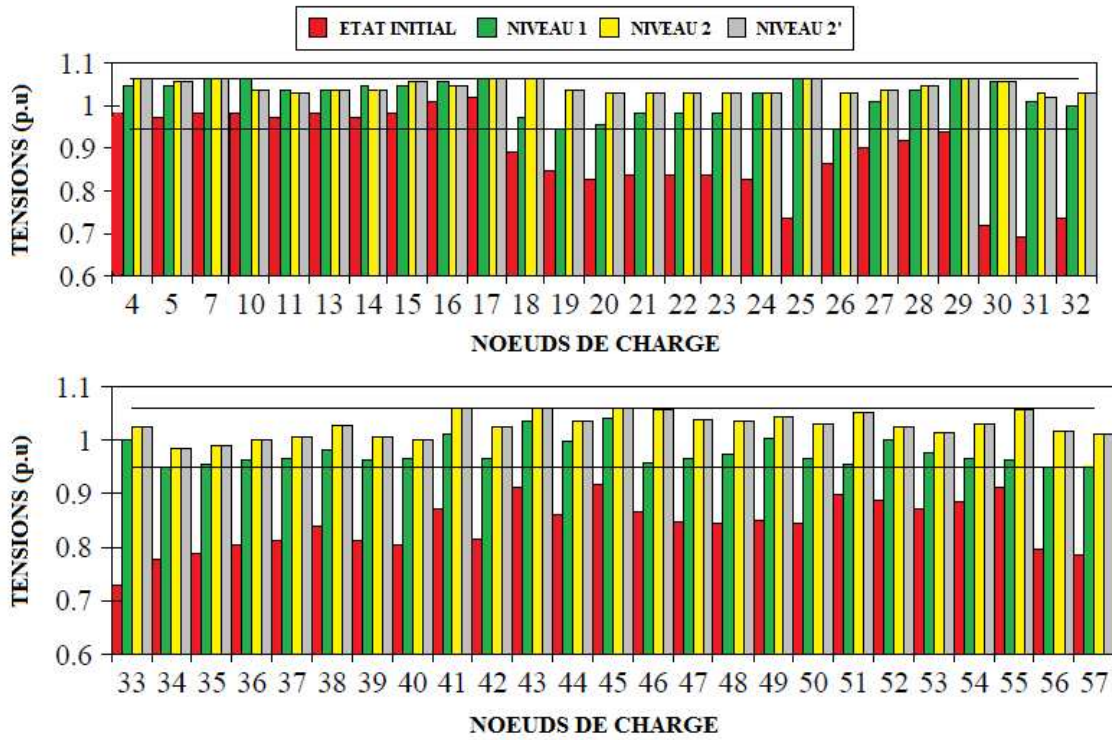


FIG 3.1 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas1).

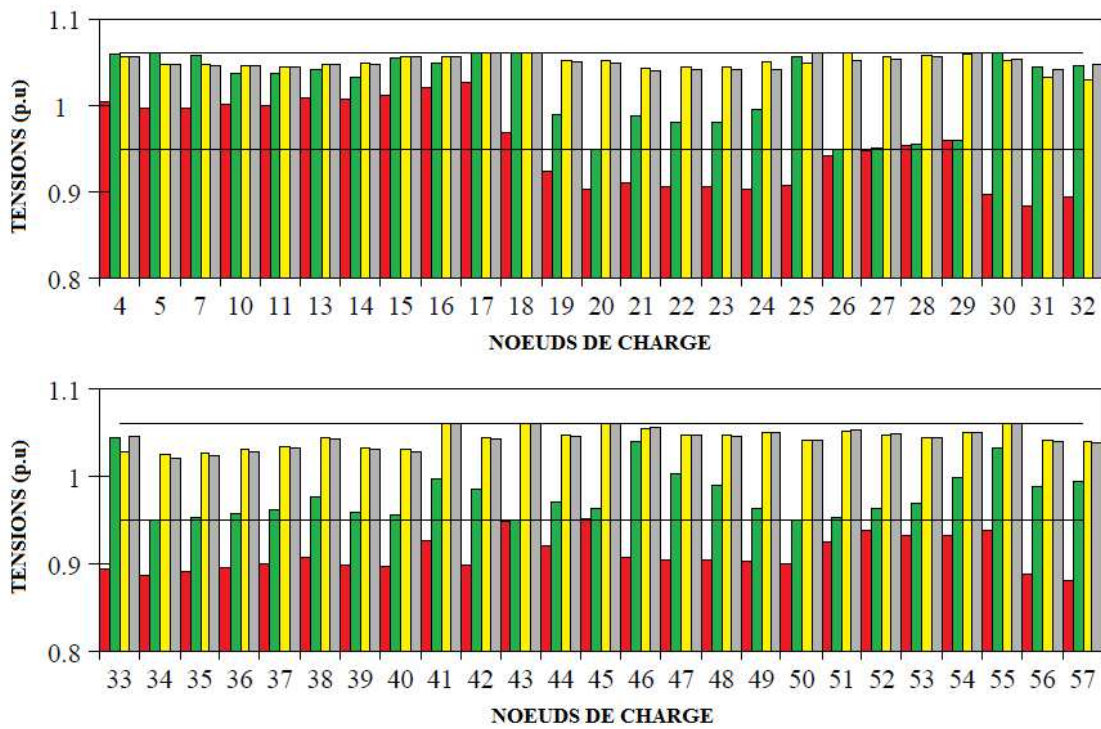


FIG 3.2 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas2).

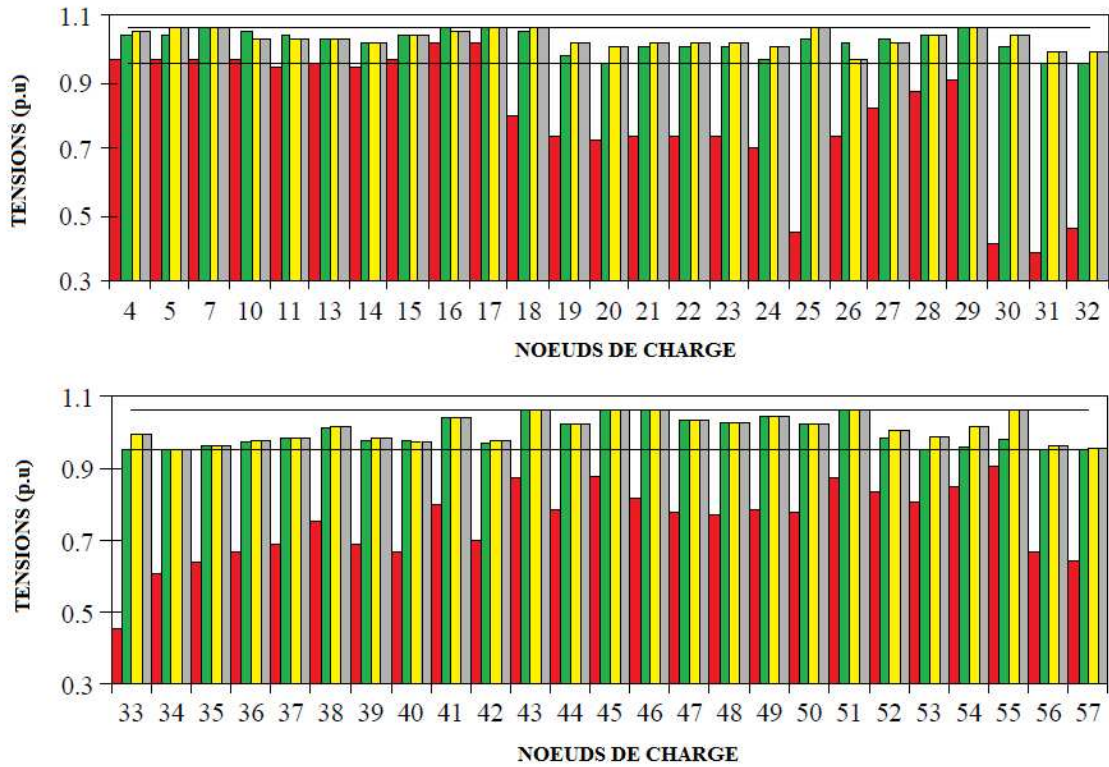


FIG 3.3 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas3).

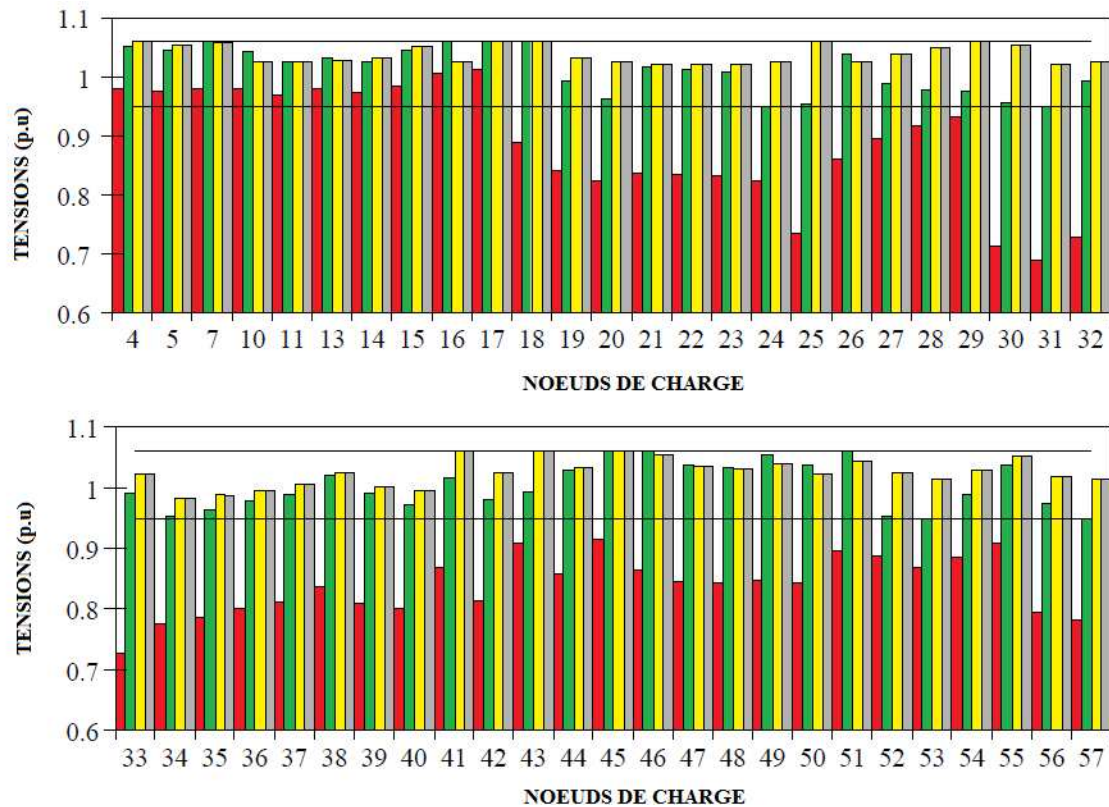


FIG 3.4 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas4).

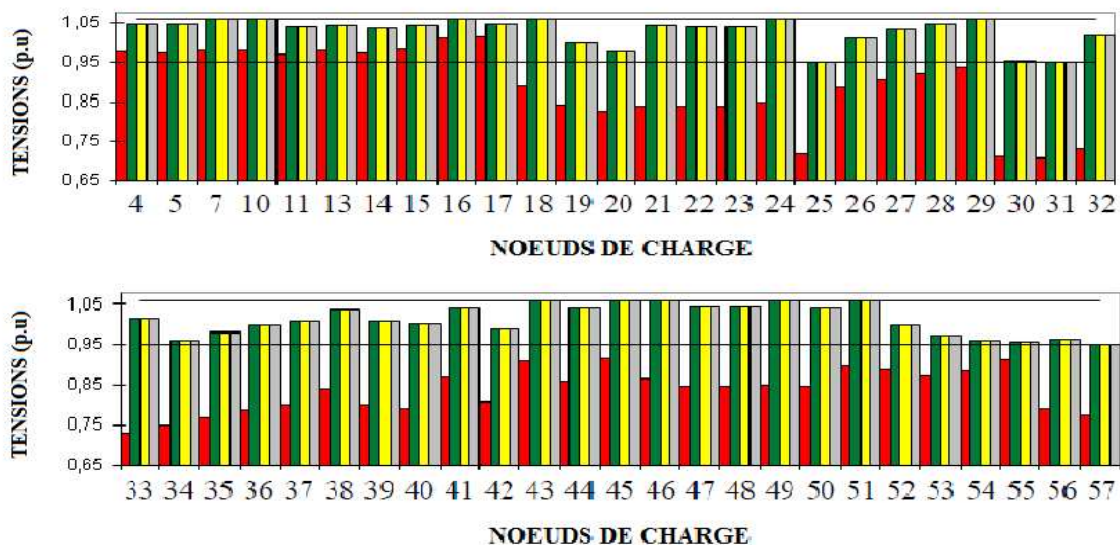


FIG 3.5 Variation des tensions de charge avant et après optimisation (cas5).

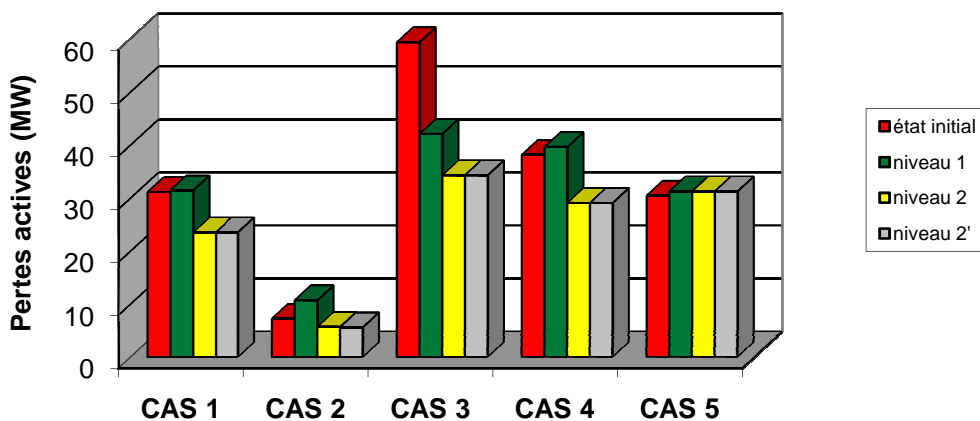


FIG 3.6 Pertes actives initiales et finales.

Pour les deux phases, la détermination des nœuds candidats à la compensation est faite sur des nœuds voisins, ce qui reflète le manque d'énergie réactive au niveau de la zone des nœuds 30 et 31. Le cas le plus défavorable est celui d'une augmentation uniforme de 50 % de la charge, et les dépassements dans l'état initial y sont très importants.

B-Niveau 2

L'application du 2^{ème} niveau pour minimiser la moyenne des pertes a donné les résultats présentés dans le tableau 3.3.

Ces résultats montrent l'apport de l'exécution du deuxième niveau sur l'ensemble des pertes actives. Nous avons, par la suite, appliqué comme dans la première phase le programme pour chaque cas à part. Les résultats de ce niveau 2' sont présentés dans le tableau 3.7, où les cas 3 et 5 ne figurent pas parce qu'il n'y a aucune amélioration par rapport au niveau 2.

TAB 3.3 Résultats d'optimisation du niveau 2.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V_{G1}	1.0874602	1.0702563	1.0929954	1.0978871	1.0493163
V_{G2}	1.0766287	1.0679881	1.0746108	1.0847126	1.044345
V_{G3}	1.0646627	1.0584373	1.057816	1.0661527	1.0523432
V_{G6}	1.0573938	1.0452998	1.0713368	1.0543215	1.0523389
V_{G8}	1.0771296	1.0491458	1.0848173	1.0768027	1.0912467
V_{G9}	1.0433822	1.0453827	1.0559288	1.0393756	1.0603276
V_{G12}	1.045604	1.0521353	1.0523017	1.0364155	1.0758137
T(9,55)	0.98057	0.98432	0.98496	0.98015	1.10000
T(4,18)	0.98341	1.02054	0.93460	0.98201	0.95374
T(7,29)	0.99407	0.98819	0.98380	0.99249	0.98572
T(10,51)	0.97566	0.99109	0.96564	0.97645	0.99514
T(11,41)	0.91020	0.95873	0.90909	0.90909	0.90909
T(11,43)	0.97095	0.98407	0.95643	0.96705	0.97232
T(13,49)	0.94173	0.97786	0.90909	0.94253	0.92273
T(14,46)	0.97023	0.99004	0.94442	0.97048	0.97228
T(15,45)	0.98904	0.99575	0.97523	0.98907	0.98691
T(20,21)	0.99786	1.00784	0.97751	0.99204	0.90909
T(24,25)	1.02108	1.10000	0.93630	1.01801	
T(24,26)	1.00277	0.98938	1.04132	1.00164	1.04758
T(32,34)	1.05524	0.99895	1.07725	1.05696	1.10000
T(39,57)	0.95713	0.97435	0.97290	0.95187	1.05916
T(40,56)	0.98437	0.98333	1.01652	0.97776	1.10000
Q_{c30} (MVars)	6.85				
PERTES ACTIVES (MW)	23.53	5.69	34.29	29.08	31.26
RENDEMENT (%)	75.66	78.69	57.76	76.26	102.65
Moyenne des pertes (MW)	24.77				
RENDEMENT (%)	74.48				
Investissement de moyens de compensation	6.85				

Nous constatons que toutes ces grandeurs sont toujours dans les intervalles mais plus ou moins supérieures à celles du 1^{er} niveau (pour le cas 3 et 5, elles sont quasiment les mêmes), et que les tensions de ces deux niveaux sont approximativement égales. L'application de la deuxième phase a apporté un gain sur la moyenne des pertes de 25.52 % (niveau 2), et 25.57 % (niveau 2'). Le rendement constant des pertes actives du 5^{ème} cas (102.65 %) est une autre preuve de l'irréalisabilité et l'insuffisance de l'écoulement de puissance.

TAB 3.4 Résultats d'optimisation du niveau 2'.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 4
V_{G1}	1.0874557	1.070285	1.0978876
V_{G2}	1.0766227	1.068001	1.0847131
V_{G3}	1.0646522	1.0584088	1.0661532
V_{G6}	1.0574301	1.0453468	1.0543224
V_{G8}	1.077199	1.0491124	1.0768044
V_{G9}	1.0434023	1.0451994	1.0393722
V_{G12}	1.0456121	1.0520875	1.0364148

T(9,55)	0.98056	0.98424	0.98014
T(4,18)	0.98334	1.01934	0.98200
T(7,29)	0.99399	0.98500	0.99247
T(10,51)	0.97566	0.99039	0.97645
T(11,41)	0.90999	0.95436	0.90909
T(11,43)	0.97093	0.98339	0.96703
T(13,49)	0.94160	0.97475	0.94250
T(14,46)	0.97014	0.98810	0.97046
T(15,45)	0.98895	0.99448	0.98905
T(20,21)	0.99776	1.00573	0.99203
T(24,25)	1.01648	1.01516	1.01713
T(24,26)	1.00278	0.98898	1.00165
T(32,34)	1.05653	1.03238	1.05721
T(39,57)	0.95716	0.97464	0.95189
T(40,56)	0.98464	0.98917	0.97782
Q _{C30} (MVars)	6.46	1.20	6.77
PERTES ACTIVES (MW)	23.53	5.60	29.08
RENDEMENT (%)	75.65	77.43	76.26
Investissement de moyens de compensation	6.46	1.20	6.77

3.3.2 Minimisation de la moyenne des pertes actives

Le tableau 3.5 illustre l'effet de surcompensation en énergie réactive au sein d'un réseau électrique, avec une minimisation de la moyenne des pertes égales à 31.71 % où la plus grande amélioration correspond au 5^{ème} cas. Nous constatons aussi que le rendement des pertes pour le 2^{ème} cas (85.31 %) est supérieur à celui des phases précédentes (79.64%, 78.69%), ce qui signifie que le choix de la moyenne des pertes comme fonction objectif, n'offre pas l'optimum de chaque cas à part, mais permet d'englober tous les cas dans le même problème.

TAB 3.5 Résultats d'optimisation de la minimisation des pertes actives.

VARIABLES	CAS 1	CAS 2	CAS 3	CAS 4	CAS 5
V _{G1}	1.0871348	1.0655106	1.0929329	1.0975264	1.0873697
V _{G2}	1.0758416	1.0626905	1.0762085	1.0838484	1.0764312
V _{G3}	1.0624312	1.0555131	1.0644649	1.0636849	1.0641326
V _{G6}	1.0548682	1.040484	1.0693513	1.0538691	1.0552482
V _{G8}	1.072393	1.0407074	1.0787626	1.0709337	1.0721088
V _{G9}	1.0528966	1.0490408	1.0683543	1.0504703	1.0532506
V _{G12}	1.0459795	1.0481561	1.052094	1.0366323	1.0457163
T(9,55)	1.01595	1.06141	1.02468	1.01524	1.01848
T(4,18)	0.94679	0.97822	0.90909	0.94735	0.94609
T(7,29)	0.99959	1.03392	0.98980	0.99867	0.99914
T(10,51)	0.99699	1.06767	0.98775	1.00148	0.99018
T(11,41)	0.90909	1.11111	0.98689	0.90909	0.90909
T(11,43)	1.10852	1.11111	0.98691	1.10280	1.08287
T(13,49)	0.97826	1.07074	0.93827	0.98087	0.96710
T(14,46)	1.00029	1.07695	0.97958	1.00142	0.99459
T(15,45)	1.00473	1.06692	0.99591	1.00391	1.00514

T(20,21)	1.01301	1.07610	1.00149	1.01502	1.00312
T(24,25)	1.00128	1.11111	0.93605	0.99672	
T(24,26)	0.99822	0.97095	1.03150	0.99312	1.00870
T(32,34)	1.00689	0.92866	1.05782	1.01120	1.08098
T(39,57)	0.96399	0.99623	0.95765	0.95773	0.96818
T(40,56)	0.95727	0.95709	0.97760	0.95159	0.99184
QC ₄ (MVars)	7.12				
QC ₁₃ (MVars)	5.99				
QC ₁₆ (MVars)	6.39				
QC ₁₉ (MVars)	0.43				
QC ₂₁ (MVars)	1.09				
QC ₂₂ (MVars)	0.05				
QC ₂₃ (MVars)	1.03				
QC ₂₇ (MVars)	0.42				
QC ₂₈ (MVars)	2.09				
QC ₃₀ (MVars)	2.06				
QC ₃₁ (MVars)	3.60				
QC ₃₂ (MVars)	3.23				
QC ₃₃ (MVars)	1.78				
QC ₃₅ (MVars)	1.96				
QC ₃₆ (MVars)	0.30				
QC ₃₇ (MVars)	0.74				
QC ₃₈ (MVars)	7.69				
QC ₃₉ (MVars)	2.26				
QC ₄₀ (MVars)	2.64				
QC ₄₁ (MVars)	9.32				
QC ₄₂ (MVars)	4.60				
QC ₄₄ (MVars)	3.12				
QC ₄₆ (MVars)	7.53				
QC ₄₇ (MVars)	11.47				
QC ₅₀ (MVars)	10.06				
QC ₅₁ (MVars)	6.49				
QC ₅₂ (MVars)	2.68				
QC ₅₃ (MVars)	9.93				
QC ₅₄ (MVars)	1.87				
QC ₅₅ (MVars)	20				
Pertes actives (MW)	22.53	6.17	31.22	27.90	25.72
Rendement (%)	72.45	85.31	52.6	73.19	84.47
Moyenne des pertes (MW)	22.71				
Rendement (%)	68.29				
Déviations de moyens de compensation (MVars)	140.34				

Toutefois, il était prévisible que la troisième phase minimise mieux la moyenne des pertes que les phases 1 et 2. En contrepartie, la surcompensation nuit à la qualité d'énergie sachant que les batteries de condensateurs engendrent des harmoniques néfastes pour le réseau. En conclusion, les résultats d'application des trois phases sur le réseau IEEE 57 bus

nous permettent de constater que la deuxième phase offre de meilleurs résultats concernant l'investissement et les pertes.

3.4 Conclusion

Au début de ce chapitre, un état de l'art est présenté sur les travaux de recherche associés au problème d'optimisation de l'énergie réactive et l'utilisation des dispositifs FACTS.

La méthode du lagrangien augmenté et projeté a été testée et validée pour la planification des moyens de compensation en énergie réactive sur différents réseaux sujet à diverses variations de la charge et topologiques (incidents, développements).

Les applications réalisées sur le réseau modèle IEEE 57 nœuds permettent de tirer quelques conclusions :

- Le comportement des réseaux pour les différents cas étudiés, suite à l'optimisation de la compensation réactive, varie en fonction de l'objectif visé (phase) et dépend de la taille et de la structure de chacun d'eux.
- Le choix des nœuds candidats à la compensation pour un déplacement des moyens existants ou investissement de nouveaux dispositifs porte pratiquement sur les mêmes nœuds ou nœuds voisins. L'ajustement des tensions de génération et les facteurs des régleurs en charge des transformateurs est aussi important que l'emplacement des batteries de condensateurs.
- Les résultats de simulations montrent que le mouvement de moyens de compensation satisfait la globalité des cas étudiés, représentant des situations critiques ou des variations de topologie du réseau (incidents, développement). Par rapport à l'investissement qui nécessite des budgets particuliers et une programmation dans le temps, le mouvement peut être une alternative intéressante pour une optimisation de la répartition des sources de puissance réactive déjà disponibles.

L'optimisation mono-objectif garantit une solution unique qui satisfait, dans notre approche, plusieurs états du réseau avec une grande probabilité de converger vers l'optimum local. L'optimisation multi-objectif, elle, va plus loin en offrant un ensemble de solutions efficaces à des objectifs antagonistes bien visés en agrandissant ainsi l'espace de réalisabilité du fonctionnement du réseau. Le compromis entre ces objectifs est une base de données très intéressante pour d'autres états du système d'énergie. Les contingences et les changements de la charge ne présentent pas des points de fonctionnement permanents, ils doivent être gérés de telle façon à garder la sécurité du réseau, donc ils entrent dans le problème de la compensation comme des contraintes supplémentaires et non pas des objectifs à atteindre.

En plus, les métaheuristiques sont connues par leur robustesse et leur recherche exhaustive des minimums. Le chapitre suivant sera consacré à l'optimisation multi-objectif de la compensation de l'énergie réactive par des méthodes évolutionnaires.

Chapitre 4

Optimisation multi-objectif de la compensation de l'énergie réactive par les méthodes évolutionnaires

4.1 Introduction

Malheureusement, les situations rencontrées en pratique comportent souvent une ou plusieurs complications, qui mettent en défaut les méthodes classiques (vues dans le chapitre précédent) : par exemple, la fonction objectif ou les contraintes peuvent être fortement non linéaires, ou même ne pas s'exprimer analytiquement en fonction des paramètres ; ou encore, le problème peut exiger la considération simultanée de plusieurs objectifs contradictoires.

La solution classique d'un problème d'optimisation multi-objectif consiste à la conversion de tous les objectifs en une seule fonction objectif pondérée. La solution optimale de cette fonction reflète un compromis entre tous les objectifs. La conversion de plusieurs objectifs en un seul objectif, est habituellement faite en agrégeant tous les objectifs dans une fonction pondérée, ou en optimisant une fonction objectif et considérant les autres comme contraintes. Cette approche possède plusieurs limitations résumées dans les points suivants :

- Elle exige la connaissance, à priori, au sujet de l'importance relative des objectifs, et les limites sur les objectives qui sont convertis en contraintes.
- La fonction singulière pondérée mène à une seule solution.
- Le compromis entre les objectifs ne peut pas être évalué facilement.
- L'espace de recherche doit être convexe.

Comparés aux problèmes d'optimisation mono-objectif, les problèmes d'optimisation multi-objectif sont plus difficiles à résoudre, car ils ne possèdent pas une seule solution, mais un ensemble de solutions situées sur la frontière de Pareto. La génération de cette dernière donne plusieurs avantages :

- Elle contient plusieurs solutions efficaces à la différence de l'optimisation mono-objectif qui ignore cette solution de compromis.
- L'ensemble de la frontière de Pareto permet aux décideurs de choisir une solution efficace suivant la situation rencontrée.

L'arrivée d'une nouvelle classe de méthodes, nommées métaheuristiques, marque une réconciliation des deux domaines : difficiles et multi-objectifs. En effet, celles-ci s'appliquent à toutes sortes de problèmes combinatoires, et elles peuvent également s'adapter aux problèmes continus. Ces méthodes, qui comprennent notamment la méthode du recuit simulé, les algorithmes génétiques, la méthode de recherche tabou, les algorithmes de colonies de fourmis, etc. sont apparues, à partir des années 1980, avec une ambition commune : résoudre au mieux les problèmes d'optimisation difficile. Elles ont en commun, en outre, les caractéristiques suivantes :

- elles sont, au moins pour partie, stochastiques : cette approche permet de faire face à l'explosion combinatoire des possibilités ;
- elles sont d'origine combinatoire : elles ont l'avantage, décisif dans le cas continu, d'être directes, c'est-à-dire qu'elles ne recourent pas au calcul, souvent problématique, des gradients de la fonction objectif ;
- elles sont inspirées par des analogies : avec la physique (recuit simulé, diffusion simulée, etc.), avec la biologie (algorithmes génétiques, recherche tabou, etc.) ou avec l'éthologie (colonies de fourmis, essaims de particules, etc.) ;
- elles sont capables de guider, dans une tâche particulière, une autre méthode de recherche spécialisée (par exemple, une autre heuristique, ou une méthode d'exploration locale) ;
- elles partagent aussi les mêmes inconvénients : les difficultés de réglage des paramètres mêmes de la méthode, et le temps de calcul élevé.

Les métaheuristiques ne s'excluent pas mutuellement : en effet, dans l'état actuel de la recherche, il est le plus souvent impossible de prévoir avec certitude l'efficacité d'une méthode donnée, quand elle est appliquée à un problème donné. De plus, la tendance actuelle est l'émergence de méthodes hybrides, qui s'efforcent de tirer parti des avantages spécifiques d'approches différentes en les combinant.

Le but de ce chapitre est de fournir des connaissances de base sur l'optimisation multi-objectif et de présenter les quatre méthodes utilisées dans notre problème avec quelques résultats appliqués sur le réseau 57 nœuds. Ces méthodes sont : Ellitist Non Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II), A Regularity Model-Based Multiobjective Estimation of Distribution Algorithm (RM-MEDA), multiobjective optimization evolutionary algorithms with decomposition (MOEA/D) et Improving Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA-II).

4.2 STRUCTURE DE VOISINAGE ET MINIMUM LOCAL

Soit S un ensemble de solutions à un problème d'optimisation, et soit f la fonction objectif.

Une structure de voisinage (ou tout simplement un voisinage) est une fonction N qui associe un sous-ensemble de S à toute solution $s \in S$. Une solution $s' \in N(s)$ est dite *voisine* de s .

Une solution $s \in S$ est un *minimum local* relativement à la structure de voisinage N si $f(s) \leq f(s') \forall s' \in N(s)$.

Une solution $s \in S$ est un *minimum global* si $f(s) \leq f(s') \forall s' \in S$.

Certaines méthodes d'optimisation, qui partent d'une solution initiale et qui l'améliorent en explorant son voisinage immédiat, présentent l'inconvénient de s'arrêter au premier minimum local trouvé.

Comme nous le verrons plus loin, les métaheuristiques contiennent donc souvent une technique ou une astuce permettant d'éviter de se retrouver piégé dans ces minima locaux, en explorant davantage tout l'espace des solutions, de façon à augmenter la probabilité de rencontrer le minimum optimal, c'est-à-dire le minimum global.

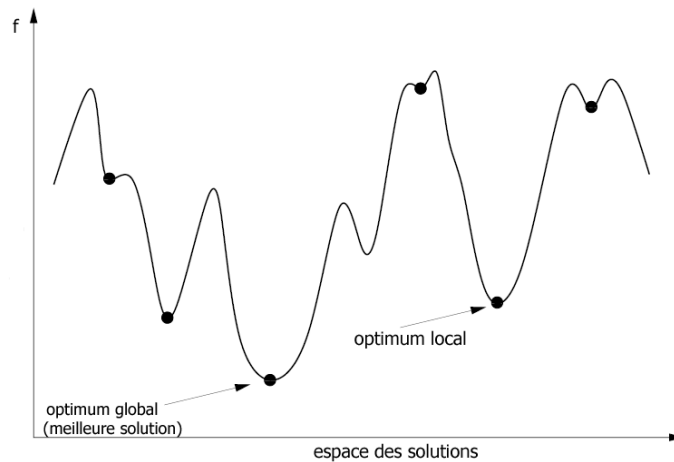


FIG 4.1 Comparaison entre un minimum local et un minimum global.

Dans le cadre de l'optimisation combinatoire, en pratique, on aura tout intérêt à définir le voisinage en considérant l'ensemble des modifications élémentaires que l'on peut appliquer à une solution s donnée, par exemple l'ensemble des permutations (si les solutions peuvent s'écrire sous la forme d'une séquence finie d'éléments, comme le cas se présente fréquemment en optimisation combinatoire).

Si cet ensemble est trop grand, on pourra toujours le réduire à un sous-ensemble, aléatoirement, ou en fonction d'un critère précis.

Ainsi, dans le cas du problème du voyageur de commerce, et partant d'un trajet donné $A - B - C - D - E$, un voisinage pourra se définir comme l'ensemble des inversions de 2 villes sur le parcours (dans notre exemple, une inversion possible serait : $A - B - D - C - E$), ou bien comme l'ensemble des déplacements unitaires (dans notre exemple, un déplacement serait : $A - B - E - C - D$)

4.3 Méthode exacte et méthode approchée

Une recherche exhaustive par énumération explicite de toutes les solutions est impensable pour résoudre un problème d'optimisation difficile en raison du temps de calcul induit. Dans le cas du problème du voyageur de commerce, par exemple, l'espace de recherche croît en $(n-1)/2!$, où n est le nombre de villes à visiter, ce qui dépasse

rapidement les capacités de calcul de n'importe quel ordinateur. Avec seulement 50 villes, il faudra évaluer $49!$ trajets, soit $6,08 \cdot 10^{62}$ trajets. C'est l'explosion combinatoire.

Néanmoins, la résolution d'un tel problème d'optimisation peut se faire de manière exacte, en modélisant soigneusement le problème, puis en appliquant un algorithme ad-hoc, qui écarte d'emblée l'examen de certaines configurations, dont on sait d'ores et déjà qu'elles ne peuvent pas être optimales.

Parmi les méthodes exactes, on trouve la plupart des méthodes traditionnelles (développées depuis une trentaine d'années) telles les techniques de *séparation et évaluation* (branch-and-bound), ou les *algorithmes avec retour arrière* (backtracking). Les méthodes exactes ont permis de trouver des solutions optimales pour des problèmes de taille raisonnable. Mais malgré les progrès réalisés (notamment en matière de programmation linéaire en nombres entiers), comme le temps de calcul nécessaire pour trouver une solution risque d'augmenter exponentiellement avec la taille du problème, les méthodes exactes rencontrent généralement des difficultés avec les applications de taille importante.

Notons qu'il existe ainsi des applications informatiques génériques (AMPL, CPLEX, LINDO, MPL, OMP, XPRESS...) qui permettent à l'ingénieur de résoudre facilement les problèmes pouvant s'écrire sous une forme algébrique en variables binaires ou entières.

Si les méthodes de résolution exactes permettent d'obtenir une ou plusieurs solutions dont l'optimalité est garantie, dans certaines situations, on peut cependant se contenter de solutions de bonne qualité, sans garantie d'optimalité, mais au profit d'un temps de calcul réduit. On utilise pour cela une méthode **heuristique**, adaptée au problème considéré.

4.4 Heuristique et métaheuristique

Afin d'améliorer le comportement d'un algorithme dans son exploration de l'espace des solutions d'un problème donné, le recours à une méthode *heuristique* (du verbe grec *heuriskein*, qui signifie « trouver ») permet de guider le processus dans sa recherche des solutions optimales.

Feignebaum et Feldman (1963) définissent une **heuristique** comme une règle d'estimation, une stratégie, une astuce, une simplification, ou toute autre sorte de système qui limite drastiquement la recherche des solutions dans l'espace des configurations possibles. Newell, Shaw et Simon (1957) précisent qu'un processus heuristique peut résoudre un problème donné, mais n'offre pas la garantie de le faire. Cependant, il y'a quand même le rapport de performance qui donne une idée sur la bonne qualité de la solution.

Dans la pratique, certaines heuristiques sont connues et ciblées sur un problème particulier.

La **métaheuristique**, elle, se place à un niveau plus général encore, et intervient dans toutes les situations où l'ingénieur ne connaît pas d'heuristique efficace pour résoudre un problème donné, ou lorsqu'il estime qu'il ne dispose pas du temps nécessaire pour en déterminer une.

En 1996, I.H. Osman et G. Laporte définissaient la métaheuristique comme « un processus itératif qui subordonne et qui guide une heuristique, en combinant intelligemment plusieurs concepts pour explorer et exploiter tout l'espace de recherche. Des stratégies d'apprentissage sont utilisées pour structurer l'information afin de trouver efficacement des solutions optimales, ou presque-optimales ».

En 2006, le réseau Metaheuristics (metaheuristics.org) définit les métaheuristicques comme « un ensemble de concepts utilisés pour définir des méthodes heuristiques, pouvant être appliqués à une grande variété de problèmes. On peut voir la métaheuristique comme une « boîte à outils » algorithmique, utilisable pour résoudre différents problèmes d'optimisation, et ne nécessitant que peu de modifications pour qu'elle puisse s'adapter à un problème particulier ».

Elle a donc pour objectif de pouvoir être programmée et testée rapidement sur un problème.

Comme l'heuristique, la métaheuristique n'offre généralement pas de garantie d'optimalité, bien qu'on ait pu démontrer la convergence de certaines d'entre elles. Non déterministe, elle incorpore souvent un principe stochastique pour surmonter l'explosion combinatoire. Elle fait parfois usage de l'expérience accumulée durant la recherche de l'optimum, pour mieux guider la suite du processus de recherche.

4.5 Classification des métaheuristicques

Les métaheuristicques n'étant pas, a priori, spécifiques à la résolution de tel ou tel type de problème, leur classification reste assez arbitraire. On peut cependant distinguer :

a) les approches « **trajectoire** »

Ces algorithmes partent d'une solution initiale (obtenue de façon exacte, ou par tirage aléatoire) et s'en éloignent progressivement, pour réaliser une trajectoire, un parcours progressif dans l'espace des solutions. Dans cette catégorie, se rangent :

- la méthode de descente
- le recuit simulé
- la méthode Tabou
- la recherche par voisinage variable

Le terme de *recherche locale* est de plus en plus utilisé pour qualifier ces méthodes.

b) les approches « **population** » (ou évolutionnaires)

Elles consistent à travailler avec un ensemble de solutions simultanément, que l'on fait évoluer graduellement. L'utilisation de plusieurs solutions simultanément permet naturellement d'améliorer l'exploration de l'espace des configurations. Dans cette seconde catégorie, on recense :

- les algorithmes génétiques
- les algorithmes par colonies de fourmi
- l'optimisation par essaim particulaire
- les algorithmes à estimation de distribution
- le path relinking (ou chemin de liaison)

Notons d'ores et déjà que ces métaheuristiques évolutionnaires seront probablement plus gourmandes en calculs, mais on peut supposer aussi qu'elles se prêteront bien à leur parallélisation.

Certains algorithmes peuvent se ranger dans les deux catégories à la fois, comme la méthode GRASP, qui construit un ensemble de solutions, qu'elle améliore ensuite avec une recherche locale. La plupart des méthodes développées ces dernières années sont d'ailleurs souvent à cheval sur ces deux approches.

Une autre manière, plus intuitive, de classifier les métaheuristiques consiste à séparer celles qui sont inspirées d'un **phénomène naturel**, de celles qui ne le sont pas.

Les algorithmes génétiques ou les algorithmes par colonies de fourmi entrent clairement dans la première catégorie, tandis que la méthode de descente, ou la recherche Tabou, vont dans la seconde.

On peut également raisonner par rapport à l'usage que font les métaheuristiques de la **fonction objectif**. Certaines la laissent « telle quelle » d'un bout à l'autre du processus de calcul, tandis que d'autres la modifient en fonction des informations collectées au cours de l'exploration – l'idée étant toujours de « s'échapper » d'un minimum local, pour avoir davantage de chance de trouver l'optimal. La *recherche locale guidée* est un exemple de métaheuristique qui modifie la fonction objectif.

Enfin, il faut distinguer les métaheuristiques qui ont la faculté de **mémoriser** des informations à mesure que leur recherche avance, de celles qui fonctionnent sans mémoire, en aveugle, et qui peuvent revenir sur des solutions qu'elles ont déjà examinées. On distingue la mémoire à court terme (celles des derniers mouvements effectués), et la mémoire à long terme (qui concerne des paramètres synthétiques plus généraux). Le meilleur représentant des métaheuristiques avec mémoire reste la recherche Tabou. Dans les « sans mémoire », on trouve le recuit simulé par exemple.

4.6 Métaheuristiques

4.6.1 Méthodes de voisinage

Ces méthodes d'optimisation sont fondées sur la notion de voisinage. Le voisinage d'une solution peut être défini à l'aide d'une transformation élémentaire. Une transformation élémentaire est une opération permettant de passer de la solution $s \in X$ à une solution $s' \in N(s)$. Une configuration s est un minimum, respectivement maximum, local par rapport au voisinage N si $f(s) \leq f(s')$, respectivement $f(s) \geq f(s')$ pour toute configuration $s' \in N(s)$.

Une méthode de voisinage débute généralement avec une configuration initiale s à laquelle un processus itératif est appliqué. Il cherche à améliorer la configuration courante en la remplaçant par un de ses voisins en tenant compte de la fonction objectif. Ce processus s'arrête et retourne la meilleure solution trouvée lorsque le critère d'arrêt est atteint. Cette condition d'arrêt concerne généralement une limite sur le nombre d'itérations ou sur l'objectif à réaliser. Les méthodes de voisinage diffèrent principalement entre elles par le voisinage utilisé et la stratégie de parcours de ces solutions voisines.

4.6.2 Méthode de Monte-Carlo

C'est une technique d'optimisation purement aléatoire, effectuant une exploration globale de l'espace des solutions faisables [84-85]. Elle consiste à générer des combinaisons aléatoires des paramètres descriptifs du système en utilisant un tirage de nombres aléatoires. Ensuite, on évalue les performances et les caractéristiques de chaque combinaison, en utilisant un outil d'analyse du dispositif à dimensionner. On trie ensuite la solution qui optimise la fonction objectif et vérifie l'ensemble des contraintes imposées par le cahier de charges à la fois.

4.6.3 Méthode de recherche tabou

La méthode de recherche tabou est une technique d'exploration locale combinée avec un certain nombre de règles et de mécanismes permettant à celle-ci de surmonter l'obstacle des optima locaux, tout en évitant de cycloper. Dans une première phase, la méthode de recherche tabou part d'une solution quelconque appartenant à l'ensemble de solutions. Ensuite, l'algorithme explore itérativement l'espace de solutions, afin de choisir le meilleur voisin. Ainsi, l'algorithme évalue la fonction objectif en plusieurs points entourant le point initial et retient le voisin qui améliore la valeur de la fonction objectif, ou au pire celui qui la dégrade le moins. L'originalité de la méthode de recherche tabou, par rapport aux méthodes locales, qui s'arrêtent dès qu'il n'y a plus de voisin permettant d'améliorer la valeur de la fonction objectif, réside dans le fait que l'on retient le meilleur voisin, même si celui-ci est plus mauvais que la solution d'où l'on vient [86]. Ce critère autorisant les dégradations de la fonction objectif évite à l'algorithme d'être piégé dans un minimum local, mais il induit un risque de recherche cyclique.

4.6.4 Méthode du recuit simulé

Le recuit simulé trouve ses origines dans la thermodynamique. Cette méthode est issue d'un phénomène physique de refroidissement lent d'un corps en fusion, qui le conduit à un état solide, de basse énergie. Il faut abaisser lentement la température, en marquant des paliers suffisamment longs pour que le corps atteigne *l'équilibre thermodynamique* à chaque palier de température. Pour les matériaux, cette basse énergie se manifeste par l'obtention d'une structure régulière, comme dans les cristaux et l'acier.

L'analogie exploitée par le recuit simulé consiste à considérer une fonction objectif à minimiser comme fonction d'énergie et une solution qui peut être considérée comme un état donné de la matière correspondant à la fonction d'énergie. Le recuit simulé exploite généralement le critère défini par l'algorithme de Metropolis pour l'acceptation d'une solution obtenue par perturbation de la solution courante [87].

4.6.5 Algorithmes évolutifs

Les algorithmes évolutifs englobent une autre classe assez large des méthodes d'optimisation stochastiques. Ces algorithmes sont basés sur le principe du processus d'évolution naturelle. Ils doivent leur nom à l'analogie avec les mécanismes d'évolution des espèces vivantes. Un algorithme évolutif typique est composé de trois éléments essentiels :

- 1) une *population* constituée de plusieurs individus représentant des solutions potentielles (configurations) du problème donné ;
- 2) un *mécanisme d'évaluation* de l'adaptation (ou de la fonction objectif à maximiser, *fitness function*) de chaque individu de la population à l'égard de son environnement extérieur;
- 3) un *mécanisme d'évolution* composé d'opérateurs permettant d'éliminer certains individus et de produire de nouveaux individus à partir des individus sélectionnés.

Du point de vue opérationnel, un algorithme évolutif typique débute avec une population initiale souvent générée aléatoirement et répète ensuite un cycle d'évolution composé de 3 étapes séquentielles :

- 1) évaluer la performance (dite aussi l'adaptation ou la qualité) de chaque individu de la population par l'outil d'analyse du dispositif à optimiser,
- 2) sélectionner une partie des individus et
- 3) produire de nouveaux individus par des recombinaisons d'individus sélectionnés.

4.6.6 Algorithmes génétiques

Le principe fondamental de ces algorithmes a été exposé par Holland en 1975 [88,89]. Ils s'inspirent du fonctionnement de l'évolution naturelle, notamment la sélection de Darwin et la procréation selon les règles de Mendel. La sélection naturelle que Darwin appelle l'élément 'propulseur' de l'évolution, favorise les individus d'une population qui sont les mieux adaptés à un *environnement*. Dans les algorithmes génétiques, on essaie de simuler le processus d'évolution d'une population, en partant d'une population de n solutions du problème représentées par des individus. Cette population choisie aléatoirement est appelée population parent et le degré d'*adaptation* d'un individu à l'environnement est exprimé par la valeur de la fonction objectif que l'individu représente. Dans ce cas, un individu est d'autant mieux adapté à son environnement, que la fonction objectif de la solution qu'il représente est plus grande. Au sein de cette population, intervient alors la *sélection* au hasard (par tournoi par exemple) d'un ou deux parents, qui produisent une nouvelle solution, à travers les *opérateurs génétiques*, tels que le *croisement* et la *mutation*. La nouvelle population, obtenue par le choix de n individus parmi les populations parent et enfant, représente la nouvelle génération. En itérant ce processus, on produit une population de plus en plus riche en individus mieux adaptés.

4.6.7 Programmation évolutive

La programmation évolutive a été initialement introduite pour simuler l'intelligence qui est définie sur l'hypothèse suivante : la caractéristique principale de l'intelligence est la capacité d'adaptation comportementale d'un organisme à son environnement [90-91]. Elle s'appuie sur un codage approprié du problème à résoudre et sur les opérations de mutation adaptées au codage. Le codage d'un tel algorithme dépend du problème à résoudre. Dans le cas d'un problème d'optimisation dans le domaine des réels par exemple, les individus d'une population seraient des vecteurs de réels. A partir d'un codage donné des paramètres à optimiser d'un problème, une mutation (ou un

opérateur d'évolution spécifique) sera définie. Ainsi, l'analogie est forte avec les méthodes de voisinage : une mutation correspond à un mouvement dans un algorithme de voisinage. Un cycle d'évolution typique d'une programmation évolutive est le suivant : chaque configuration de la population courante est copiée dans une nouvelle population [65]; les configurations sont ensuite mutées, conduisant à de nouvelles configurations. L'ensemble des configurations entre ensuite dans une étape de compétition pour survivre dans la génération suivante.

4.6.8 Stratégies d'évolution

Les stratégies d'évolution (*SE*) sont conçues au départ pour résoudre des problèmes d'optimisation définis sur des espaces continus [92]. Dans un algorithme de type (*SE*), les individus sont des vecteurs de réels. Comme la programmation évolutive, les stratégies d'évolution n'utilisent que la mutation et la sélection. L'algorithme le plus simple, noté (1+1)-*SE*, manipule un seul individu. A chaque génération (itération), l'algorithme génère par mutation un individu enfant à partir de l'individu parent et sélectionne l'un ou l'autre pour le conserver dans la population (selon l'adaptation ou la performance de chaque individu). Le processus s'arrête quand la condition d'arrêt est vérifiée, définie souvent par le nombre d'itérations, le temps de calcul et/ou l'écart entre la performance des deux individus meilleurs de deux itérations successives. La mutation dans un tel algorithme est aléatoirement appliquée à tous les composants de l'individu pour produire un enfant de telle sorte qu'un enfant ressemble plus au moins à ses parents. Cet algorithme (1+1)-*SE* se généralise en un algorithme (*m+l*)-*SE* qui signifie que *m* parents génèrent *l* enfants à chaque génération et qu'une sélection ramène ensuite la population de *m+l* individus à *m* individus.

4.6.9 Méthode de colonie de fourmis

La méthode de colonie de fourmis s'inspire du comportement des colonies de fourmis réelles [1]. La méthode se caractérise par la combinaison d'une approche de construction et des mécanismes d'apprentissage fondés sur la mémorisation. Le principe de cette méthode est le suivant : Malgré la vision très limitée de chaque fourmi, une colonie de fourmis parvient à minimiser la longueur du chemin conduisant à une source de nourriture, grâce aux traces chimiques (phéromones) laissées par chacune des fourmis.

Un principe analogue a été utilisé pour traiter des problèmes d'optimisation. La méthode consiste à répéter un algorithme de construction (assimilé à l'action d'une fourmi) dans lequel chacun des choix est déterminé en tenant compte à la fois de la nature aléatoire du mouvement d'une fourmi et des traces laissées par les fourmis précédentes.

Ainsi, une fourmi qui a emprunté une arête incite les fourmis suivantes à emprunter cette même arête à leur tour.

4.6.10 Méthode des essaims de particules

Les algorithmes d'optimisation par essaim de particules ont été introduits en 1995 par Kennedy et Eberhart comme une alternative aux algorithmes génétiques standards [94]. Ces algorithmes sont inspirés des essaims d'insectes (ou des bancs de poissons ou des nuées d'oiseaux) et de leurs mouvements coordonnés. En effet, tout comme ces animaux

se déplaçant en groupe pour trouver de la nourriture ou éviter les prédateurs, les algorithmes à essaim de particules recherchent des solutions pour un problème d'optimisation. Les individus de l'algorithme sont appelés particules et la population est appelée essaim. Dans cet algorithme, une particule décide de son prochain mouvement en fonction de sa propre expérience, qui est dans ce cas la mémoire de la meilleure position qu'elle a rencontrée et en fonction de son meilleur voisin. Ce voisinage peut être défini spatialement en prenant par exemple la distance euclidienne entre les positions de deux particules ou socio métriquement (position dans l'essaim de l'individu). La nouvelle vitesse et direction de la particule seront définies en fonction de trois tendances : la propension à suivre son propre chemin, sa tendance à revenir vers sa meilleure position atteinte et sa tendance à aller vers son meilleur voisin.

4.7 Méthodes hybrides et autres

Plusieurs méthodes hybrides ont été développées pour traiter des problèmes d'optimisation. Le mode d'hybridation qui semble être le plus prolifique concerne la combinaison entre les méthodes de descente ou de voisinage et les approches d'exploration globale, telles que les techniques d'évolution [95]. L'idée essentielle de cette hybridation consiste à exploiter pleinement la puissance de recherche des méthodes d'optimisation locale et de recombinaison des algorithmes explorateurs (évolutifs par exemple) sur une population de solutions. Les algorithmes hybrides sont sans doute parmi les méthodes les plus puissantes. Malheureusement, le temps de calcul nécessaire peut devenir prohibitif à cause du nombre d'individus manipulés dans la population. Une voie pour résoudre ce problème est l'exécution parallèle de ces algorithmes sur des machines parallèles ou sur des systèmes distribués. Un autre algorithme exemplaire de cette hybridation consiste à répéter un processus composé de deux étapes : la construction d'une solution en utilisant un algorithme stochastique (évolutif par exemple), suivie par une descente pour améliorer la solution construite.

Par ailleurs, plusieurs autres méthodes ont été aussi développées pour résoudre des problèmes d'optimisation. On cite principalement :

- les systèmes immunitaires artificiels ;
- les hyperheuristiques ;
- les méthodes coopératives ;
- les algorithmes à estimation de distribution ;
- la recherche par dispersion ;
- l'optimisation par homogénéisation, ...etc.

4.8 Comparaison entre différentes catégories d'algorithmes d'optimisation

En terme d'efficacité, les algorithmes d'optimisation stochastiques présentent les deux avantages incontestables suivants (le premier concerne la nature globale de la solution trouvée ce qui assure sa validité, tandis que le second concerne la rapidité d'obtention d'un code de calcul basé sur ces méthodes) [96] :

- 1- les procédés mathématiques sur lesquels reposent ces algorithmes ne nécessitent pas de point de départ physiquement cohérent, car ils évitent naturellement les optimums locaux. En pratique, cela veut dire pour le dimensionnement que l'on peut se passer d'une procédure d'initialisation élaborée et reposant sur la physique du problème ; un simple (et rapide) tirage aléatoire des paramètres initiaux peut éventuellement convenir, sans compromettre la convergence de l'algorithme ou buter sur un optimum local ;
- 2- ces méthodes sont directes, c'est-à-dire aucun calcul supplémentaire et aucune hypothèse particulière sur la nature mathématique du modèle ne sont nécessaires (en dehors des évaluations des différentes combinaisons des paramètres descriptifs de la structure) ; ainsi l'élaboration d'un logiciel reposant sur ces techniques d'optimisation n'impose que la programmation du modèle et de l'algorithme, ce qui rend cette élaboration a priori assez rapide.

Cependant, le principal inconvénient qui limite l'efficacité des algorithmes d'optimisation stochastiques, concerne leur lenteur d'obtention d'une solution. En effet, ces méthodes convergent lentement et nécessitent un grand nombre d'itérations pour converger asymptotiquement à un optimum global. Cela signifie qu'une fois le logiciel programmé, les méthodes de dimensionnement utilisant ces algorithmes sont plutôt lentes dans l'obtention d'une solution, surtout si elles sont liées à des modèles numériques, qui eux-mêmes consomment un temps de calcul relativement énorme.

4.9 Méthodes utilisées

Dans le cadre de ce projet de recherche, les emplacements optimaux des FACTS sont déterminés à l'aide des quatre méthodes évolutionnaires suivantes : Ellitist Non Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II), A Regularity Model-Based Multiobjective Estimation of Distribution Algorithm (RM-MEDA), multiobjective optimization evolutionary algorithms with decomposition (MOEA/D) et Improving Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA-II).

La méthodologie adoptée consiste à chercher la configuration optimale à partir d'une ou de plusieurs solutions initiales (selon l'algorithme utilisé) 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 classiques. Conformément à la modélisation des FACTS décrite au chapitre 3, les dispositifs modifient la matrice d'admittance nodale du réseau. C'est à partir des éléments modifiés que le load flow optimisé est calculé.

Le but de ce chapitre est de fournir des connaissances de base sur l'optimisation multi-objectif, de présenter les quatre méthodes utilisées dans notre problème avec quelques résultats appliqués sur le réseau 57 nœuds.

4.10 Algorithme génétique amélioré par tri non-dominé (NSGA-II)

Deb *et al.* [97] ont proposé une nouvelle version de l'algorithme NSGA le NSGA-II, qui est considéré comme étant plus efficace que son prédécesseur car :

- 1- Il utilise une approche élitiste qui permet de sauvegarder les meilleures solutions trouvées lors des générations précédentes.
- 2- Il utilise une procédure de tri basée sur la non-dominance, plus rapide.
- 3- Il ne nécessite aucun réglage de paramètres (les indices de distribution pour le croisement et la mutation).
- 4- Il utilise un opérateur de comparaison basé sur un calcul de la distance de surpeuplement (ou d'encombrement).

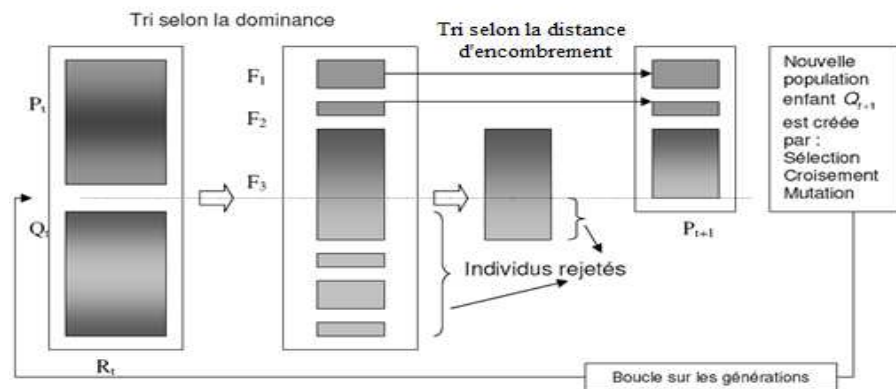


FIG 4.2 Principe de l'algorithme NSGA-II.

Le pseudo code de NSGA-II est décrit comme suit [97] :

```

Initialisation de la population initiale P0 de taille N
Evaluer les solutions de P0
Trier les solutions de P0
Tant que critère d'arrêt n'est pas satisfait Faire
    Créer Qt à partir de Pt (en utilisant des opérateurs de sélection, de
    croisement et de mutation), Evaluer toutes les solutions
    Réunir les populations des parents et des enfants Rt=Pt UQt,
    Trier les solutions de Rt en sous-ensemble Fi par la dominance de Pareto
        Pt+1=0 ; i=1
        Tant que |Pt+1|+|Fi|<N Faire
            Pt+1← Pt+1 UFi ; i=i+1
        Fin tant que
    Ordonner le sous-ensemble Fi selon les « distances de surpeuplement
    Ajouter N-|Pt+1| solutions ayant les valeurs de distance les plus grandes
    dans Pt+1
    Fin tant que

```

Dans cet algorithme, une population de parents (P_t) de taille N et une population d'enfants (Q_t) de taille N sont assemblées pour former une population ($R_t = P_t \cup Q_t$), comme le montre la figure 4.2. Cet assemblage permet d'assurer l'élitisme. La population de taille ($2N$) est ensuite triée selon le critère de non-dominance pour identifier les différents fronts F_1, F_2 , etc. Les meilleurs individus vont se retrouver dans le ou les premiers fronts. Une nouvelle population parent (P_{t+1}) est formée en ajoutant les fronts au complet (premier front F_1 , second front F_2 , etc.) tant que ceux-ci ne dépassent pas N . Si le nombre

d'individus présents dans (P_{t+1}) est inférieur à N , une procédure d'encombrement est appliquée sur le premier front suivant F_i non inclus dans (P_{t+1}) .

Le but de cet opérateur est d'insérer les $N - |P_{t+1}|$ meilleurs individus qui manquent dans la population (P_{t+1}) . Les individus de ce front sont utilisés pour calculer la distance d'encombrement entre deux solutions voisines.

4.10.1 Initialisation de la population :

La population est initialisée aléatoirement en basant sur la gamme et les contraintes du système.

On utilise un facteur K prélevé aléatoirement entre zéro et un, l'initialisation se fait comme suit :

$$U^i(j) = U^i(j)_{min} + K * (U^i(j)_{max} - U^i(j)_{min}) \quad i = 1, \dots, N \text{ et } j = 1, \dots, V \quad (4.1)$$

où N est le nombre des individus de la population et V le nombre des variables de décisions du chromosome.

Nous avons proposé une présélection de la population initiale. En exécutant deux programmes optimisant séparément les fonctions objectives, nous espérons définir les deux points extrêmes dans le front de Pareto. En plus, nous limitons au départ le nombre de FACTS à installer pour tous les autres $(N-2)$ individus de la population.

4.10.2 Evaluation des fonctions objectives :

L'évaluation des fonctions objectives consiste à calculer les deux fonctions objectives pour tous les individus de la population, pour cela on procède de la manière suivante :

Pour chaque individu U^i de la population N , nous exécutons un écoulement de puissance optimisé (OPF) mono-objectif minimisant une des fonctions objectives (généralement les pertes). Si le programme de l'OPF ne converge pas, alors on pénalise ces fonctions en leur affectant une valeur très grande.

4.10.3 Classification de la population initiale :

On classe la population en utilisant la non-dominance. Ceci renvoie deux colonnes pour chaque chromosome. Ce sont le rang et la distance d'encombrement correspondant à leur position dans le front.

A- La notion de dominance :

Au sens de Pareto :

U_1 domine U_2 si :

$$\forall i \in [1, M], F_i(U_1) \leq F_i(U_2)$$

$$\text{et : } \exists i \in [1, M] F_i(U_1) < F_i(U_2)$$

M : Le nombre des fonctions objectives.

Ex : ● domine les carrés est dominé par les triangles et n'est pas comparable avec les cercles.

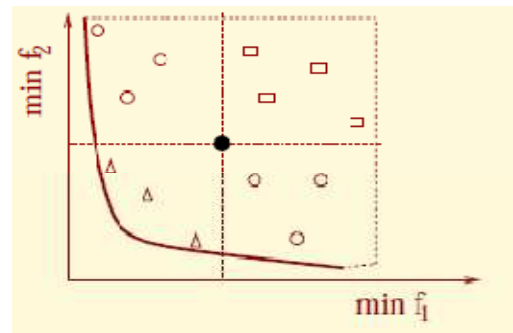


FIG 4.3 La notion de dominance.

B- Le rang :

- Non-dominés → rang 1
- Dominés sauf par rang1 → rang2
- ...

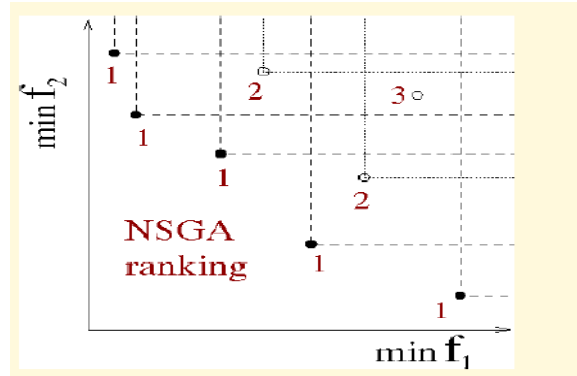


FIG 4.4 Le rang dans NSGA-II.

C- La distance d'encombrement :

L'idée de base est de trouver la distance euclidienne entre chaque individu dans un front basé sur leurs m objectifs dans les m dimensions de l'espace. Les individus dans les frontières sont toujours choisis puisqu'ils ont assignées d'une distance infinie.

Pour chaque individu :

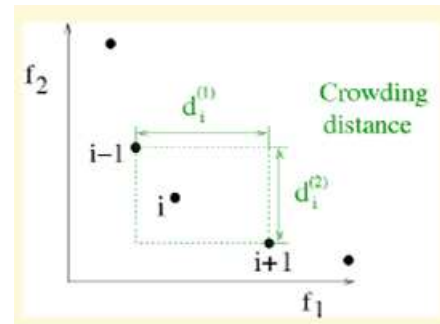


FIG 4.5 La distance d'encombrement.

$$d_c(U_i) = d^1(U_{i-1}, U_{i+1}) / (f_{1max} - f_{1min}) + d^2(U_{i-1}, U_{i+1}) / (f_{2max} - f_{2min}) \quad (4.2)$$

4.10.4 La sélection

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 reliée à son efficacité relative au sein de la population.

Une population dite parents est alors formée par les individus sélectionnés.

Il existe plusieurs méthodes de sélection [98]. La méthode utilisée dans ce programme est la méthode du tournoi.

Dans le procédé de la méthode de tournois n des individus sont choisis au hasard, où n est égal au « tour size » (tour size égale à deux dans notre cas). De ces individus seulement un est sélectionné et additionné à la population parents, où la taille de population parents égal à un demi de la population initiale. Le choix est effectué en se basant sur deux critères. En premier lieu le rang ou le front dans lesquels les solutions résident. L'individu avec le rang inférieur est sélectionné. Deuxièmement si les rangs des deux individus sont les mêmes alors, la distance d'encombrement est comparée. L'individu avec une plus grande distance d'encombrement est sélectionné.

4.10.5 Les Opérateurs Génétiques :

Cette fonction est utilisée pour produire des progénitures à partir des chromosomes parent. Les opérateurs génétiques à savoir le croisement et la mutation effectuent de légères modifications à la conception originale.

L'algorithme original NSGA-II emploie le croisement binaire simulé (SBX) et la mutation polynômiale. La probabilité de croisement est : $P_c = 90\%$ et la probabilité de la mutation est : $P_m = 1/n$ où n est le nombre de variables de décision. Dans ce programme, seulement le codage réel est considéré.

4.10.5.1 Le Croisement :

Dans les AGs, le croisement est considéré comme le principal opérateur pour produire des nouveaux chromosomes. Comme son homologue dans la nature, le croisement produit de nouveaux individus en leur transférant quelques parties de la matière génétique de leurs parents. L'objectif du croisement est donc d'enrichir la diversité de la population en manipulant la structure des chromosomes [99].

Le croisement binaire simulé (SBX) [97] :

$$C_{1,k} = \frac{1}{2}[(1 - \beta_k)p_{1,k} + (1 + \beta_k)p_{2,k}], \quad (4.3)$$

$$C_{2,k} = \frac{1}{2}[(1 + \beta_k)p_{1,k} + (1 - \beta_k)p_{2,k}], \quad (4.4)$$

où $C_{i,k}$ est l' $i^{\text{ème}}$ enfant avec $k^{\text{ème}}$ composant (gène) ;

$p_{i,k}$ est le parent sélectionné ;

$\beta_k (\geq 0)$ est un échantillon peut être obtenu à partir d'un nombre u aléatoire uniformément prélevé entre (0 et 1).

$$\beta_k = (2u)^{\frac{1}{(\eta_c+1)}}, \quad \text{si } u \leq \frac{1}{2}, \quad (4.5)$$

$$\beta_k = \frac{1}{[2(1-u)]^{\frac{1}{(\eta_c+1)}}}, \quad \text{si } \frac{1}{2} < u \leq 1, \quad (4.6)$$

$$k = 1, \dots, V.$$

Avec V est le nombre de variable de décision. Les indices de distribution pour les opérations de croisement et de mutation sont respectivement : $\eta_c = 20$ et $\eta_m = 20$.

4.10.5.2 La Mutation :

A la suite des opérateurs de sélection et de croisement, on mime à nouveau un phénomène biologique, celui de la mutation. Au niveau biologique, une mutation est une modification de l'information génétique par dégradation ou substitution locale de paire de base : ceci permet de produire une nouvelle structure génétique. L'opérateur de mutation dans le cas des AGs possède la propriété d'ergodicité du parcours de l'espace de recherche. Cette propriété indique que l'AG sera susceptible d'atteindre tous les points de l'espace, sans pour autant les parcourir tous dans le processus de résolution [97].

La mutation polynômiale :

$$c_k = p_k + (p_k^{max} - p_k^{min})\delta_k, \quad (4.7)$$

où c_k est l'enfant et p_k le parent

δ_k est une petite variation qui est calculée à partir d'une distribution polynomial en employant nombre r aléatoire uniformément prélevé entre (0 et 1) :

$$\delta_k = (2r)^{\frac{1}{(\eta_m+1)}} - 1, \text{ si } r < \frac{1}{2}, \quad (4.8)$$

$$\delta_k = 1 - [2(1 - r)]^{\frac{1}{(\eta_m+1)}}, \text{ si } r \geq \frac{1}{2}, \quad (4.9)$$

$$k = 1, \dots, V,$$

avec, V est le nombre de variables de décision.

η_m est l'index de distribution de la mutation.

4.10.6 Création de la génération suivante et critères d'arrêt :

Pour réaliser une boucle d'une itération de l'AG, ce dernier doit d'abord combiner les individus de la population progéniture (enfants) et les individus de la population courante dans une nouvelle population dite population intermédiaire. Ensuite, l'AG va calculer les fonctions objectifs pour chaque nouvel individu et lui associe un rang et une distance d'encombrement en se basant sur la non dominance. Enfin, si le critère d'arrêt de l'algorithme n'est pas encore atteint, une sélection doit être effectuée pour former la nouvelle population à partir de la population intermédiaire qui remplace la population actuelle et une nouvelle boucle sera ainsi lancée.

Puisque les AGs sont des méthodes de recherches stochastiques, il est difficile de spécifier de façon rigoureuse des critères de convergence. Par exemple, la performance d'une population peut rester stable pour un certain nombre de générations avant qu'un individu supérieur puisse apparaître. Ainsi, l'application d'un critère d'arrêt devient une vraie problématique. Une pratique commode est d'arrêter l'AG après un certain nombre de générations et d'examiner ensuite la qualité de la solution trouvée par rapport à la définition du problème.

Un nombre typique de générations peut aller de 50 jusqu'à 5000 générations.

Par ailleurs, d'autres critères peuvent être appliqués pour déterminer l'arrêt de l'AG tels que :

- un certain nombre d'itérations sans qu'une amélioration du front de Pareto ne sera observée.
- la fonction objectif du problème atteint une valeur donnée.
- le temps de calcul atteint une valeur prédéterminée.

4.10.7 Résultats de test sur le réseau 57 nœuds [102]

Le programme élaboré a été validé et examiné pour différents réseaux. Les quelques résultats présentés : ceux du réseau IEEE 57 nœuds. Dans cette étude, tous les nœuds de

charge sont considérés en tant que nœuds potentiels de compensation pour le SVC et également toutes les lignes peuvent comporter un TCSC. Les limites de tension aux nœuds de charge et aux nœuds de contrôle sont respectivement :

$$0.9pu \leq V_L \leq 1.1pu$$

$$0.94pu \leq V_G \leq 1.06pu$$

Pour tous les essais, la limite maximum de la compensation capacitive (SVC) à installer est égale à 50 MVars. Les limites sur des régleurs en charge des transformateurs sont 0.90 et 1.10 p.u. La tolérance de convergence pour l'écoulement de charge est 10^{-4} p.u pour les puissances actives et réactives. Le programme d'optimisation présente une tolérance de praticabilité et d'optimalité de 10^{-6} p.u. Les dispositifs initiaux de compensateur installés aux nœuds 18, 25 et 53 sont respectivement 10, 5.9 et 6.3 MVars.

Nous avons deux cas prévenants : dans le premier, nous avons maintenu ces dispositifs sur leurs nœuds et dans le deuxième cas nous avons pris le réseau sans son système de compensation réactive initial.

L'optimisation mono-objectif permet d'installer 122.82 MVars afin de réduire 59.91 % des pertes pour le premier cas et installer 152.85 MVars dans l'intention de diminuer de 60.77% des pertes pour le deuxième cas. Cet écoulement de puissance optimisé donne une solution extrême au problème. En appliquant l'optimisation multi objectif nous obtenons plusieurs solutions qui permettent à l'opérateur de choisir celle qui répond mieux à des considérations technico-économiques.

La courbe de compromis optimale pour une optimisation bi-objectifs des dispositifs de compensation et des pertes de puissances actives : SVCs/Pertes (discrets, multiple de 5 MVars, continus et avec 10% de précision), TCSCs/Pertes, FACTSs/Pertes sont montrés sur les figures 4.6-10, respectivement. Dans chaque figure, une comparaison entre deux cas est montrée : on correspond à l'investissement des nouveaux FACTS (cas 1) et dans l'autre (cas 2) nous avons mis à zéro les SVCs existant dans le réseau.

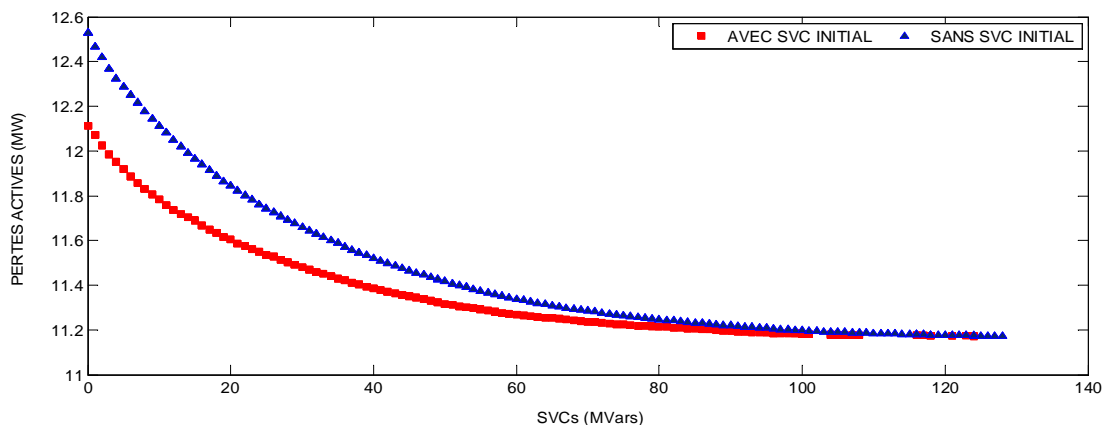


FIG 4.6 Courbe de compromis SVCs(discrets)/Pertes.

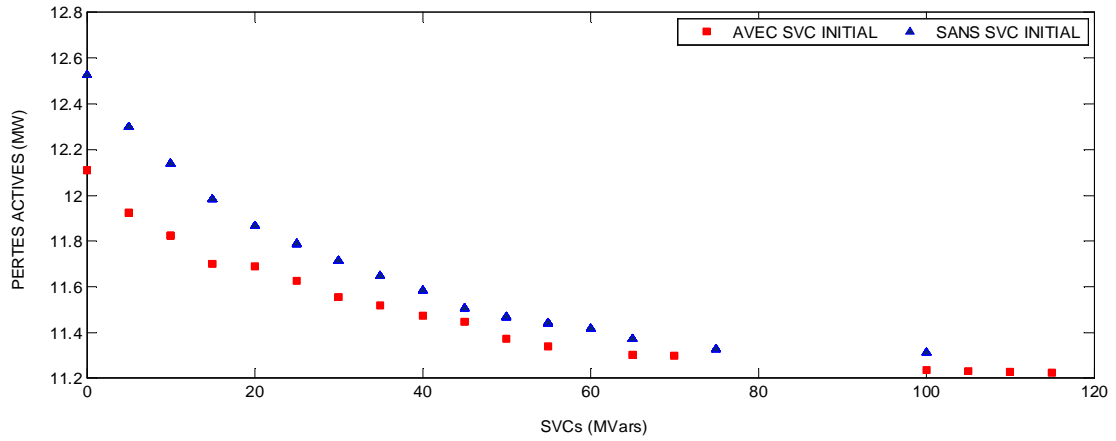


FIG 4.7 Courbe de compromis SVCs (multiples de 5)/Pertes.

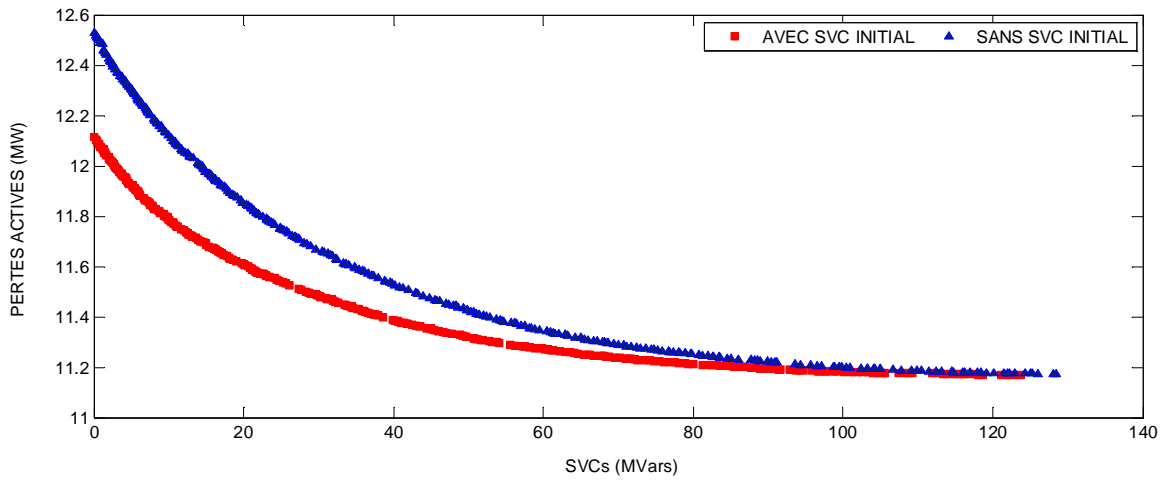


FIG 4.8 Courbe de compromis SVCs(continus)/Pertes.

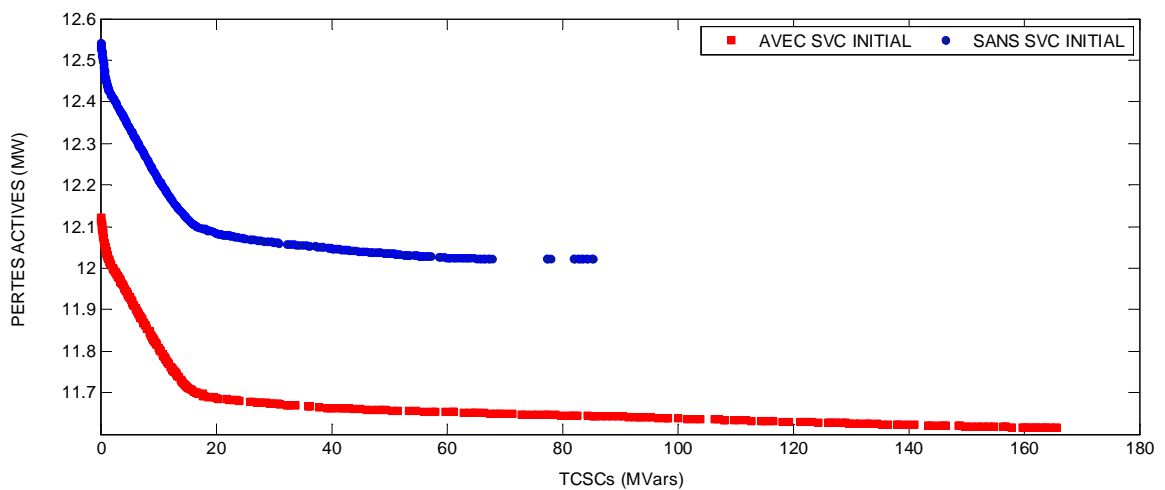


FIG 4.9 Courbe de compromis TCSCs/Pertes.

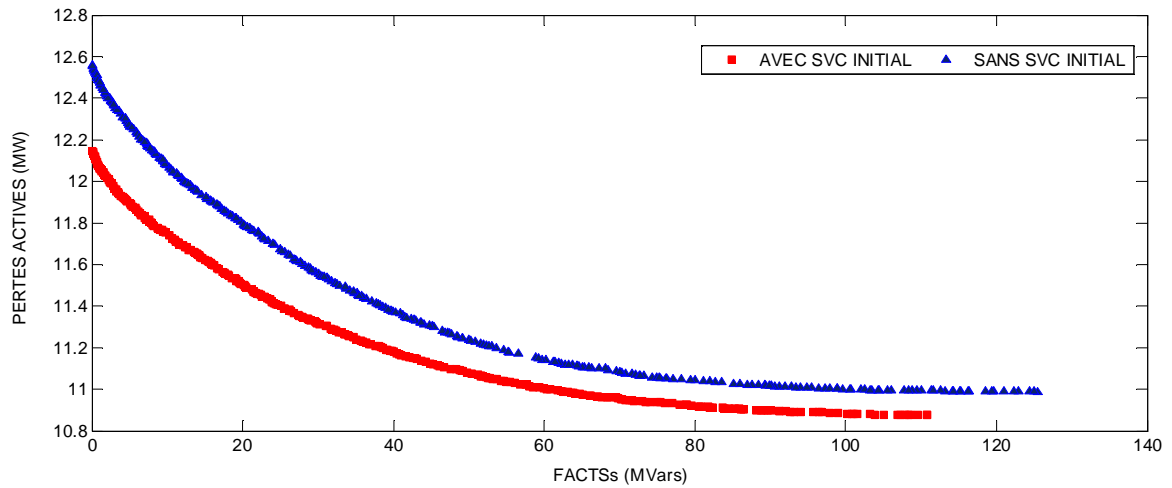


FIG 4.10 Courbe de compromis FACTSs/Pertes.

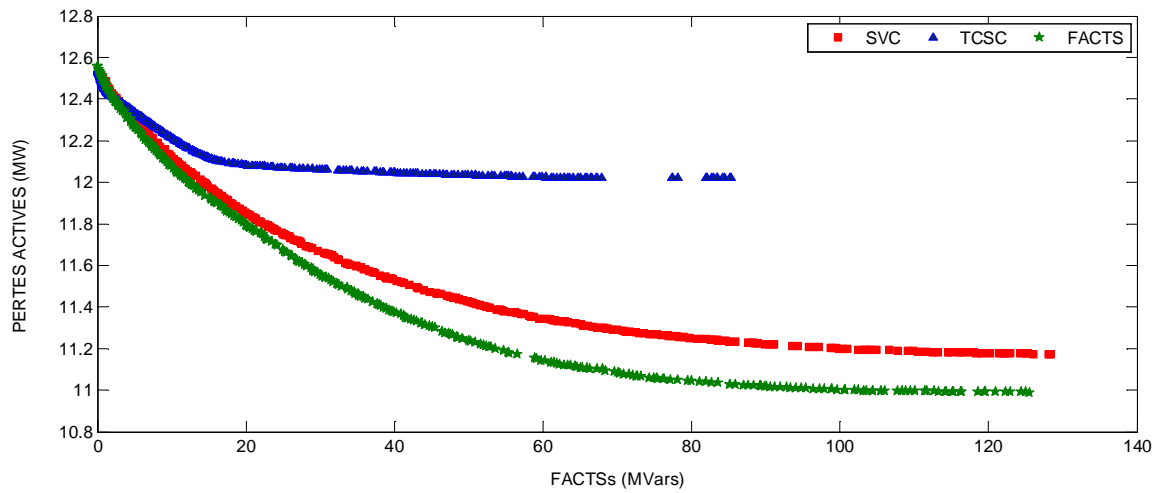


FIG 4.11 Courbe de compromis FACTSs/Pertes sans SVCs initiaux.

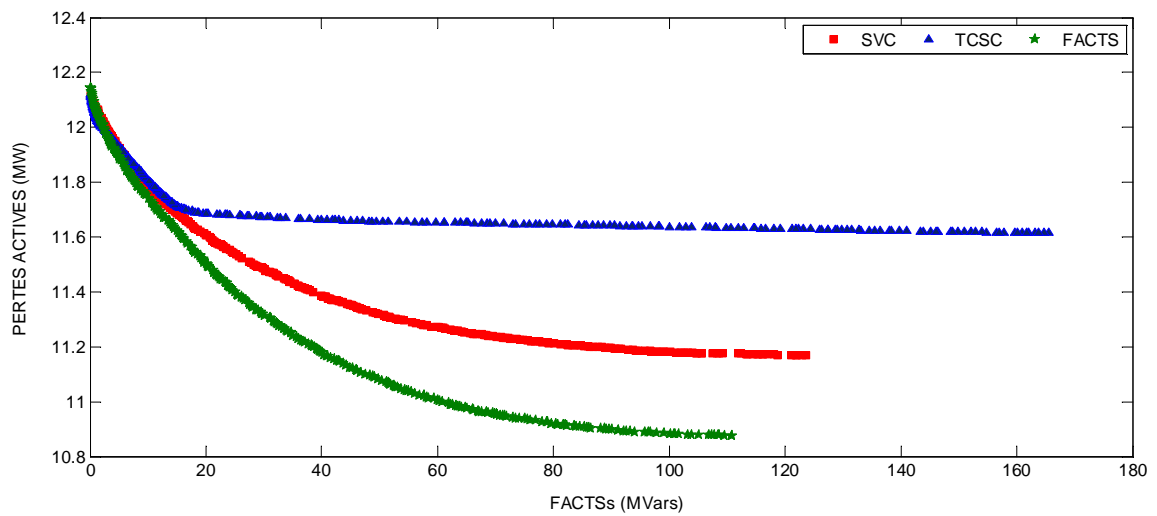


FIG 4.12 Courbe de compromis FACTSs/Pertes avec SVCs initiaux.

La Courbe de compromis de divers cas d'optimisation est illustrée sur les figures 4.6 à 4.10. Nous pouvons observer que le NSGA-II fournit un front de compromis bien distribué pour les deux cas. Comparé entre les deux cas ; il est clair que les fronts des Courbes de compromis du deuxième cas (sans SVC initial) soient en dessous de ceux qui correspondent au premier cas. Cependant, les pertes de puissance sont également diminuées en raison de la réduction de passage de puissance des lignes. Dans le cas des TCSC, il est clair que la réduction sur des pertes soit plus significative jusqu'à l'installation de 20 MVARs mais ensuite elles deviennent légèrement constantes. Comparé aux TCSC, les SVC fournissent les plus basses pertes de puissance. Dans le dernier cas, TCSC et SVC tous les deux sont installés en même temps ; ils ont fourni la réduction la plus élevée de pertes qui est illustrée sur les figures 4.11 et 4.12.

Dans les tableaux 4.1, 4.2 et 4.3, nous représentons l'installation des FACTS pour les deux cas et deux points : on choisit le premier point : la somme de FACTS est près de 22.2 MVARs (cette somme est celle des dispositifs initiaux déjà installés) ; le deuxième point correspond au point extrême. Des figures 4.6 à 4.10, nous pouvons tirer les valeurs de deux points pour chaque cas. Le tableau 4.2 montre qu'en ayant 5 MVARs sur les nœuds 31, 42, 50 et 53 avec l'utilisation de tous les contrôleurs d'une énergie réactive, les pertes sont réduites par 58.04 %. La figure 4.13 montre les tensions de nœuds de charge correspondant au point 2. On notera que toutes ces tensions se trouvent entre leurs limites autorisées.

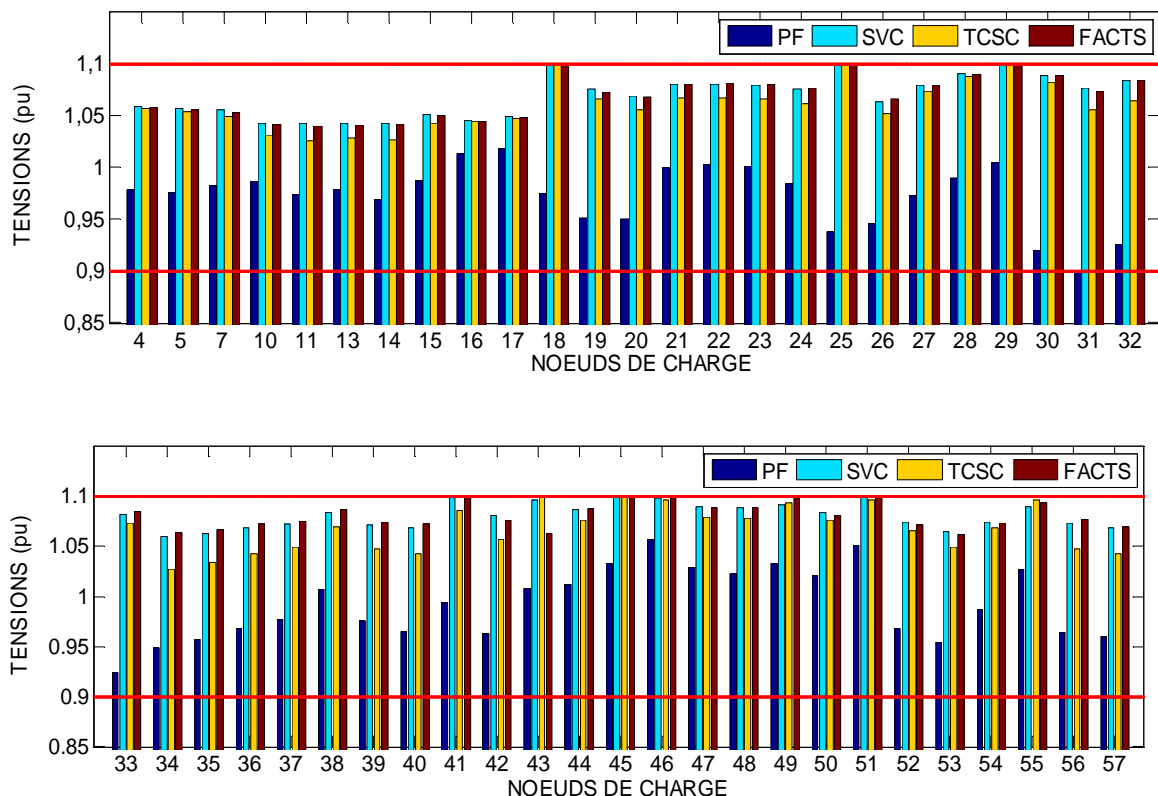


FIG 4.13 Tensions de charge (point 2).

TAB 4.1 Résultats d'optimisation – installant seulement les SVC.

Seulement SVC (multiple de 5 MVars)				
Variables	avec SVC initial		sans SVC	
	Point1	Point2	Point1	Point2
Svc (10)	-	5	-	-
Svc (13)	-	5	-	-
Svc (14)	-	5	-	-
Svc (17)	-	5	-	5
Svc (25)	-	-	-	5
Svc (28)	-	5	-	5
Svc (31)	5	5	5	5
Svc (32)	-	-	5	-
Svc (35)	-	5	-	-
Svc (38)	-	5	-	10
Svc (41)	-	5	-	-
Svc (42)	5	5	5	5
Svc (43)	-	-	-	5
Svc (44)	-	5	-	5
Svc (46)	-	5	-	5
Svc (47)	-	15	-	10
Svc (50)	5	10	-	10
Svc (51)	-	5	-	5
Svc (52)	-	5	-	5
Svc (53)	5	5	5	10
Svc (55)	-	15	-	10
SVCs(MVars)	20	115	20	100
Pertes (MW)	11.6901	11.2249	11.8690	11.3133

TAB 4.2 Résultats d'optimisation - installation seulement de TCSC.

TCSC(i, j) (unité centrale)	avec le SVC initial		sans SVC	
	Point1	Point2	Point1	Point1
TCSC(8, 9)	-0.0164	-0.0182	-0.0169	-0.0199
TCSC(1,15)	-0.0200	-0.0256	-0.0244	-0.0313
TCSC(1,16)	-	-	-0.0172	-0.0513
TCSC(12,17)	-0.0105	-0.1077	-0.0021	-0.1430
TCSC(23,24)	-	-	-	-0.1103
TCSC(24,25)	-	-	-	-0.0165
TCSC(30,31)	-0.0004	-0.0002	-	-
TCSC(31,32)	-	-	-	0.0019
TCSC(41,42)	-0.0324	-0.2328	-0.0129	-0.1882
TCSC(13,49)	-0.1414	-0.1377	-0.1418	-0.1393
TCSC(29,52)	-	-	-0.0073	-0.0803
TCSC(52,53)	-0.0004	-0.0495	-	-
TCSC(40,56)	-	-	-	0.0425
TCSC(56,41)	-	-	-	0.0281
TCSC(39,57)	-0.0018	-1.0840	-	0.0005
TCSCs(MVars)	22.3300	165.5700	22.2600	85.3100
Pertes(MW)	11.6836	11.6161	12.0781	12.0209

Pour les différents cas d'étude, le mouvement des batteries existantes de condensateur des nœuds 18, 25 et 53 vers les nœuds 31, 32, 42 et 53 avec les quantités indiquées dans le tableau 4.2, permet la réduction des pertes de puissance actives de 58.30 %, et réajuste toutes les variables de commande (les tensions de génération et les régulateurs en charge des transformateurs) et les variables d'état (tensions de charge, puissances active et réactive générées).

Le tableau 4.2 montre que, pour des pertes minimales, le transformateur entre 13 et 49 est le plus faible et il a besoin d'une installation du plus grand TCSC. Il montre également que les pertes minimales sont limitées : elles sont égales à 12.02 MW et à 11.62 MW pour le cas 1 et 2 respectivement.

TAB 4.3 Résultats d'optimisation - installation des FACTS

Variables	Seulement Svc 5 MVars			
	avec le SVC initial		sans SVC	
	Point1	Point2	Point1	Point2
SVC(10)	-	5	-	-
SVC(14)	-	5	-	-
SVC(17)	-	5	-	-
SVC(23)	-	5	-	-
SVC(31)	-	-	5	5
SVC(33)	5	5	-	5
SVC(35)	-	-	5	5
SVC(38)	-	-	-	10
SVC(41)	-	-	-	10
SVC(42)	5	5	-	-
SVC(44)	-	5	-	-
SVC(47)	-	10	-	-
SVC(48)	-	5	-	-
SVC(49)	-	5	-	-
SVC(50)	-	10	-	-
SVC(53)	-	5	5	10
SVC(56)	-	-	-	5
TCSC(8, 9)	-0.0164	-0.0182	-0.0169	-0.0199
TCSC(1,15)	-0.0200	-0.0256	-0.0244	-0.0313
TCSC(1,16)	-	-	-0.0172	-0.0513
TCSC(1 2,17)	-0.0105	-0.1077	-0.0021	-0.1430
TCSC(23,24)	-	-	-	-0.1103
TCSC(24,25)	-	-	-	-0.0165
TCSC(41,42)	-0.0324	-0.2328	-0.0129	-0.1882
TCSC(13,49)	-0.1414	-0.1377	-0.1418	-0.1393
TCSC(29,52)	-	-	-0.0073	-0.0803
TCSC(52,53)	-0.0004	-0.0495	-	-
TCSC(40,56)	-	-	-	0.0425
TCSC(56,41)	-	-	-	0.0281
TCSC(39,57)	-0.0018	-1.0840	-	0.0005
SVCs(MVars)	22.2100	96.4800	22.1900	91.6800
Pertes (MW)	11.4861	10.9549	11.7582	11.0552

Le tableau 4.3 prouve que, pour les pertes minimales, les lignes (12.17), (41.42), (13.49) et (39.57) sont les endroits les plus importants pour une installation de TCSC. Les nœuds candidats pour installer un SVC sont 31, 32, 33, 42 et 53. En outre, les pertes minimales sont extrêmes : elles sont égales à 10.95 MVARs et à 11.05 MVARs pour le cas 1 et 2 respectivement.

Pour les deux cas, la détermination des nœuds candidats à la compensation est faite sur presque des nœuds, qui reflète le manque d'énergie réactive au niveau de la zone des nœuds 30 et 31. Cette table illustre les résultats d'une minimisation des pertes actives de chaque cas du réseau, qui présente une réduction de 60.68 % pour le cas 1 et 61.16 % pour le cas 2. La commutation des condensateurs de banque est plus significative pour les pertes tandis que les objectifs sont atteints. En général, l'utilisation des FAITS est nécessaire pour stabiliser le réseau ; la combinaison du SVC et du TCSC fournit un état important de compensation.

Il est vrai que le règlement des variables de commande telles que les tensions de génération et les rapports de transformation des régleurs en charge assure la réalisabilité du système mais ça reste insuffisant dans la perspective économique.

En appliquant le programme d'allocation d'un UPFC à ce réseau, nous obtenons la figure suivante :

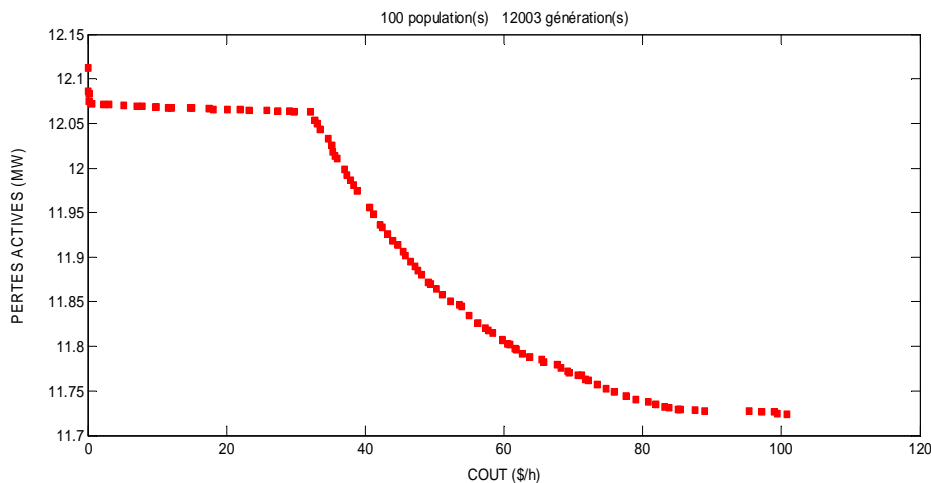


FIG 4.14 Courbe de compromis Coût (UPFC)/Pertes Actives.

Dans ce test, les pertes sont diminuées à 11.72 MW avec l'installation d'un UPFC dans la ligne reliant entre les nœuds 37 et 39. Pour les autres points de fonctionnement, les lignes candidates à la compensation par UPFC sont les lignes : 47, 48, 49 et 51. Ces lignes sont connectées entre les nœuds 34, 35, 36 et 37. Ceci est comparable à l'installation des SVC dans cette zone qui est sujet à des instabilités de tensions.

4.11 Méthode de SPEA-II

4.11.1 Algorithme

En 1999, Zitzler et Thiele ont proposé une deuxième version d'une méthode évolutionnaire élitiste pour l'optimisation multi-objectif qu'ils ont appelée SPEA-II (Strength Pareto Evolutionary Algorithm). Dans cet algorithme, 5 paramètres sont à

déterminer : la taille de la population, la taille de l'archive, le nombre de générations, la probabilité de croisement et la probabilité de mutation. Le pseudo code de SPEA-II est décrit comme suit [Zizler et Thiele, 1999] :

```

| Initialiser la population initiale P0 de taille N, créer une archive vide Q0, et mettre t à 0
| TANT QUE critère d'arrêt n'est pas satisfait FAIRE
|   Evaluer les solutions de Pt et Qt par les performances.
|   Trouver les solutions non dominées de Pt et Qt, et les mettre dans Qt+1.
|   SI |Qt+1|>N' ALORS (N' est la taille limitée de l'archive).
|     Enlever les solutions moins bonnes en utilisant la distance de crowding
|     jusqu'à la taille d'archive égale à N',
|     SINON |Qt+1|<N' ALORS
|       Remplir Qt+1 avec les solutions dominées de Pt et Qt du deuxième front (une
|       valeur de performance définitive de SPEA-II),
|       FIN DE SI,
|       Appliquer les opérateurs de sélection, de croisement et de mutation pour
|       créer une nouvelle population Pt+1,
|       t=t+1,
| FIN DE TANT QUE
    
```

4.11.2 Résultat de l'application de SPEA-II sur un réseau de 57 nœuds

La courbe de Pareto entre la quantité des SVC installés et les pertes actives pour le réseau de base de 57 nœuds est illustrée dans la figure suivante :

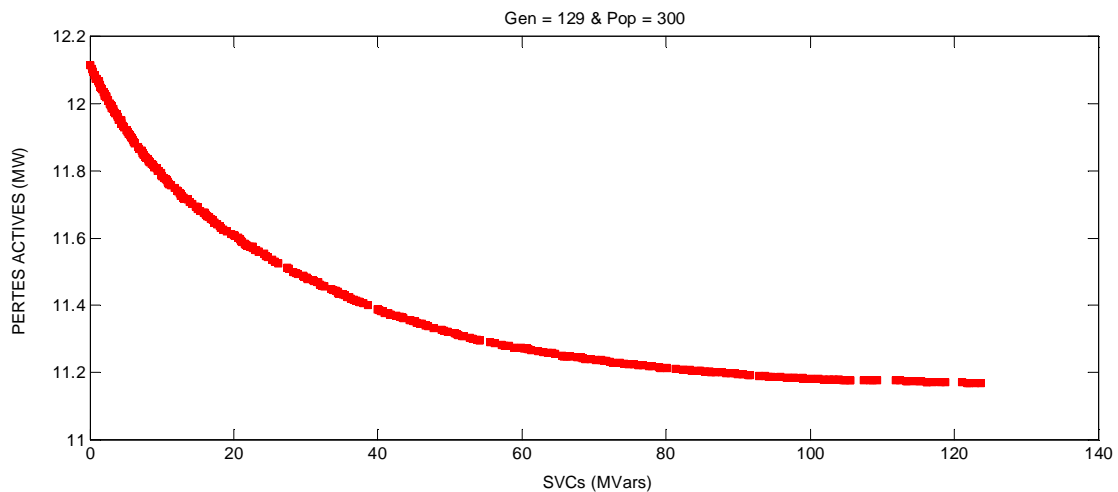


FIG 4.15 Courbe de Pareto SVC/pertes actives par SPEA-II.

4.12 Algorithme de RM-MEDA :

A. Idée Fondamentale

Les algorithmes d'estimation de distribution (EDAs) sont de nouveaux paradigmes de calcul dans le calcul évolutionnaire. Il n'y a ni croisement ni mutation dans EDAs. Cependant, ces algorithmes établissent un modèle de probabilité pour caractériser les solutions prometteuses dans l'espace de recherche basé sur l'information statistique extraite de la recherche précédente et prélève alors de nouvelles solutions d'essai du modèle ainsi

établi. Une question très essentielle est quel genre de model devrait-on employer pour une telle tâche. Un bon modèle devrait être facile à construire et prélever, et être capable de décrire de prometteuses zones de bonne fidélité.

La population dans l'espace de décision dans un algorithme évolutionnaire rapprochera si tout va bien le front de Pareto et sera uniformément dispersé autour du Pareto tant que la recherche continue. Par conséquent, nous pouvons envisager des points dans la population en tant qu'observations indépendantes d'un vecteur aléatoire $\xi \in R^n$ dont le centre de surface est l'ensemble de Pareto du problème.

Puisque l'ensemble de Pareto est un $(m - 1)$ tubulures dimensionnelles par segment continu peut être naturellement décrit par :

$$\xi = \xi + \varepsilon, \quad (4.10)$$

où ξ est uniformément distribué sur $(m-1)$ tubulures dimensionnelles par segment continu, et ε est un n -dimensionnel de moyenne nulle du vecteur de bruit.

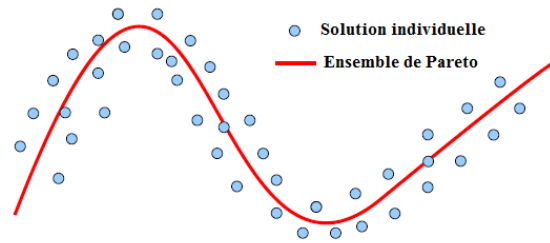


FIG 4.16 *Illustration de l'idée fondamentale.*

B. Cadre de l'algorithme

À chaque génération t , l'algorithme proposé, appelé (regularity model-based multiobjective estimation of distribution Algorithm 'RM-MEDA') ci-après, maintient :

- une population de N solutions (c.-à-d des points dans X) :

$$\text{Pop}(t) = \{x^1, x^2, \dots, x^N\} \quad (4.11)$$

- leurs évaluations $\vec{F} : \vec{F}(x^1), \vec{F}(x^2), \dots, \vec{F}(x^N)$

RM-MEDA

Etape 0) Initialisation : prendre $t=0$. Générer une population initiale $\text{Pop}(0)$ et calculer les valeurs des fonctions objectifs \vec{F} de chaque individu dans $\text{Pop}(0)$.

Étape 1) critère d'arrêt : Si le critère d'arrêt est vérifié, arrêter et renvoyer les solutions non dominées dans $\text{Pop}(t)$ et leurs vecteurs des fonctions objectifs. Tous ces vecteurs \vec{F} constituent une approximation du front de Pareto.

Etape 2) Modélisation : Établir le model de probabilité (4.10) pour modéliser la distribution des solutions dans $\text{Pop}(t)$.

Etape 3) Reproduction : Générer une nouvelle solution Q du modèle (4.10). Evaluer les fonctions objectifs dans Q .

Etape 4) Sélection : Choisir N individus de $Q \cup \text{Pop}(t)$ pour créer $\text{Pop}(t+1)$.

Etape 5) Mettre $t=t+1$ et aller à l'étape 1.

C. Modélisation

La relation du modèle (4.10) aux points dans $\text{Pop}(t)$ est fortement relié à l'analyse de la courbe ou de la surface principale, qui vise à trouver un front central constitué d'un ensemble de points dans \mathbb{R}^n . Cependant, la plupart des algorithmes courants pour l'analyse de la courbe ou de la surface principale sont plutôt coûteuses dû à la complexité intrinsèque de leurs modèles. Depuis, la modélisation doit être menée à chaque génération de RM-MEDA, un trop compliqué modèle n'est pas abordable dans RM-MEDA. D'autre part, un modèle compliqué n'est pas nécessaire puisque la distribution actuelle des points dans $\text{Pop}(t)$ pourrait être décrite exactement par (4.10).

Dans notre implémentation, nous supposons, pour la simplicité, que le centre de ξ consiste en K tubulures Ψ^1, \dots, Ψ^K (c.-à-d. ξ dans (4.10) est uniformément distribué sur ces tubulures), chaque Ψ^j est un $(m-1)$ dimensionnel hyper-rectangle. Particulièrement,

- dans le cas de deux objectives (c.-à-d. $m=2$) : Chaque Ψ^j est un segment de ligne dans \mathbb{R}^n .
- dans le cas de trois objectives (c.-à-d. $m=3$) : Chaque Ψ^j est un 2-D rectangle dans \mathbb{R}^n .

Soit A^j dénotant l'événement que ζ est de Ψ^j . Puis, nous avons :

$$\sum_{j=1}^K \text{Prob}(A^j) = 1. \quad (4.12)$$

Nous supposons que sous condition que l'événement A^j se produit :

- ζ est aléatoirement généré uniformément sur Ψ^j .
- $\varepsilon \sim N(0, \sigma_j I)$, où I est la matrice identité $n \times n$ et $\sigma_j > 0$. Autrement dit, tous les composantes dans ε sont indépendantes et identiquement distribuées.

Le problème modélisé, sous les suppositions ci dessus, devient estimant Ψ^j, σ_j et $\text{Prob}(A^j)$ ($j = 1, 2, \dots, K$). pour le résoudre, nous devons d'abord diviser $\text{Pop}(t)$ en K faisceaux disjointes S^1, \dots, S^K tels que les points dans S^j peuvent être considérés comme étant prélevés sous la condition de A^j . Alors nous pouvons estimer les paramètres.

Dans notre travail, nous avons utilisé l'algorithme de l'analyse de la composante principale et locale (LPCA) de $(m-1)$ dimensions pour partitionner $\text{Pop}(t)$. Soit S un sous-ensemble fini de \mathbb{R}^n , la moyenne de S est :

$$\bar{x} = \frac{1}{|S|} \sum_{x \in S} x, \quad (4.13)$$

où $|S|$ est la cardinalité de S . la matrice de covariance des points dans S est :

$$\text{Cov} = \frac{1}{|S| - 1} \sum_{x \in S} (x - \bar{x})(x - \bar{x})^T. \quad (4.14)$$

La $i^{\text{ème}}$ composante principale U^i est un vecteur propre unité associé à la valeur propre de la matrice Cov . Donc, l'affinage du sous espace de $(m-1)$ dimensions principales des points dans S est défini comme :

$$\left\{ x \in R^n \mid x = \bar{x} + \sum_{i=1}^{m-1} \theta_i U^i, \theta_i \in R, i = 1, \dots, m-1 \right\}. \quad (4.15)$$

La répartition S^1, \dots, S^K obtenues par l'algorithme (($m-1$)-D Local PCA) minimise la fonction erreur suivante :

$$\sum_{j=1}^K \sum_{x \in S^j} \text{dist}(x, \mathcal{L}_j^{m-1})^2, \quad (4.16)$$

où \mathcal{L}_j^{m-1} est le sous espace affiné de $(m-1)$ dimensions principales des points dans S^j , $\text{dist}(x, \mathcal{L}_j^{m-1})$ est la distance euclidienne de x de sa projection dans \mathcal{L}_j^{m-1} .

D. Reproduction

Dans notre implémentation de la reproduction dans ce travail, N solutions sont générées. La première issue que nous devons considérer est combien de nouvelles solutions d'essai sont produites autour de chaque Ψ^i . Puisqu'il est souhaitable que les solutions finales soient uniformément distribuées sur le front, nous mettons :

$$\text{Prob}(A^j) = \frac{\text{vol}(\Psi^j)}{\sum_{i=1}^K \text{vol}(\Psi^i)}, \quad (4.17)$$

où $\text{vol}(\Psi^j)$ est un volume de $(m-1)$ -D de Ψ^j . Par conséquent, la probabilité qu'une solution produite autour de Ψ^j est $\text{Prob}(A^j)$ [100].

La courbe de Pareto est retrouvée pour le réseau de base de 57 nœuds en prenant la solution de NSGA-II comme population initiale.

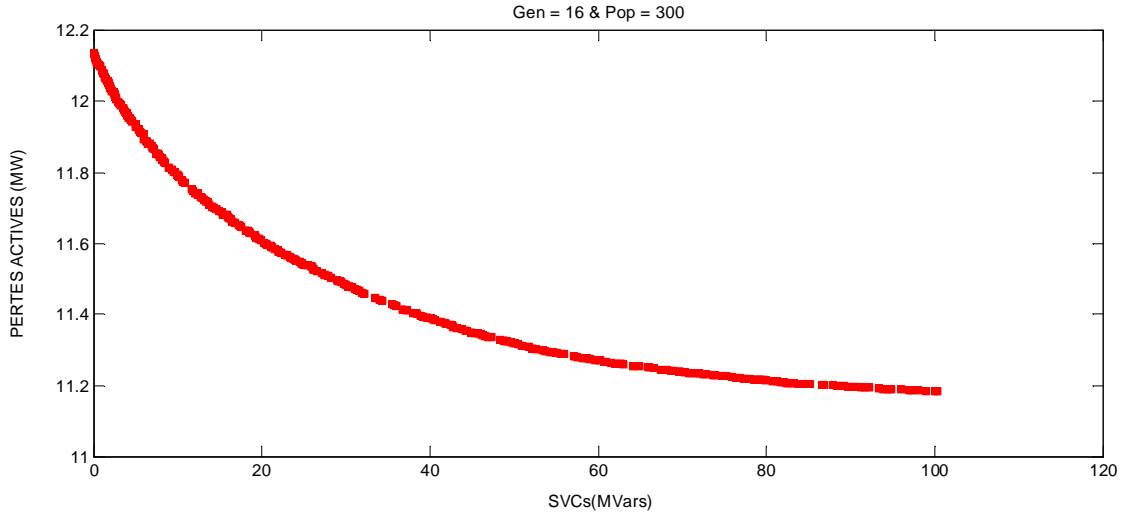


FIG 4.17 Courbe de Pareto SVC/pertes actives par RM-MEDA.

4.13 Algorithme de MOEA/D [101] :

La décomposition est une stratégie de base dans l'optimisation multi-objectif traditionnelle. Dans cette section, nous présentons un algorithme évolutionnaire basé sur la décomposition (MOEA/D). Il décompose le problème en un nombre de sous problèmes et les optimise simultanément. Chaque sous problème est traité par uniquement l'utilisation de l'information issue des sous problèmes voisins, ce qui permet à cet algorithme d'avoir moins de complexité dans les calculs dans chaque génération que NSGA-II et MOGLS.

A. Cadre générale

Cet algorithme a besoin de décomposer le problème d'optimisation multi-objectif (POM) sous contraintes. N'importe quelle approche de décomposition pourrait servir ce but. La technique utilisée dans notre travail est celle de Tchebycheff dont la description est la suivante :

Soient $\lambda^1, \dots, \lambda^N$ un ensemble de vecteurs de pondérations et z^* le point de référence. Le problème d'approximation du front de Pareto peut être décomposé en N sous problèmes d'optimisation scalaire en utilisant l'approche de Tchebycheff et la fonction objectif du $j^{\text{ème}}$ sous problème est :

$$g^{te}(x|\lambda^j, z^*) = \max_{1 \leq i \leq m} \{|\lambda_i^j f_i(x) - z_i^*|\}, \quad (4.18)$$

où $\lambda^j = (\lambda_1^j, \dots, \lambda_m^j)^T$. MOEA/D minimise tous ces N fonctions objectifs simultanément en un seul entraînement.

Notons que g^{te} est continue de λ , la solution optimale de $g^{te}(x|\lambda^i, z^*)$ doit être proche de celle de $g^{te}(x|\lambda^j, z^*)$ si λ^i et λ^j sont proches l'un de l'autre. Donc, n'importe quelle information sur ces g^{te} avec les vecteurs de pondération proche de λ^i doivent être utile pour optimiser $g^{te}(x|\lambda^j, z^*)$. Ceci est la motivation majeure derrière MOEA/D.

Dans MOEA/D, le voisinage du vecteur de pondérations λ^i est défini comme un ensemble de ces différents vecteurs les plus proches dans $\{\lambda^1, \dots, \lambda^N\}$. Le voisinage du $i^{\text{ème}}$

sous problème consiste en tous les sous problèmes avec les vecteurs de pondération issues du voisinage de λ^i . La population est composée de la meilleure solution obtenue pour chaque sous problème. Seulement les solutions courantes à ces sous-problèmes voisins sont exploitées pour l'optimisation dans MOEA/D.

A chaque génération t , MOEA/D avec l'approche de Tchebycheff maintient :

- Une population de N individus $x^1, \dots, x^N \in \Omega$, où x^i est la solution courante du $i^{\text{ème}}$ sous-problème ;
- FV^1, \dots, FV^N , où FV^i est l'évaluation de x^i , i.e., $FV^i = F(x^i)$ pour chaque $i=1, \dots, N$;
- $z = (z_1, \dots, z_m)^T$, où z_i est la meilleure solution trouvée pour chaque fonction objectif f_i ;
- Une population externe (PE), qui est utilisée pour sauvegarder les solutions non dominées trouvées durant la recherche.

L'algorithme fonctionne comme suit :

Entrées :

- Le problème d'optimisation multi-objectif (POM) :
 $\min \vec{F}(x) = (f_1(x), \dots, f_m(x))^T$
- Le critère d'arrêt ;
- N : le nombre des sous-problèmes considérés dans MOEA/D ; une distribution uniforme de vecteurs de pondération : $\lambda^1, \dots, \lambda^N$;
- T : le nombre de vecteurs de pondération au voisinage de chaque vecteur de pondérations.

Sorties : (PE)

Etape 1) initialisation

Etape 1.1) mettre $PE = \emptyset$.

Etape 1.2) calculer les distance euclidiennes entre n'importe quels deux vecteurs de pondération. Pour chaque $i=1, \dots, N$, mettre $B(i) = \{i_1, \dots, i_T\}$, où $\lambda^{i_1}, \dots, \lambda^{i_T}$ sont les vecteurs de pondération les plus proches de λ^i .

Etape 1.3) générer une population initiale x^1, \dots, x^N et calculer $FV^i = F(x^i)$.

Etape 1.4) initialiser $z = (z_1, \dots, z_m)^T$

Etape 2) actualisation

Pour $i=1, \dots, N$, faire

Etape 2.1) reproduction : aléatoirement choisir deux indices k, l de $B(i)$, et ensuite générer une nouvelle solution y de x^k et x^l en utilisant les opérations génétiques.

Etape 2.2) amélioration : appliquer une réparation/amélioration heuristique en y pour produire y' .

Etape 2.3) actualiser z : pour chaque $j=1, \dots, m$, si $z_j < f_j(y')$, donc mettre $z_j = f_j(y')$.

Etape 2.4) actualiser les solutions voisines : pour chaque indice $j \in B(i)$, si $g^{te}(y'|\lambda^j, z) \leq g^{te}(x^j|\lambda^j, z)$, alors mettre $x^j = y'$ et $FV^j = F(y')$.

Etape 2.5) actualiser PE :

Enlever de PE tous les vecteurs dominés par $F(y')$.

Ajouter $F(y')$ à PE s'il n'y a pas de vecteurs en PE dominant $F(y')$.

Etape 3) critère d'arrêt : si le critère d'arrêt est vérifié, alors stop et sortir PE. Sinon, aller à l'étape 2.

Dans l'initialisation, $B(i)$ contient les indices des T vecteurs de λ^i les plus proches. Nous utilisons la distance euclidienne pour mesurer la proximité entre deux vecteurs de pondération quelconques. Donc, les λ^i le vecteur le plus proche est lui-même, et donc $i \in B(i)$. Si $j \in B(i)$, le $j^{\text{ème}}$ sous-problème peut être vu comme un voisin du $i^{\text{ème}}$ sous-problème.

Dans le $i^{\text{ème}}$ passage dans la boucle de l'étape 2, les T sous-problèmes voisins du $i^{\text{ème}}$ sous problème sont considérés. Puisque x^k et x^l dans l'étape 2.1 sont les meilleures solutions courantes par rapport aux voisins du $i^{\text{ème}}$ sous-problème, leurs progénitures y doivent être une bonne solution au $i^{\text{ème}}$ sous-problème.

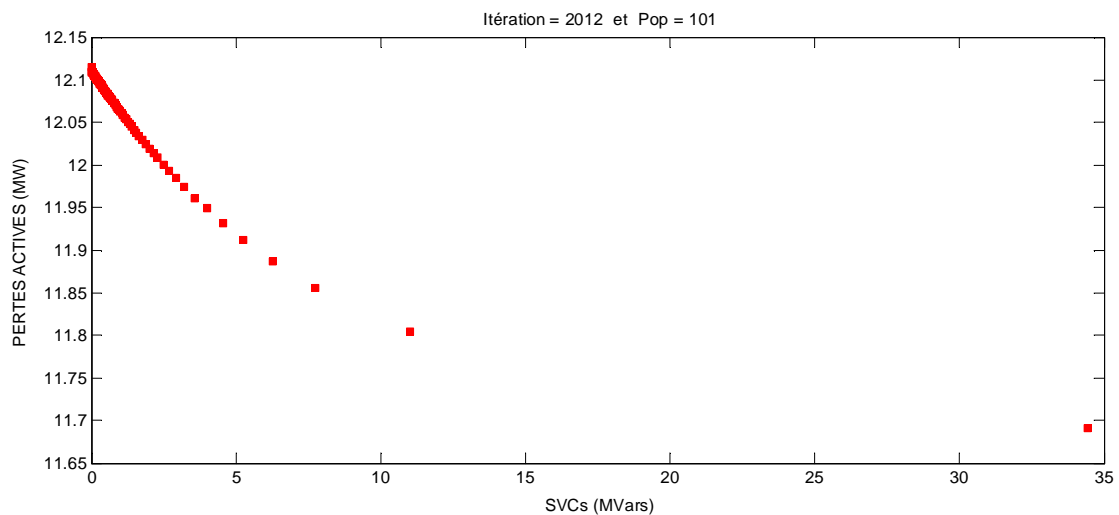


FIG 4.18 Courbe de Pareto SVC/pertes actives par MOEA/D.

Après un petit réglage d'un paramètre de cet algorithme à savoir le changement d'un coefficient de pondération de la fonction pertes à 100, nous avons pu avoir cette courbe :

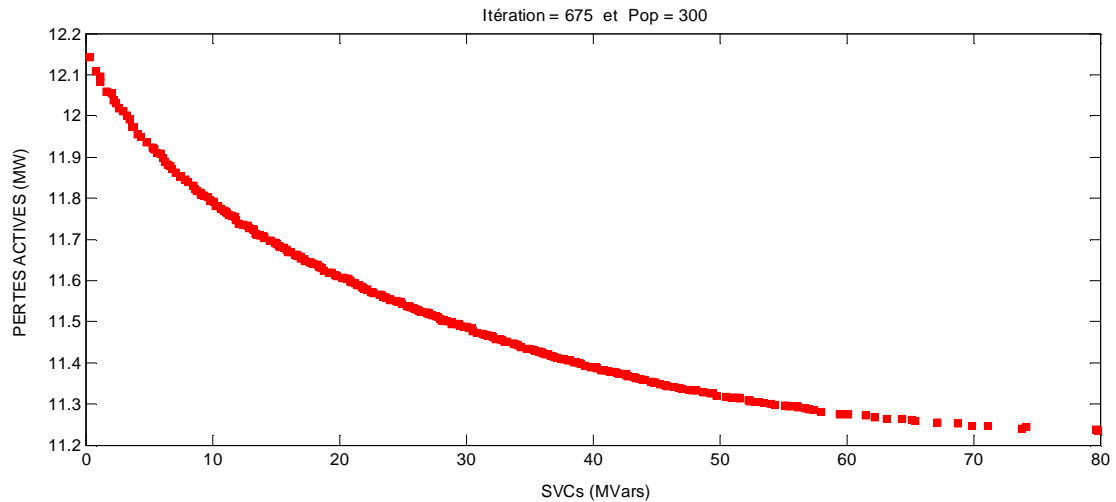


FIG 4.19 Courbe de Pareto SVC/pertes actives par *MOEA/D* avec ajustement de la pondération des pertes actives à 100.

Toutes les courbes trouvées en appliquant ces trois dernières méthodes semblent identiques à celle du NSGA-II à condition de changer dès fois quelques paramètres relatifs à chacune d'elles.

4.14 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons d'abord parlé des méthodes métaheuristiques et leur efficacité par rapport aux méthodes déterministes.

Dans ce chapitre, une approche basée sur la méthode de NSGA-II a été présentée et appliquée au problème multi-objectif de compensation réactive dans un réseau électrique.

Le problème a été traité comme un problème multi-objectifs, visant à minimiser des pertes de puissance actives, des dispositifs de compensation FACTS comme les SVC, les TCSC et la combinaison des deux.

Les résultats illustrent que l'approche proposée est efficace pour résoudre le problème multi-objectif de compensation réactive. Les solutions non dominées obtenues sont bien distribuées et ont des caractéristiques satisfaisantes.

Basé sur l'observation ci-dessus, nous pouvons conclure que l'utilisation simultanément de TCSC et de SVC fournit la meilleure optimisation des pertes. Les TCSC permettent de compenser la faiblesse des lignes et des transformateurs en modifiant leurs susceptances. Par ailleurs, l'utilisation du SVC est meilleure quand nous recherchons à réduire considérablement les pertes. La combinaison des SVC et des TCSC donnent un état de compensation plus efficace.

L'application des trois méthodes SPEA-II, RM-MEDA et MOEA/D offrent des résultats comparables à ceux de NSGA-II à condition de régler quelques paramètres relatifs à chacune d'elles. NSGA-II et RM-MEDA ont presque la même progression vers la courbe de compromis.

Chapitre 5

Etude de cas : Résultats et Analyse

5.1 Introduction

Les méthodes d'optimisation développées ont été validées au chapitre précédent. Elles sont maintenant appliquées à un réseau de plus grande taille. Il s'agit du réseau Algérien de 114 nœuds. Des simulations sont effectuées pour différents scénarios et avec plusieurs critères d'optimisation. Dans cette partie, seule la méthode de NSGA-II est appliquée pour les différents calculs d'optimisation traités.

5.2 Caractéristiques du réseau Algérien (GRTE) 114 nœuds

Le réseau 114-bus est un réseau réel qui contient 159 branches, 16 transformateurs à prise variable et 15 générateurs d'une capacité totale de production d'environ 4.45 GW. La consommation totale du cas de base est de 3.727 GW.

Dans cette étude, tous les nœuds de charge sont considérés en tant que nœuds potentiels de compensation pour le SVC et également toutes les lignes peuvent comporter un TCSC ou un UPFC ou un SVC au milieu. Les limites de tension aux nœuds de charge et aux nœuds de contrôle sont respectivement 0.90 et 1.10 p.u.

Pour tous les essais, la limite maximum de la compensation capacitive (SVC) à installer est égale à 100 MVARs et la limite inductive est aussi de 100 MVARs. Les limites sur des régleurs en charge des transformateurs sont 0.90 et 1.10 p.u. La tolérance de convergence pour l'écoulement de charge optimisé est 10^{-4} p.u. Le programme d'optimisation présente une tolérance de praticabilité et d'optimalité de 10^{-6} p. u.

Un écoulement de puissance AC a été appliqué en utilisant la méthode de Newton Raphson. Les tensions des nœuds issues de ce test sont présentées dans la figure 5.1. Nous constatons que plusieurs tensions se trouvent dans leurs limites inférieures (Chlef, Ténès, Cherchel, Médéa et Bouira.). Nous enregistrons des pertes actives de 403.2 MW, ce qui représente 10.82 % de la puissance totale desservie.

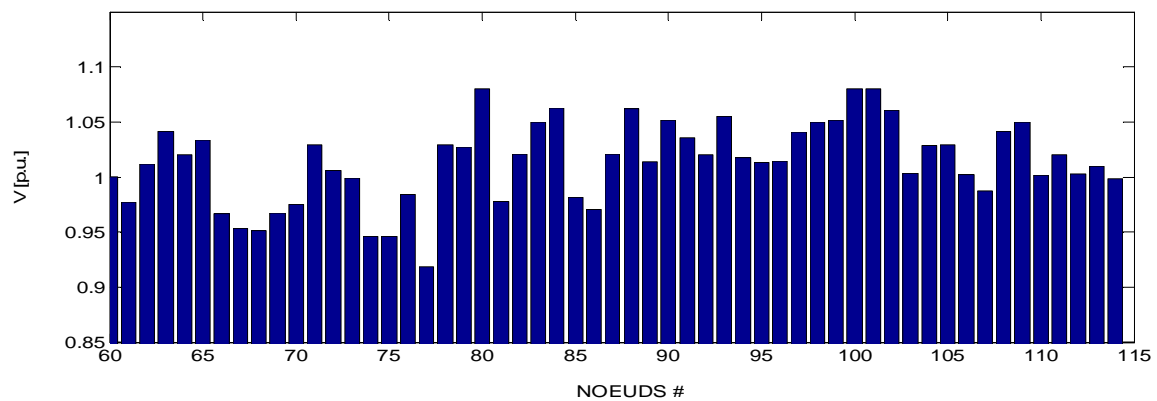
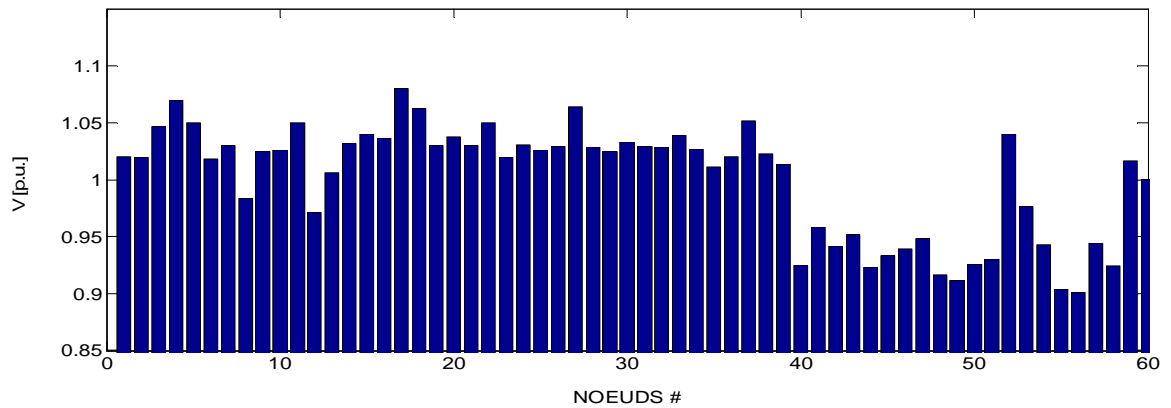


FIG 5.1 *Histogramme des tensions des nœuds après un load flow.*

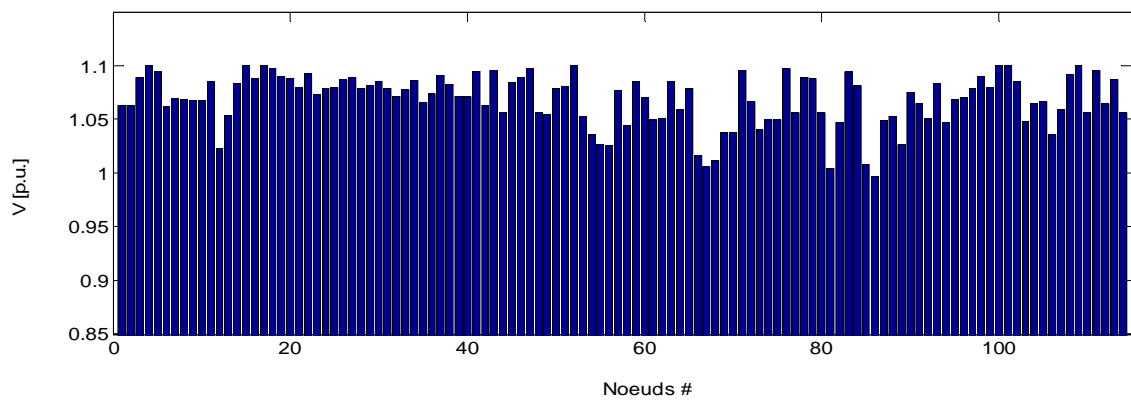


FIG 5.2 *Histogramme des tensions des nœuds après un load flow optimisé.*

L'optimisation de la fonction objectif qui minimise les pertes actives sans recours à l'installation de nouveaux dispositifs de compensation donne une autre distribution des variables de contrôle à savoir les tensions des nœuds contrôlés et les régulateurs en charge des transformateurs. Ainsi, un point extrême qui appartient au front de Pareto est déjà déterminé. Ça n'empêche pas d'espérer que par les métaheuristiques, nous retrouverons un minimum inférieur à celui obtenu par une méthode classique. Les pertes y sont égales à 73.319 MW. On peut constater déjà une diminution des pertes de l'ordre de 82 % par rapport aux données de base. Ceci montre que les variables réglées dans cette partie offrent une stabilité de tension significative. L'histogramme des tensions obtenues à l'issue de ce test est représenté sur la figure 5.2.

Nous réalisons le même test mais cette fois-ci en tenant compte du maximum de dispositifs qui puissent être installés dans le réseau (les SVC dans les nœuds et/ou les TCSC dans les lignes), donc le problème est plus difficile et de taille plus importante. Pour cela, la méthode du point intérieur est utilisée. Ainsi, le deuxième point extrême du front est aussi déterminé. Cette optimisation a permis de réduire les pertes à 62.8 MW avec l'installation de 1225 MVars de SVC et à 63.31 MW si on installe 9.05888 p.u de TCSC. Ceci ne signifie pas que notre objectif ait été atteint car ce dernier reste conditionné par la réserve en argent et en matériel déjà acquis et par l'enveloppe de l'investissement mis en place. Cette manœuvre nous rapproche de la solution globale et nous fait gagner du temps.

En appliquant l'optimisation multi objectif, nous obtenons plusieurs solutions qui permettent à l'opérateur de choisir celle qui répond le mieux à des considérations technico-économiques.

La méthode de NSGA-II est appliquée avec les paramètres habituels : une probabilité de croisement de 90% et une probabilité de mutation de 10% ; Le nombre d'individus par population « Pop » est de 100.

5.3 Minimisation des pertes et des SVC

La courbe de compromis optimale pour une optimisation bi-objectifs des dispositifs de compensation et des pertes de puissances actives est obtenue avec une pré-sélection de la population initiale. Deux individus sont identifiés déjà par une optimisation de chaque fonction objectif à part. Ce qui fait qu'ils représentent les deux points extrêmes du front de Pareto. Les autres (Pop-2) individus sont choisis en fixant un nombre réduit de SVC à installer. Ceci se fait par exemple par une affectation d'une quantité de SVC aléatoire à un quelconque nœud de charge ; ça va dans l'esprit de limiter au maximum le nombre de dispositifs. Comme il a été déjà signalé au chapitre 3, trois fonctions objectifs peuvent représenter les SVC : la somme des susceptances des SVC (en p.u), la somme des puissances réactives injectées ou absorbées ou carrément le coût d'investissement de ces FACTS. Les figures 5.3 et 5.4 représentent les courbes de compromis entre la somme des susceptances et les pertes actives sans et avec pré-sélection de la population initiale.

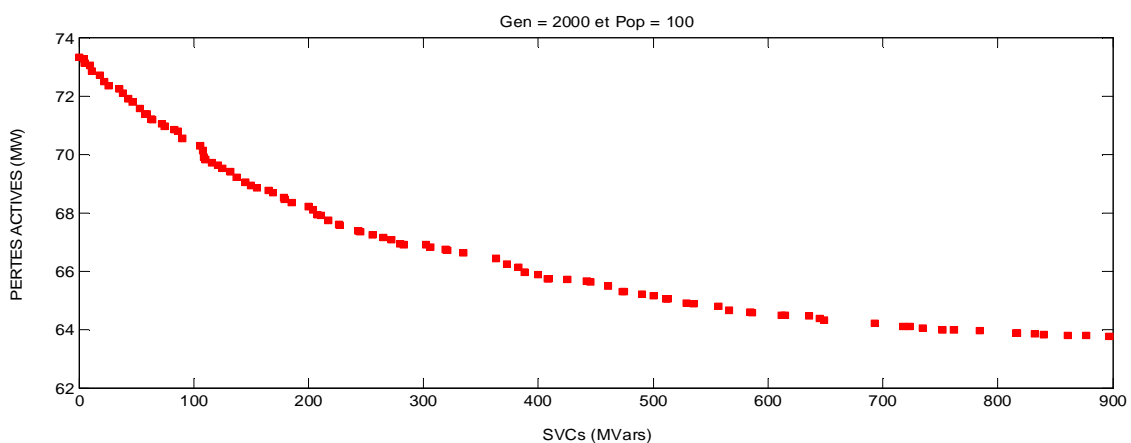


FIG 5.3 Courbe de Pareto SVC/pertes actives (avec population aléatoire).

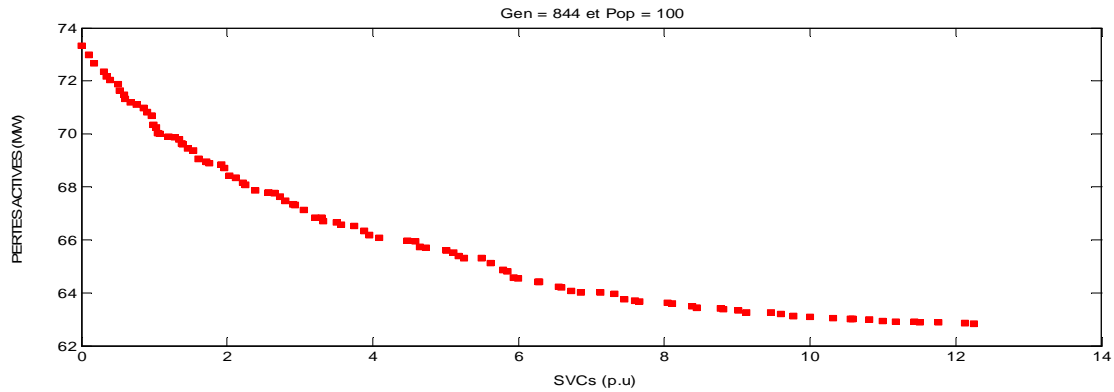


FIG 5.4 Courbe de Pareto SVC/pertes actives (avec population choisie).

Dans la première figure, le nombre de générations est de 2000 tandis que dans la deuxième, il est inférieur à la moitié (844) avec une meilleure solution. Ceci justifie la procédure utilisée.

Les puissances réactives de ces FACTS sont ensuite réévaluées à partir de la solution précédente pour avoir la nouvelle courbe de Pareto Q_{SVC} /pertes représentée sur la figure 5.5.

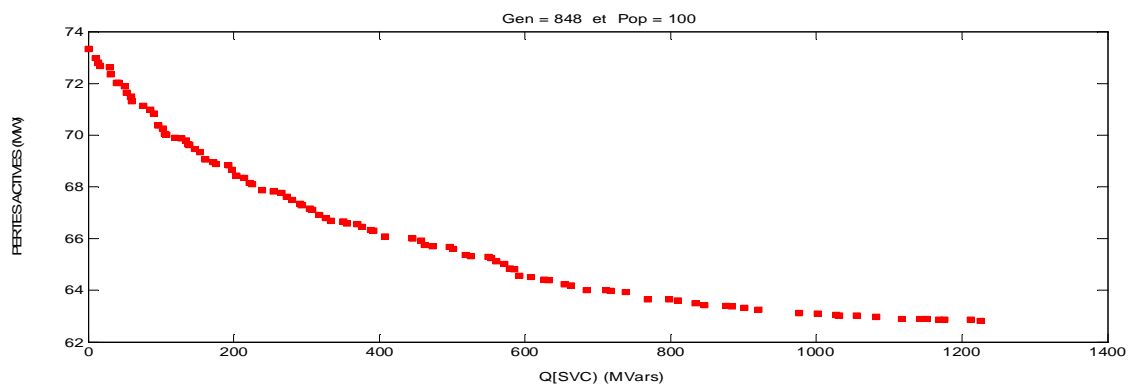


FIG 5.5 Courbe de Pareto Q_{SVC} /pertes actives pour le réseau national.

La figure 5.6 est aussi obtenue directement par l'injection de la solution précédente (fig 5.3) comme population initiale. Dans ce cas, le coût d'investissement réel est considéré.

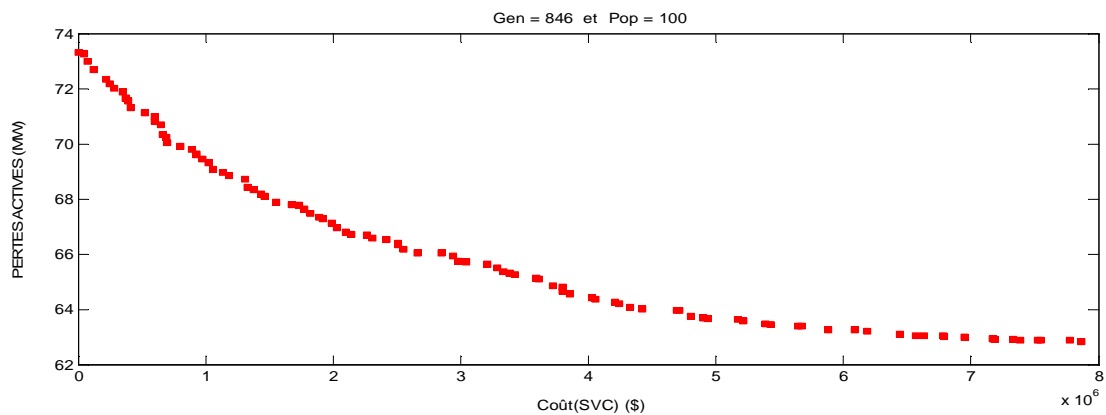


FIG 5.6 Courbe de Pareto Coût(SVC)/pertes actives pour le réseau national.

Ces deux derniers résultats sont obtenues après quelques générations seulement, ce qui montre que le choix de la fonction objectif relative à l'installation des SVC peut se faire sur une des trois citées. Nous pouvons distinguer que NSGA-II fournit des fronts de compromis bien distribués.

Pour un autre critère donné, la recherche commence par où nous nous sommes arrêtés, c'est-à-dire pour introduire de nouvelles contraintes telles que la limitation dans le nombre de FACTS à installer ; il faut juste introduire ces contraintes après chaque opération génétique.

Nous avons pour cela proposé une nouvelle fonction objectif qui favorise cette limitation. Il s'agit du produit de la fonction objectif qui évalue le coût d'investissement par le rapport du nombre des nœuds avec SVC (ou de lignes avec un TCSC) N_{FACTS} par le nombre total des lieux potentiels à la compensation N_{Total} .

$$C_2(W) = C(W) * \frac{N_{FACTS}}{N_{Total}} = \text{Coût}_2(\text{FACTS}).$$

Si nous limitons le nombre de SVC à 10, nous obtiendrons certainement un niveau de pertes supérieur au précédent (67.2 MW). La courbe de Pareto obtenue est représentée sur la figure 5.7.

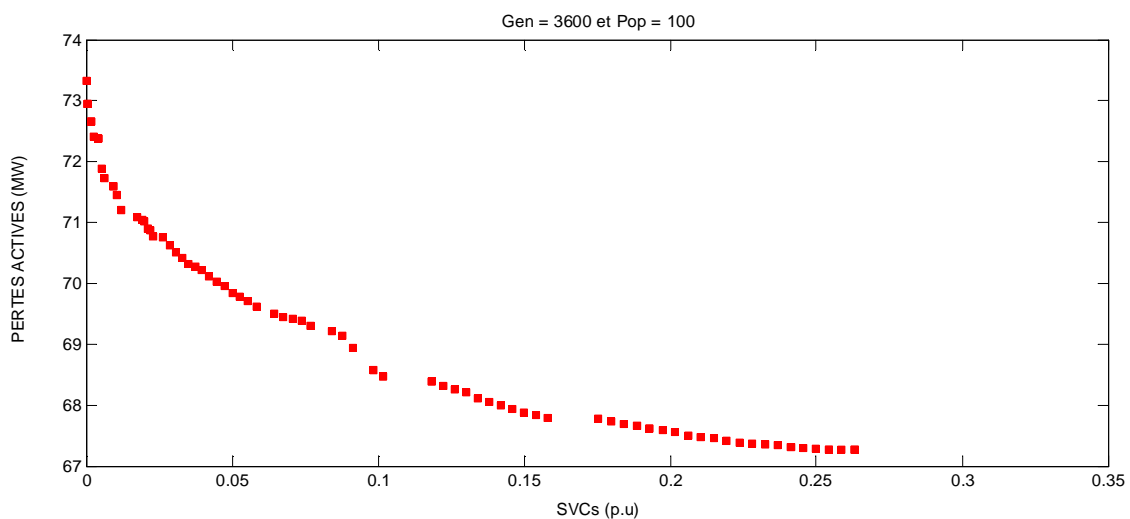


FIG 5.7 Courbe de Pareto $\text{Coût}_2(\text{SVC})/\text{pertes actives}$ pour le réseau national avec 10 SVC maximum.

Les différents emplacements et les tailles des SVC correspondant à l'ensemble de la population sont représentés sous forme d'une image dont les ordonnées sont les individus classés dans l'ordre décroissant en terme de susceptance réactive globale et en abscisse les nœuds d'installation des SVC. Chaque couleur illustre la taille en p.u qu'il faut placer partant du bleu foncé qui représente 0 p.u jusqu'au brique qui représente le maximum à savoir 1 p.u (équivalent 100 MVars).

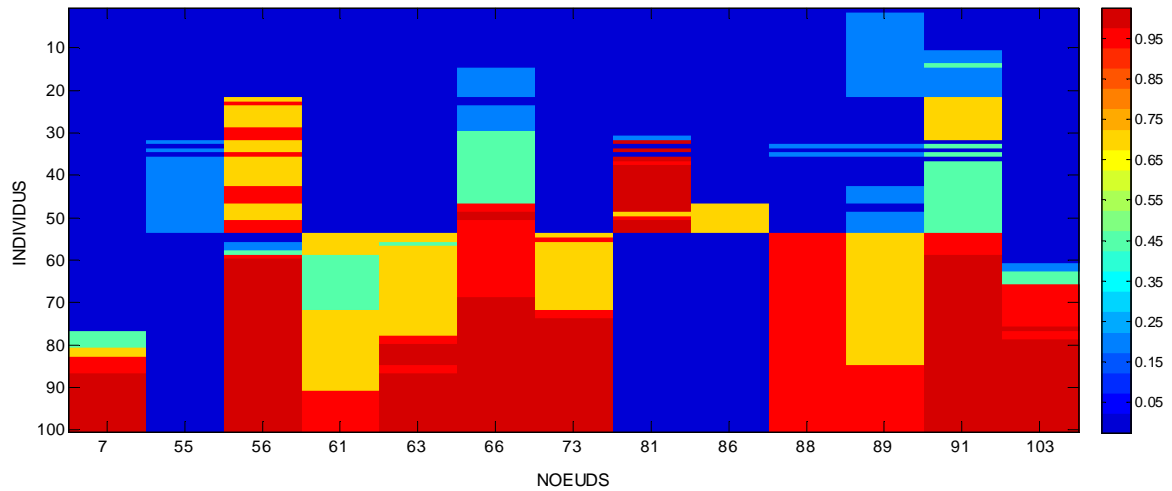


FIG 5.8 Répartition des SVC sur les nœuds pour 100 individus avec 10 SVC maximum.

Nous constatons que les nœuds localisés se trouvent dans les zones : la première celle des 63 (Tizi ousou), 66 (Dhraa ben khedda), 73 (Sidi moussa) et 56 (Medéa) et une deuxième zone des nœuds 88 (El hadjar), 89 (Souk ahras), 91 (Tebessa) et 103 (Biskra) qui sont les nœuds les plus sollicités pour la compensation.

Pour seulement 5 nœuds, nous obtenons la courbe de Pareto et la répartition illustrées respectivement sur les figures 5.9 et 5.10 avec une réduction des pertes à 68.8 MW.

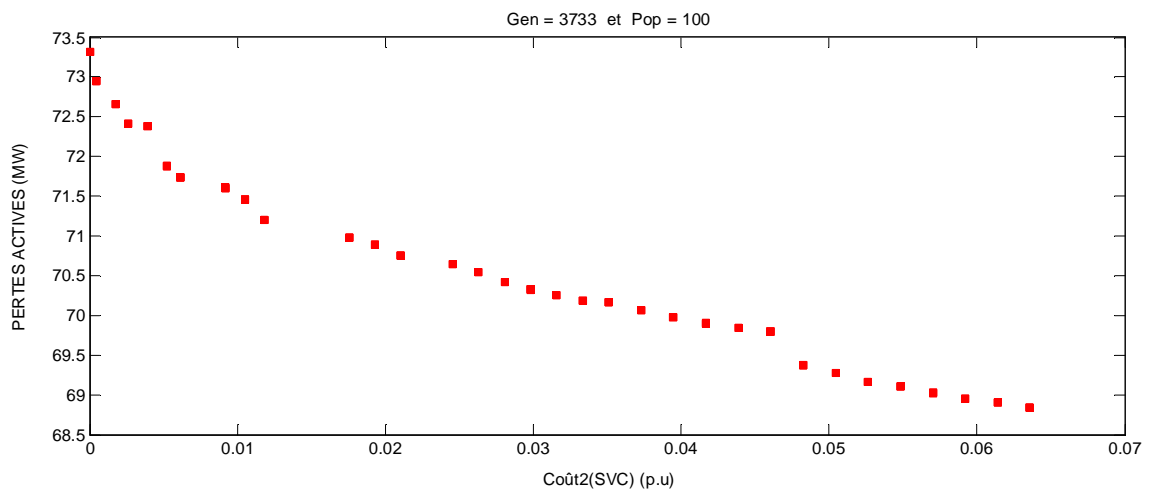


FIG 5.9 Courbe de Pareto $Coût_2(SVC)/pertes$ actives pour le réseau national avec 5 SVC maximum.

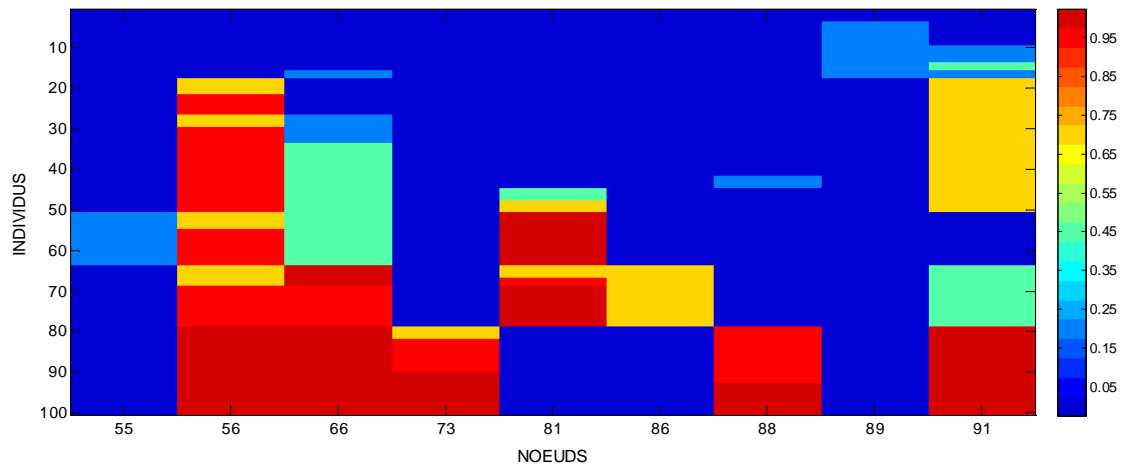


FIG 5.10 Répartition des SVC sur les nœuds pour 100 individus avec 5 SVC maximum.

Plus nous limitons le nombre de nœuds de compensation, le choix des emplacements devient de plus en plus sélectif.

Dans le cas d’une utilisation des SVC placés au milieu des lignes de transport, les résultats trouvés sont les suivants :

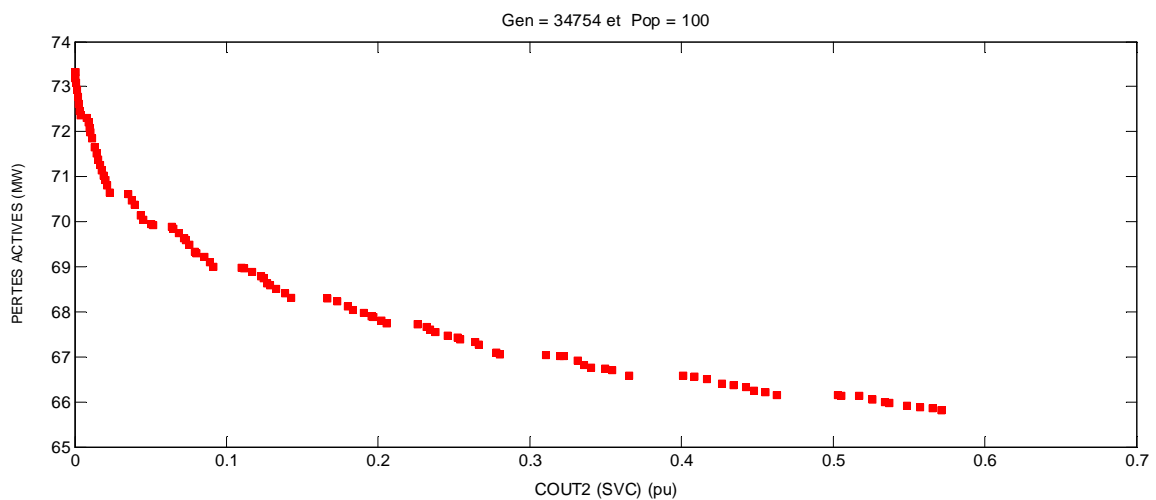


FIG 5.11 Courbe de Pareto $Coût_2(SVC)/pertes$ actives pour le réseau national avec 10 SVC maximum placés au milieu des lignes.

Les pertes ont atteint une valeur de 65.81 MW, ce qui représente une petite différence avec celles obtenues en installant des SVC aux nœuds (67.2 MW). Les plus répandues sont la ligne 149 reliant les deux nœuds d’Akbou et la ligne 99 reliant Berrouaghia à Sidi-Moussa)

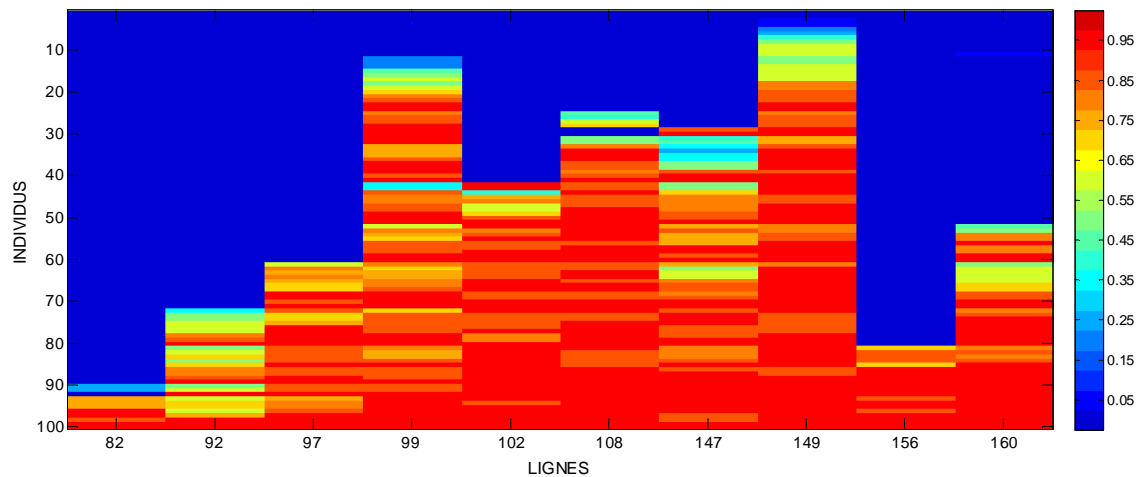


FIG 5.12 Répartition des SVC sur les nœuds pour 100 individus avec 10 SVC maximum placés au milieu des lignes.

5.4 Minimisation des pertes et des TCSC

Nous avons procédé de la même manière que pour les SVC, sauf que nous avons ici les lignes candidates à la compensation au lieu des nœuds dans le problème précédent. La courbe de compromis optimale pour une optimisation bi-objectifs des dispositifs de compensation et des pertes de puissances actives avec toujours la pré-sélection de la population initiale. Trois fonctions objectifs peuvent représenter les TCSC : la somme des réactances des TCSC (en p.u), la somme des puissances réactives fournies ou absorbées par ces réactances ou tout simplement leur coût d'investissement. La figure 5.13 représente la courbe de compromis entre la somme des réactances et les pertes actives.

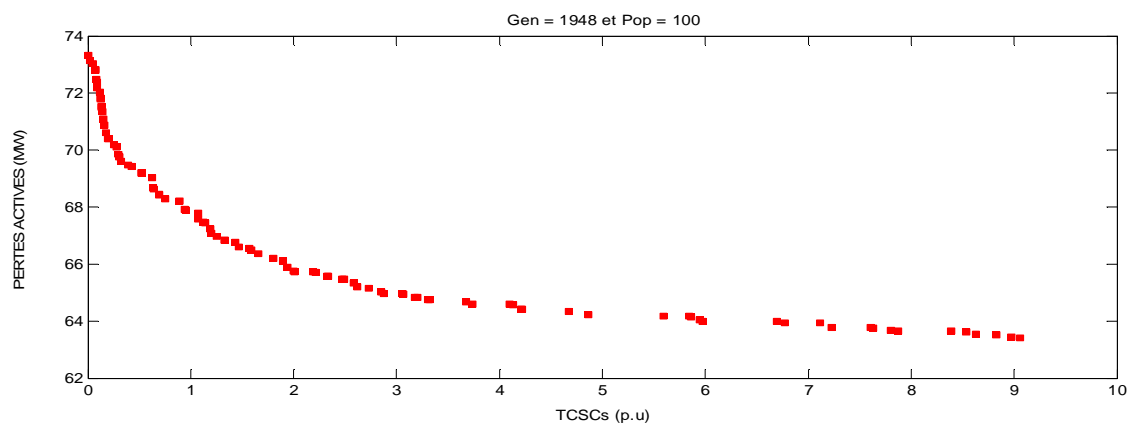


FIG 5.13 Courbe de Pareto TCSC/pertes actives pour le réseau national.

Les puissances réactives de ces FACTS sont ensuite réévaluées à partir de la solution précédente pour avoir la nouvelle courbe de Pareto Q_{TCSC} /pertes représentée sur la figure 5.14.

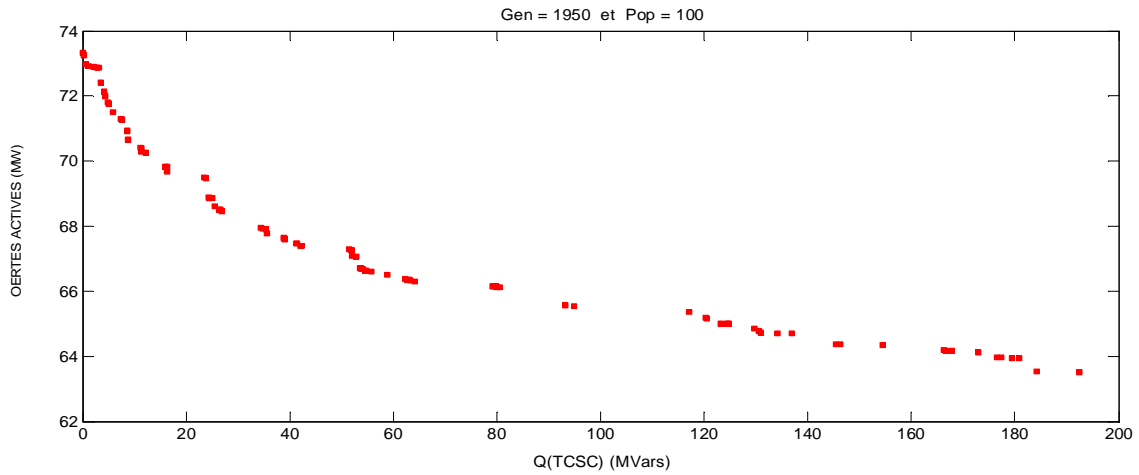


FIG 5.14 *Courbe de Pareto Q_{TCSC} /pertes actives pour le réseau national.*

La figure 5.15 est aussi obtenue directement par l'injection de la solution précédente (fig 5.13) comme population initiale. Dans ce cas, le coût d'investissement réel est considéré.

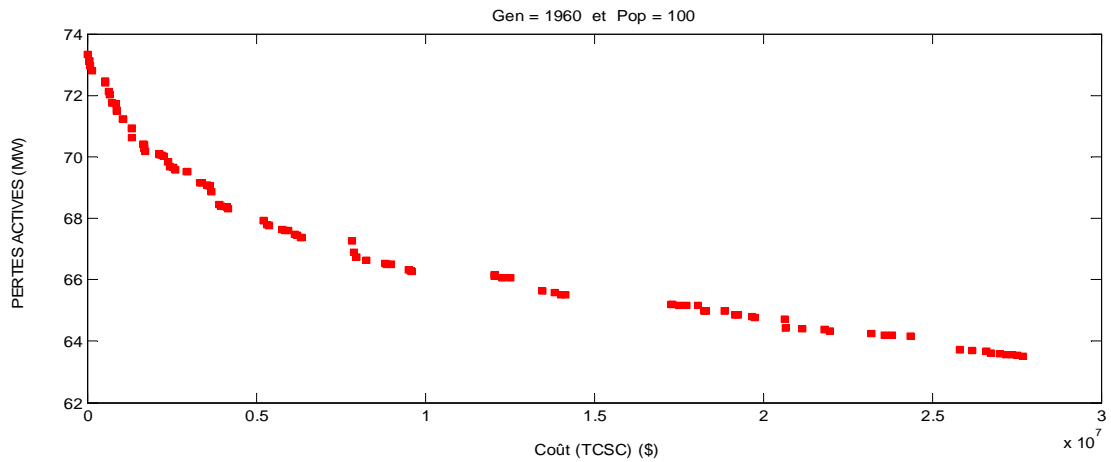


FIG 5.15 *Courbe de Pareto Coût(TCSC)/pertes actives pour le réseau national.*

La limitation du nombre de lignes à 10 a donné les courbes suivantes :

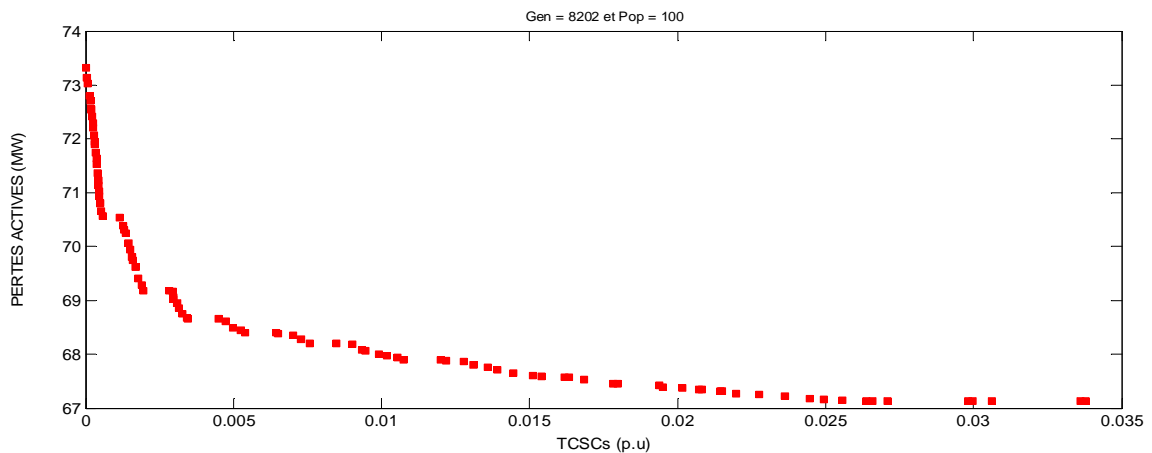


FIG 5.16 *Courbe de Pareto Coût₂(TCSC)/pertes actives pour le réseau national avec 10 TCSC maximum.*

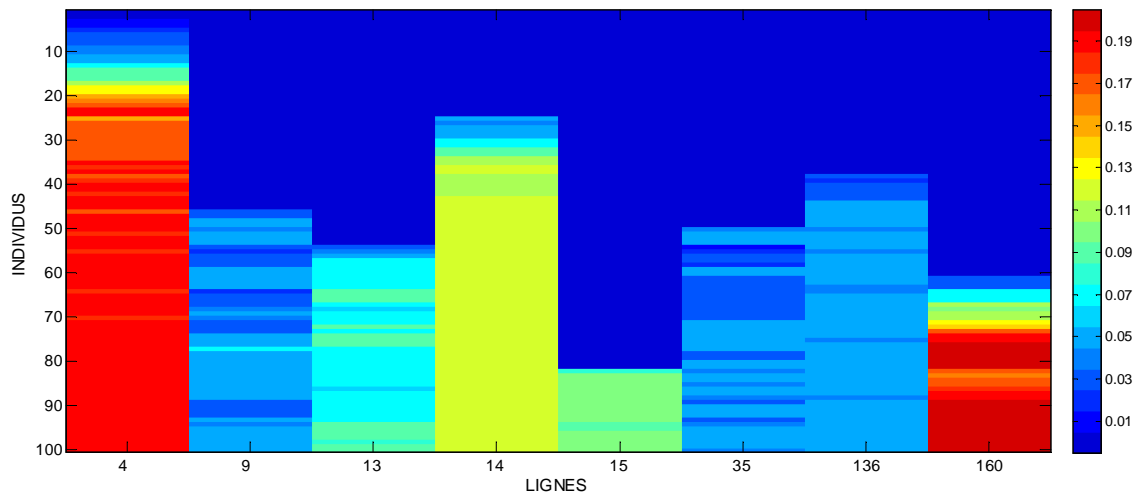


FIG 5.17 Répartition des TCSC sur les lignes pour 100 individus avec 10 TCSC maximum.

Pour les TCSC, ce sont les lignes 160 et 4 qui sont les plus sollicitées, ensuite il y'a la ligne 14 et 15.

5.5 Minimisation des pertes et des FACTS (SVC et TCSC combinés)

La figure 5.18 représentent les courbes de compromis entre la somme des valeurs normalisées des FACTS et les pertes actives. Le front de Pareto entre le coût d'investissement de l'ensemble et les pertes est illustré dans la figure 5.19.

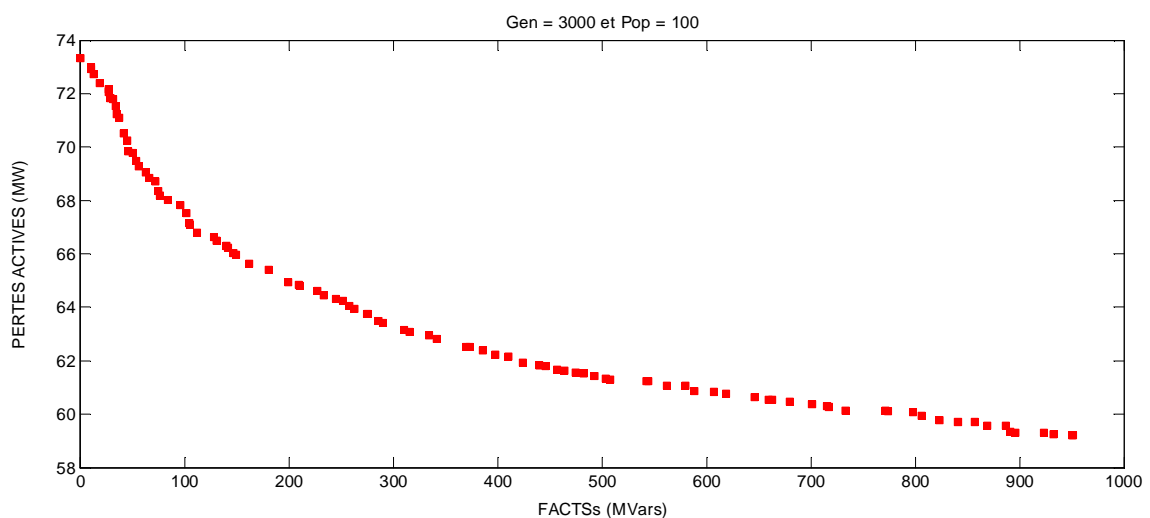


FIG 5.18 Courbe de Pareto FACTS/pertes actives pour le réseau National.

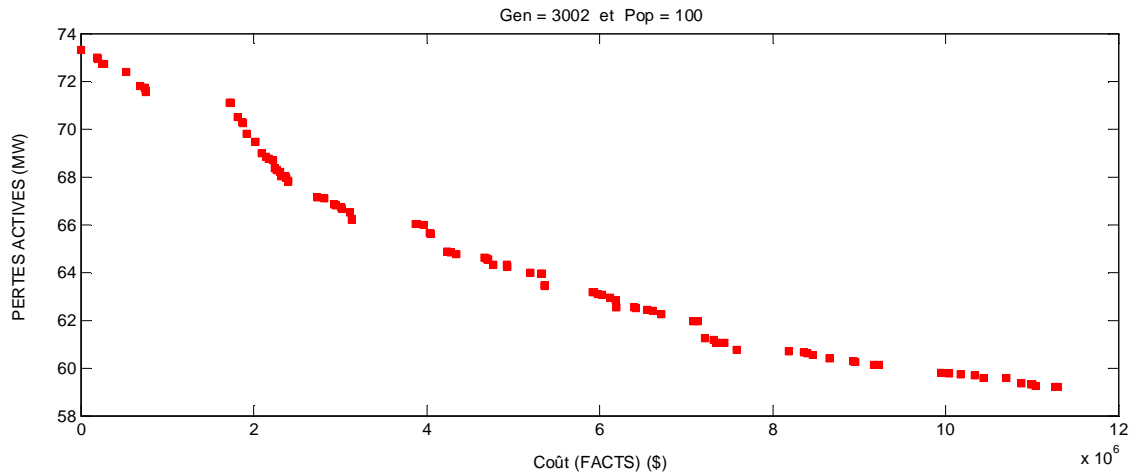


FIG 5.19 *Courbe de Pareto Coût(FACTS)/pertes actives pour le réseau National.*

Dans ce cas, les pertes sont encore réduites jusqu'à 59.20 MW. C'est pratiquement le même constat que pour le réseau à 57 nœuds.

Une comparaison entre les coûts d'investissement des SVC, des TCSC et de leur combinaison est illustrée sur la figure 5.20.

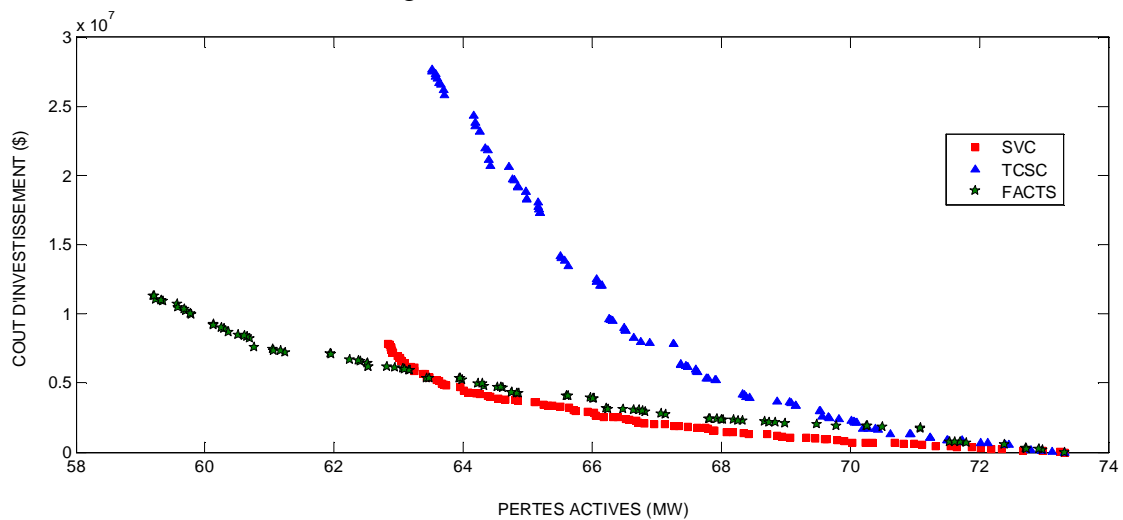


FIG 5.20 *Comparaison entre les différents fronts représentant Coût(FACTS)/pertes actives pour le réseau national.*

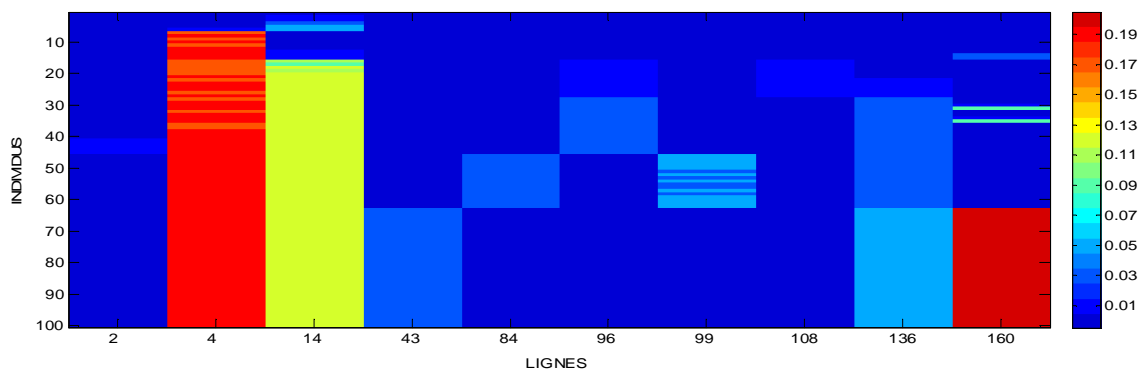


FIG 5.21 *Répartition des TCSC sur les lignes pour 100 individus avec 5 TCSC maximum et 5 SVC maximum.*

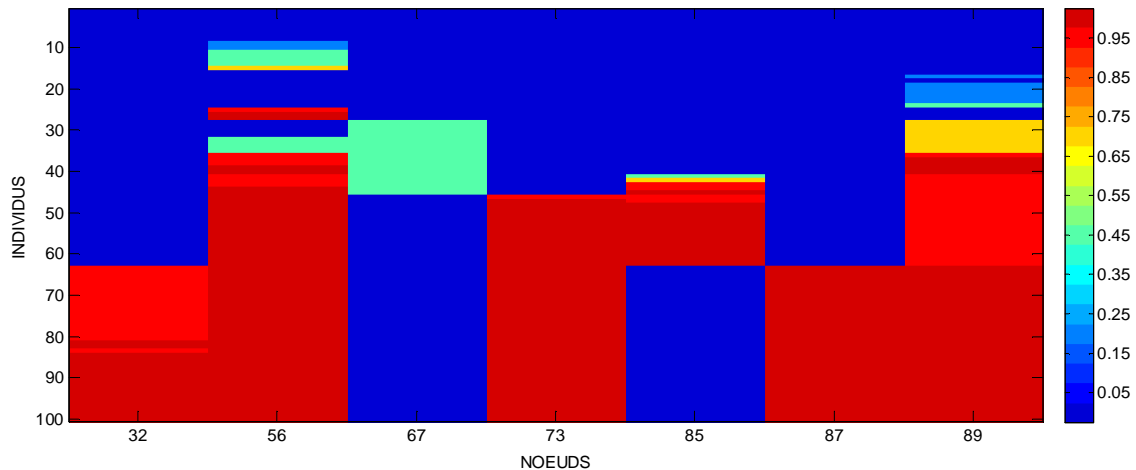


FIG 5.22 Répartition des SVC sur les nœuds pour 100 individus avec 5 TCSC maximum et 5 SVC maximum.

Lorsqu'on utilise les TCSC seuls, leur coût est le plus important et la minimisation des pertes est limitée. Comparés aux SVC, ces derniers sont moins chers et conduisent presque aux mêmes limites. La principale conclusion est que la combinaison des deux FACTS offre les meilleures solutions du point de vue coût et pertes.

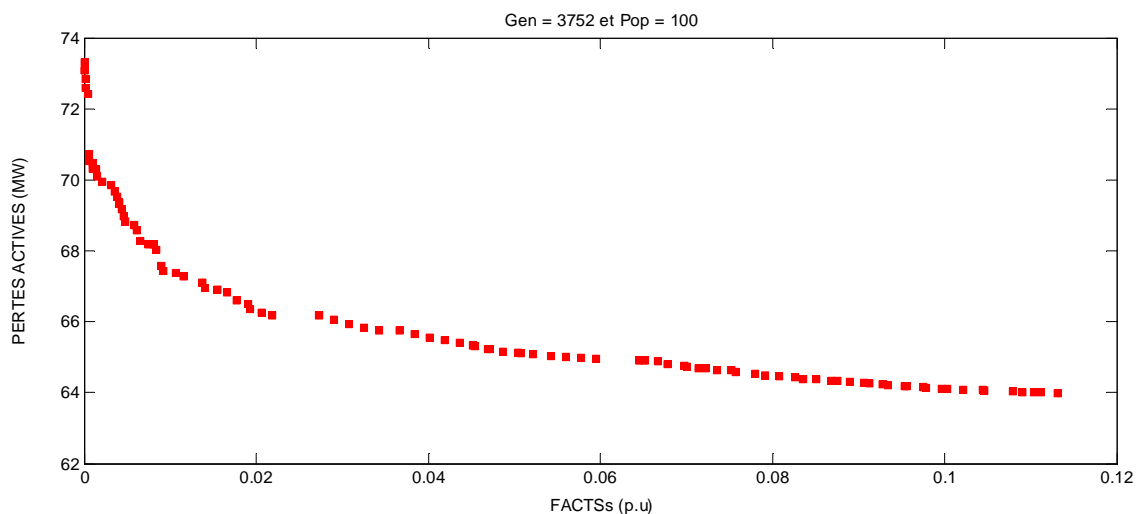


FIG 5.23 Courbe de Pareto $\text{Coût}_2(\text{FACTS})/\text{pertes actives}$ pour le réseau national avec 5 TCSC maximum et 5 SVC maximum.

Nous constatons une nette amélioration lorsqu'on utilise la combinaison des SVC et TCSC. Ceci nous a permis de réduire les pertes à 64 MW.

5.6 Minimisation des pertes et des déviations des tensions (SVC utilisé)

Il existe un autre objectif qui n'est pas négligeable, c'est celui des déviations de tensions des nœuds de charge. Nous avons effectué des tests qui ont donné les résultats

suivants.

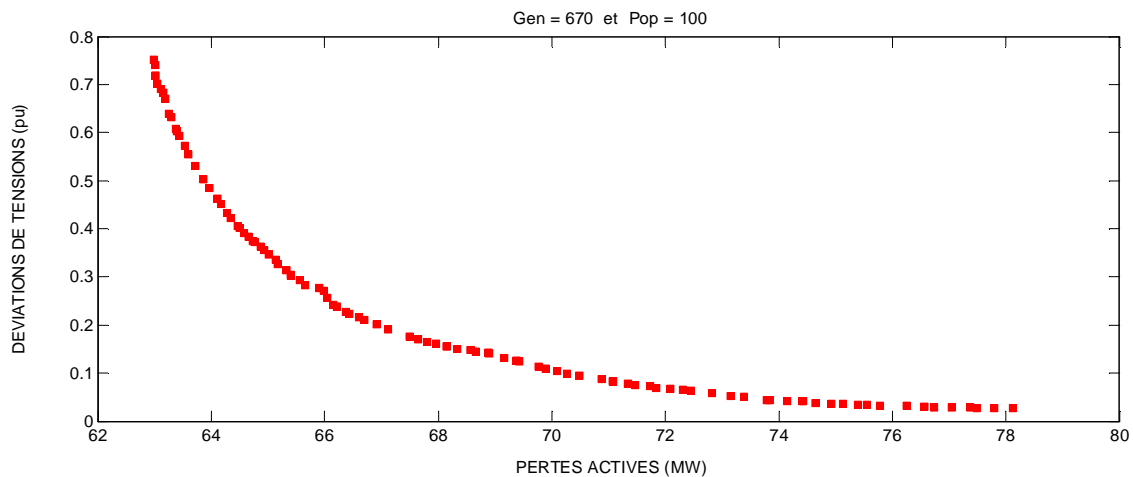


FIG 5.24 Courbe de Pareto : Déviations de tension/pertes actives pour le réseau National.

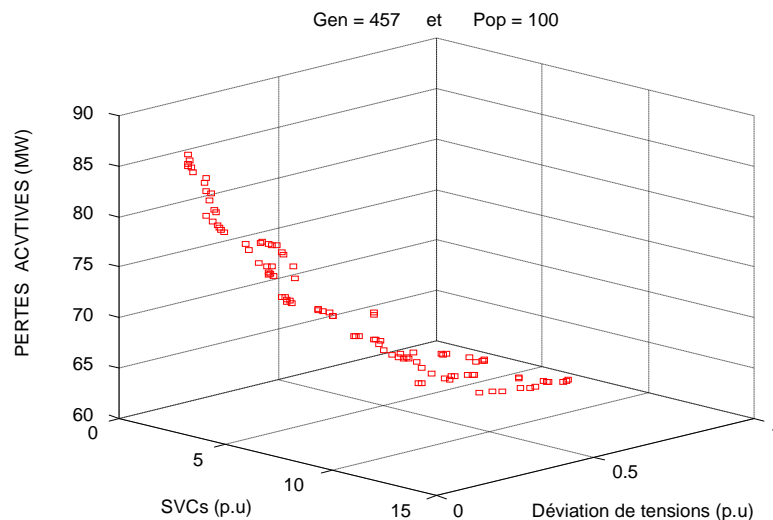


FIG 5.25 Courbe de Pareto : SVC/pertes actives/ Déviations de tension pour le réseau National.

Ces deux dernières figures 5.24 et 5.25 représentent chacune de nouveaux compromis. Avec les résultats précédents, le gestionnaire du réseau peut décider et choisir un état qui répondra à ces exigences. Maintenant, si on veut filtrer ces différentes solutions, il faut tenir compte des contingences et de l'expansion du réseau. Un programme off-line de Sécurité (N-1) peut être déroulé afin de déterminer les lignes les plus fragiles et celles qui présentent des dépassements de puissance thermique. On choisit les cas les plus défavorables et on les introduit comme contraintes dans la partie « évaluation des fonctions objectives » du programme de NSGA-II en commençant toujours par une solution du cas de base. Il y'aura certainement des solutions qui vont être omises à cause de la divergence de l'OPF. Dans le pire des cas, aucune solution ne satisferait aux nouvelles contraintes. Dans ce cas là, l'algorithme NSGA-II progresse naturellement dans

des niches en cherchant des solutions voisines assez proches de celles obtenues dans le cas de base.

5.7 Conclusion

Les méthodes de placement optimal développées et validées au chapitre 4 ont été appliquées pour un réseau réel, en l'occurrence le réseau GRTE-SONELGAZ. Les résultats ont mis en évidence le potentiel des FACTS dans l'amélioration des performances du réseau en termes de sûreté de fonctionnement. Un nombre maximum de dispositifs, au-delà duquel il n'est plus possible d'accroître de manière significative la puissance transmissible, a été calculé. L'étude de cas du réseau Algérien a montré les aptitudes de la combinaison des SVC et des TCSC à accroître la puissance pouvant être échangée entre deux points du réseau. Les résultats agrémentent clairement que l'approche proposée est efficace pour résoudre le problème multi-objectif de compensation réactive. Quelques soient les objectifs à atteindre, les solutions non dominées obtenues sont bien distribuées et présentent des caractéristiques satisfaisantes.

Conclusion Générale

Le travail présenté dans cette thèse est une contribution originale au problème de placement de FACTS dans un réseau électrique. Ce problème d'optimisation combinatoire consiste à déterminer le nombre optimal et les emplacements optimaux des dispositifs FACTS selon un objectif fixé. Pour le résoudre, une classe particulière de méthodes approchées est utilisée: les métaheuristiques. Il s'agit de méthodes d'optimisation générales qui s'appuient sur des règles dites intelligentes pour parcourir l'espace des solutions et y rechercher la meilleure possible. Bien qu'elles ne garantissent pas l'obtention d'un optimum global, elles fournissent en général des solutions de bonne qualité en des temps de calculs acceptables. Quatre de ces méthodes ont été implémentées: Ellitist Non Dominated Sorting Genetic Algorithm (NSGA-II), A Regularity Model-Based Multiobjective Estimation of Distribution Algorithm (RM-MEDA), multiobjective optimization evolutionary algorithms with decomposition (MOEA/D) et Improving Strength Pareto Evolutionary Algorithm (SPEA-II).

Les développements ont été effectués pour des régimes de fonctionnement stationnaires du réseau. Dans ce contexte, plusieurs types de FACTS ont été étudiés et modélisés: le compensateur statique de puissance réactive, le compensateur série à thyristors et le contrôleur de transit de puissance unifié. Les modèles proposés sont intégrés dans l'évaluation de la fonction objectif dans le processus de développement de chaque méthode.

Principaux résultats obtenus

Les résultats des quatre métaheuristiques précitées ont été comparés sur un réseau test à 57 nœuds. Les résultats obtenus montrent que ces méthodes conduisent à des résultats similaires. Toutefois, l'obtention d'un front de Pareto bien distribué par MOEAD nécessite un réglage de paramètres.

La méthode des algorithmes génétiques NSGA-II a ensuite été appliquée à une étude de cas sur un réseau électrique de nature différente: le réseau de transport Algérien.

Le problème a été traité comme un problème multiobjectif, visant à minimiser des pertes de puissance actives, des dispositifs de compensation FACTS comme les SVC, les TCSC et la combinaison des deux.

Les résultats montrent que l'approche proposée est efficace pour résoudre le problème multiobjectif de compensation réactive. Les solutions non dominées obtenues sont bien distribuées et ont des caractéristiques satisfaisantes.

Le choix de la fonction objectif relative à l'installation des FACTS peut dépendre des susceptances des SVC, des réactances des TCSC, des puissances réactives injectées ou du coût d'investissement. Nous pouvons apprécier que NSGA-II fournit des fronts de compromis bien distribués.

Lorsqu'on utilise les TCSC seuls, leur coût est le plus important et la minimisation des pertes est limitée. Par rapport aux SVC, ceux-là sont moins chers et conduisent presque aux mêmes limites. Le plus intéressant à déduire est que la combinaison des deux FACTS offre de meilleures solutions du point de vue coût et pertes. Les TCSC permettent de compenser la faiblesse des lignes et des transformateurs en modifiant leurs susceptances. Par ailleurs, l'utilisation du SVC est meilleure quand nous recherchons à réduire considérablement les pertes. La combinaison des SVC et des TCSC donne un état de compensation plus efficace.

Développements futurs

Afin de compléter les travaux effectués dans cette thèse, on peut envisager les deux axes de recherche suivants : le premier consisterait à analyser les phénomènes dynamiques (stabilité statique) liés au comportement du réseau autour des points de fonctionnement résultant des consignes assignées aux dispositifs FACTS. En effet, nous ne pouvons conclure à la stabilité du système uniquement à l'examen des résultats en régime stationnaire.

Le deuxième thème à explorer consiste en l'intégration d'une stratégie de contrôle coordonnée des dispositifs FACTS dans le réseau.

Bibliographie

- [1] J.A. Doucet. La Restructuration des Marchés de l'Électricité: un Portrait de la Situation Mondiale. Document synthèse, La Régie de l'énergie, Montréal, 1997.
- [2] B.R. Barkovich and D.V. Hawk. Charting a New Course in California. IEEE SPECTRUM, pp.26-31, July 1996.
- [3] N.G. Hingorani. FACTS Technology and Opportunities. IEE FACTS Colloquium, pp.1-10, 1994.
- [4] N.G. Hingorani and L. Gyugyi. Understanding FACTS: Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. IEEE Press, New-York, 2000.
- [5] E. Larsen and F. Sener. FACTS Applications. Technical Report 96TP 116-0, IEEE FACTS Working Group, 1996.
- [6] G. Stömberg. Relocatable Static Var Compensators. Revue ABB, 5/97, 1997.
- [7] A.J. Germond. Impacts des FACTS dans la Conduite des Réseaux Électriques Sujets à la Dérégulation. Demande de subside auprès du psel, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Laboratoire de Réseaux Électriques, 1997.
- [8] H. Kronig and H. Glavitsch. A Systematic Approach to Corrective Switching in Power Network. Symposium Cigré, Florence, 39-83(206-02), pp.1-6, November 1983.
- [9] H.P. St. Clair. Practical Concepts in Capability and Performance of Transmission Lines. AIEE Trans. Power Apparatus and Systems, 72, pp.1152-1157, December 1953.
- [10] RD. Dunlop, R Gutman, and P.P. Marchenko. Analytical Development of Loadability Characteristics for EHV and UHV Transmission Lines. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 98(2), pp.606-617, March/April 1979.
- [11] G.N. Alexandrov, YN. Astakhov, Y.A. Venikov, YI. Lyskov, G.V. Podporkyn, and V.M. Postolatiy. Electric Transmission Lines of Increased Capacity and Reduced Ecological Effect. CIGRÉ, 31-09, 1982.
- [12] H. Glavitsch and M. Rahmani. Increased Transmission Capacity by Forced Symetrization. IEEE PES Summer Meeting, Berlin, 1997.
- [13] A. Pochon. Placement Optimal de Dispositifs FACTS dans un Réseau Électrique au Moyen de la Méthode Tabou. Projet de semestre, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Laboratoire de Réseaux Électrique, 1999.
- [14] J.C. Passelergue. Interaction des dispositifs FACTS dans les grands réseaux électriques. Thèse de doctorat de l'INPG 26 Novembre 1998.

- [15] D. Lerch. P. E., L. Xu. Advanced SVC control for damping power system oscillations, IEEE transactions on power systems, VOL. 6, pp.524-535, 1991.
- [16] K. Belacheheb. Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport. Thèse de Doctorat de l'université d'HENRI POINCARÉ NANCY I, 21 Juin 2000.
- [17] P. Petitclair. Modélisation et Commande de structures FACTS: Application au STATCOM. Thèse de doctorat de l'INPG 16 Juillet 1997.
- [18] J.J. Vithayathil. Case Studies of Conventional and Novel Methods of Reactive Power Control on an AC Transmission System. CIGRE Paper 38-02, 1986.
- [19] Eskandar Gholipour Shahraki. Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques. Thèse Soutenue le 13 Octobre 2003.
- [20] Yves Pannatier. Influence combinée des FACTS et des PSS dans les réseaux électriques. Projet de master. Ecole polytechnique fédérale de LAUSANE.
- [21] D.B. Fogel. Evolutionary Computation: Toward a New Philosophy of Machine Intelligence. IEEE Press, New-York, 2nd ed. edition, 2000.
- [22] Xia Jiang, Xinghao Fang, Joe H. Chow, Edvina Uzunovic, Bruce Fardanesh, Michael Parisi. Development of a Multi-Functional FACTS Controller Operator Training Simulator. Reensselaer Polytechnic Institute Abdel-Aty Edris, Electric Power Research Institute, New York Power Authority, 2006.
- [23] Sylvain Leirens. Approche hybride pour la commande prédictive en tension d'un réseau d'énergie électrique. Thèse.
- [24] Jean Tessier-BBA. Lignes de distribution et de transport. Université LAVAL Montréal, 16 Février 2005.
- [25] Pr. Jean-Luc THOMAS. Les systèmes flexibles de transport et de distribution électrique (FACTS). 10^{ème} Entretiens Physique-Industrie PARIS, Porte de Versailles, 19 Octobre 2006.
- [26] A.M. Abed. Flexible AC Transmission Systems Benefits Study. Strategic Energy Research P600-00-37, California Energy Commission, Laboratoire de Réseaux Électriques, October 1999.
- [27] B. Nilsson. ABB's FACTS-related Technology Development and Application Status. 5th FACTS User's Group Meeting, October 23-25, 2002.
- [28] H.-J. Haubrich and W. Fritz. Study on Cross-Border Electricity Transmission Tariffs. Technical report, European Commission, DG XVII/CI, Aachen, April 1999.
- [29] Y Besanger. Étude des FACTS et de leur Comportement dans les Réseaux de Transport et d'Interconnexion. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Laboratoire d'électronique, 1996.

- [30] P. Kundur. Power System Stability and Control. Power System Engineering Series. Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, mcgraw-hill inc. edition, 1993.
- [31] R.D. Zimmermann and D. Gan. Matpower a Matlab Power Simulation Package. User's Manual Version 2.0, Power Systems Engineering Research Center, Cornell University, December 1997.
- [32] L.L. Lai and J.T. Ma. Genetic Algorithms and UPFC for Power Flow Control. Engineering Intelligent Systems, 4(4), pp.237-242, December 1996.
- [33] K.L. Lo, T.T. Ma, J. Trecat, and M. Crappe. A Novel Power Flow Control Concept Using ANN Based Multiple UPFCs Scheme. Proceedings of the International Conference on Energy Management and Power Deliueru, EMTD'98, 2, pp.570-575, 1998.
- [34] S.N. Singh and A.K. David. Congestion Management by Optimizing FACTS Devices Location. Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, pp.23-28, April 4-7 2000.
- [35] Y. Xiao, Y.H. Song, and Y.Z. Sun. Power Injection Method and Linear Programming for FACTS Control. Power Engineering Society Winter Meeting, 2, pp.877-884, 2000.
- [36] D.J. Gotham and G.T. Heydt. Power Flow Control and Power Flow Studies for Systems with FACTS Deviees. IEEE Trans. Power Systems, 13(1), pp.60-65, February 1998.
- [37] B.T. Ooi, M. Kazerani, R. Marceau, Z. Wolanski, F.D. Galiana, D. McGillis, and G. Joos. Mid-Point Siting of FACTS Devices in Transmission Lines. IEEE Trans. Power Delivery, 12(4), pp.1717-1722, October 1997.
- [38] P. Preedavichit and S.C. Srivastava. Optimal Reactive Power Dispatch Considering FACTS Devices. Electric Power System Research, 46(3), pp.251-257, September 1998.
- [39] X. Duan, J. Chen, F. Peng, Y. Luo, and H.Huang. Power Flow Control with FACTS Deviees. Power Engineering Society Summer Meeting, 3, pp.1585-1589, 2000.
- [40] P. Kundur. Power System Stability and Control. Power System Engineering Series. Electric Power Research Institute, Palo Alto, California, mc graw-hill inc. edition, 1993.
- [41] Nabavi-Niaki A., Iravani M.: Steady-State and Dynamic Models of Unified Power Flow Controller (UPFC) for Power System Studies, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 11, N°4, pp.1937-1943, November, 1996.
- [42] M. Noroozian, Ängquist L., Ghandhari M., Andersson G. Use of UPFC for Optimal Power Flow Control, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol: 12, Issue: 4, pp.1629 -1634, October. 1997.

- [43] Lehmköster C: Security Constrained Optimal Power Flow for an Economical operation of FACTS Devices in Liberalized Energy Markets, IEEE Transactions on Power Delivery, Volume 17, Issue: 2, April 2002.
- [44] Housseem BEN ARIBIA, Hsan HADJ ABDALLAH. Multi Objectives Reactive Dispatch Optimization of an Electrical Network. Leonardo journal of sciences. 6(10), pp.101-114, 2007.
- [45] Ying-Tung Hsiao, Chun-Chang Chiang, Yuan-Lin Chen, A New Approach for Optimal VAR Sources Planning in Large Scale Electric Power Systems. IEEE Trans on PAS, Vol 8, No.3, pp.988-996, August 1993.
- [46] M.Yehia, R.Ramadan, Z.El-Tawil, K.Tahrini, An integrated Technico-Economical Methodology for solving Reactive Power Compensation Problem. IEEE Trans on PAS, Vol 13, No 1, pp.54-59, February 1998.
- [47] M.A.H.EL.Sayed, Fast Quadratic Programming Approach for Large Scale Reactive Power Optimization. European Transactions on electrical Power Engineering, Vol.2, Issue 4, Germany, pp.253-257, July-Aug 1992.
- [48] J.D. Weber, Implementation of Newton-Based Optimal Power Flow into a Power System Simulation Environment. Thesis PhD, University of Illinois, USA, 1997.
- [49] N. Deeb, S.M. Shahidehpour, Linear Reactive Power optimisation in a large power network using the decomposition approach Wolfe Dantzig. IEEE Trans on PAS, Vol .5, Issue 2, pp.428-438, May 1990.
- [50] V.H. Quintana, M. Santos-Nieto, A.R. Conn, Solving Reactive Power Dispatch by a Penalty function/linear programming method. Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering, Vol.15, Issue 2, Canada, pp.63-72, May 1990.
- [51] Amine Ladjici. Calcul évolutionnaire, Application sur l'optimisation de la planification de l'énergie reactive. Mémoire de Magister, Ecole nationale polytechnique, 2005.
- [52] B.A. Murtagh, and M.A. Saunders, A projected Lagrangian algorithm and its implementation for sparse nonlinear constraints. Math. Prog. Study 16, pp.84-117, 1982.
- [53] Hua Wei, H. Sasaki, J. Kubukawa, R. Yokohama, An Interior Point Nonlinear Programming for Optimal Power Flow Problems with A Novel Data Structure. IEEE Trans on PAS, Vol.13, No 3, pp.870-883, August 1998.
- [54] Y.Lee. Kwangia, Frank K. Yang, Optimal Reactive Power Planning Using Evolutionary Algorithms: A compared study for evolutionary programming, evolutionary strategy, Genetic algorithm, and linear programming. IEEE Trans on PAS, Vol 13, No 1, pp.101-107, February 1998.
- [55] S, Arif, A. Hellal and M. Boudour, Comparative Study of Various Meta-Heuristic Methods to the ORPF problem applied to the Algerian Network. *International*

Journal of Electrical Engineering JEE, Vol. 9/2009, No.3, ISSN 1582-4594, September 2009.

- [56] N. Martin and L.T.G. Lima. Determination of Suitable Locations for Power System Stabilizers and Static Var Compensators for Damping Electromechanical Oscillations in Large Scale Power Systems. *IEEE Trans. Power Systems*, 5(4), pp.1455-1469, November 1990.
- [57] N. Noroozian and G. Andersson. Damping of Power System Oscillations by Use of Controllable Components. *IEEE Trans. Power Delivery*, 9(4), pp.2046-2054, October 1994.
- [58] L. Rouco and F.L. Pagola. Damping of Electromechanical Oscillations in Power Systems with Controllable Phase Angle Regulator: Location and Controller Design. *Proceedings of the 28th North American Power Symposium*, MIT, pp.249-256, November 10-12, 1996.
- [59] J. Griffin, D. Atanackovic, and F.D. Galiana. A Study of the Impact of FACTS on the Secure-Economic Operation of Power Systems. *12th Power Systems Computation Conference*, pp.1077-1082, August 1996.
- [60] F.D. Galiana, K.C. de Almeida, M. Toussaint, J. Griffin, D. Atanackovic, B.T. Ooi, and D.T. McGillis. Assessment and Control of the Impact of FACTS Devices on Power System Performance. *IEEE Trans. Power Systems*, 11(4), pp.1931-1936, November 1996.
- [61] M.H. Haque. Optimal Location of Shunt FACTS Devices in Long Transmission Lines. *IEE Proc.- Getter. Transm. Distrib.*, 147(4), pp.218-222, July 2000.
- [62] M.A. Pérez, A.R. Messina, and C.R. Fuerte-Esquivel. Application of FACTS Devices to Improve Steady State Voltage Stability. *Power Engineering Society Summer Meeting*, 2, pp.1115-1120, 2000.
- [63] C.S. Chang and J.S. Huang. Optimal SVC Placement for Voltage Stability Reinforcement. *Electrical Power Systems Research*, 42, pp.165-172, 1997.
- [64] G. Wu, A. Yokoyama, J. He, and Y. Yu. Allocation and Control of FACTS Devices for Steady-state Stability Enhancement of Large Scale Power System. *International Conference on Power System Technology*, Beijing, 1, pp.357-361, August 18-21 1998.
- [65] E.E. El-Araby, N. Yorino, and H. Sasaki. A Two Level Hybrid GA/SLP for FACTS Allocation Problem Considering Voltage Security. *Electrical Power Systems Research*, 25, pp.327-335, 2003.
- [66] A.Z. Gamm and LI. Golub. Determination of Locations for FACTS and Energy Storage by the Singular Analysis. *International Conference on Power System Technology*, POWERCON'98, 1, pp.411-414, 1998.
- [67] N. Schnurr, T. Weber, W.H. Wellssow, and T. Wess. Load-Flow Control with FACTS Devices in Competitive Markets. *Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, pp.17-22, April 4-7 2000.

- [68] Y. Xiao, Y.H. Song, and Y.Z. Sun. Application of Stochastic Programming for Available Transfer Capability Enhancement Using FACTS Devices. Power Engineering Society Summer Meeting, 1, pp.508-515, 2000.
- [69] C.A. Caffizares, A. Berizzi, and P. Marannino. Using FACTS Controllers to Maximize Available Transfer Capacity. Bulk Power Systems Dynamics and Control IV Restructuring, Santorini, pp.1-7, August 24-28 1998.
- [70] R. Rajaraman, F. Alvarado, A. Maniaci, R. Camfield, and S. Jalali. Determination of Location and Amount of Series Compensation to Increase Power Transfer Capability. IEEE Trans. Power Systems, 13(2), pp.294-299, May 1998.
- [71] S.N. Singh and A.K. David. Optimal Location of FACTS Devices for Congestion Management. Electric Power System Research, 58(2), pp.71-79, 2001.
- [72] S. Kim, J. Lim, and S. Moon. Enhancement of Power Security Level through the Power Flow Control of UPFC. Power Engineering Society Summer Meeting, 1, pp.38-43, 2000.
- [73] E.J. de Oliveira, J.W. Marangon Lima, and J.L.R. Pereira. Flexible AC Transmission System Devices: Allocation and Transmission Pricing. Electrical Power & Energy Systems, 21(2), pp.111-118, February 1999.
- [74] T.T. Lie and W. Deng. Optimal Flexible AC Transmission Systems FACTS Devices Allocation. Electrical Power & Energy Systems, 19(2), pp.125-134, February 1997.
- [75] E.J. de Oliveira, J.W. Marangon Lima, and K.C. de Almeida. Allocation of FACTS Devices in Hydrothermal Systems. IEEE Trans. Power Systems, 15(1), pp.276-282, February 2000.
- [76] V. Miranda, Naing Win 00, and J.N. Fidalgo. Experimenting in the Optimal Capacitor Placement and Control Problem with Hybrid Mathematical-Genetic Algorithms. Proceedings of the International Conference on Intelligent System Application to Power Systems, ISAP 2001, pp.188-193, June 2001.
- [77] P. Paterni, S. Vitet, M. Bena, and A. Yokoyama. Optimal Location of Phase Shifters in the French Network by Genetic Algorithm. IEEE Trans. Power Systems, 14(1), pp.37-42, February 1999.
- [78] F.G. Lima, J. Mufioz, I. Kockar, and F.D. Galiana. Optimal Location of Phase Shifter in a Competitive Market by Mixed Integer Linear Programming. Proceedings of the 14th Power System Computation Conference, (Paper 2):1-7, 2002.
- [79] S. Gerbex, R. Cherkaoui, and A.J. Germond. Optimal Location of FACTS Devices in a Power System Using Genetic Algorithms. Proceedings of the 13th Power Systems Computation Conference, PSCC'99, Trondheim, 2, pp.1252-1259, June 28-July 2 1999.
- [80] S. Gerbex, R. Cherkaoui, and A.J. Germond. Optimal Location of Multi-Type FACTS Devices in a Power System by Means of Genetic Algorithms. IEEE Trans. Power Systems, 16(3), pp.537-544, August 2001.

- [81] J. Brochu, P. Pelletier, F. Beaugard, and G. Morin. The Interphase Power Controller. A New Concept for Managing Power Flow Within AC Networks. *IEEE Trans. Power Delivery*, 9(2), pp.833-841, April 1994.
- [82] M. BELAZZOUG, Répartition Optimale des Sources de Puissance Réactive dans un Réseau Electrique, Thèse de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, Alger, Algérie, 2001.
- [83] M. BELAZZOUG, M. BOUDOURE and A. HELLAL: New reactive power sources dispatch applied to the IEEE 57 nodes. *The Int. J. for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic Engineering, COMPEL*, 27(5), pp.1192-1211, 2008.
- [84] Elie, L., Lapeyre, B., Introduction aux Méthodes de Monte Carlo, Cours de l'Ecole Polytechnique, Septembre 2001.
- [85] J.E. Gentle, Random Number Generation and Monte Carlo Methods, Statistics and Computing, Springer Verlag 1998.
- [86] D. de Werra and A. Hertz. Tabu Search techniques - a Tutorial and an Application to Neural Networks. *OR Spektrum*, 11, pp.131-141, 1989.
- [87] W. Metropolis, A. Roenbluth, M. Roenbluth, A. Teller, and E. Teller. Equation of the State Calculation by Fast Computing Machines. *Journal of Chemical Physics*, (21), pp.1087-1092, 1953.
- [88] D.E. Goldberg. Genetic Algorithms in Search, Optimization & Machine Learning. Addison-Wesley, 1989.
- [89] J.H. Holland. *Adaptation in Natural and Artificial Systems*. University of Michigan Press, Ann Arbor, 1975.
- [90] T. Bäck and H.-P. Schwefel. An Overview of Evolutionary Algorithms for Parameters Optimization. *Evolutionary Computation*, 1(1), pp.1-23, Spring 1993.
- [91] D.B. Fogel. *Evolutionary Computation: Toward a New Philosophy of Machine Intelligence*. IEEE Press, New-York, 2nd ed. edition, 2000.
- [92] H.P. Schwefel. *Numerical Optimization of Computer Models*. John Wiley & Sons, Chichester, 1981.
- [93] A. Colorni, M. Dorigo, and V. Maniezzo. Distributed Optimization by Ant Colonies. *European Conference on Artificial Life*, pp.134-142, 1991.
- [94] C.A. Coello Coello, and M. Salazar Lechuga. MOPSO: A proposal for multiple objective particle swarm optimization. Congress on Evolutionary Computation IEEE Service Center, Piscataway, New Jersey 2002, pp. 1051-1056.
- [95] V. Miranda, et al. Experimenting in the optimal capacitor placement and control problem with hybrid mathematical genetic algorithm. Proceeding of the international conference on Intelligent System application to power system, *ISAP* 2001, pp.188-193, June 2001.

- [96] E. Zitzler. Evolutionary algorithms for multiobjective optimization: methods and applications. PhD thesis, Swiss Federal Institute of Technology (Zurich), 1999.
- [97] K. Deb, S. Agrawal, A. Pratap, and T. Meyarivan. A fast and elitist multiobjective genetic algorithm for multi-objective optimization: NSGA-II. In Proceedings of the Parallel Problem Solving from Nature VI (PPSN-VI), pp.849-858, 2000.
- [98] T. Blicke and L. Thiele, *A Comparison of Selection Schemes used in Genetic Algorithms*, TIK-Report Nr. 11 (Version 2), December 1995, Switzerland
- [99] Kalyanmoy Deb and R. B. Agarwal. Simulated Binary Crossover for Continuous Search Space. *Complex Systems*, 9, pp.115-148, April 1995.
- [100] Qingfu Zhang, Aimin Zhou and Yaochu Jin, RM-MEDA: A Regularity Model Based Multiobjective Estimation of Distribution Algorithm. *IEEE transaction on evolutionary computation*, pp.41-63, 2008.
- [101] Qingfu Zhang and Hui Li, MOEA/D: A Multiobjective Evolutionary Algorithm Based on Decomposition. *IEEE transaction on evolutionary computation*, pp.712-731, 2007.
- [102] M. BELAZZOUG, M. BOUDOUR, FACTS location and size for reactive power system compensation through the multi-objective optimization, *Archives of Control Sciences*, Volume 20(LVI), 2010, No. 4, pp.473–489.
- [103] Stéphane GERBEX, *Métaheuristiques Appliquées Au Placement Optimal De Dispositifs FACTS dans un Réseau Electrique*, thèse PHD, Ecole polytechnique de Lausanne, Lausanne 2003.
- [104] B.A. Murtagh, and M.A. Saunders, *Large-scale linearly constrained optimization*. *Math. Prog. Study* 14, pp. 41-72, 1978.
- [105] B.A. Murtagh, and M.A. Saunders, *MINOS 5.0 user's guide*. A Technical report SOL 83-20, Department of Operation Research, Standford University, California, 94305, December 1983.

Annexe A

Méthode du Lagrangien projeté et augmenté [52,104,105]

Le problème d'optimisation de la compensation réactive modélisé au chapitre III par la formulation est mis sous la forme générale suivante, où nos variables $[X,U]$ sont remplacées par $[x,y]$:

$$\underset{x,y}{\text{Minimise}} \quad F(x) + c^T x + d^T y \quad (\text{A-1})$$

$$s.t \quad \begin{cases} f(x) + A_1 y \leq b_1 \\ A_2 x + A_3 y \leq b_2 \end{cases} \quad (\text{A-2})$$

$$l \leq \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq u \quad (\text{A-4})$$

où c, d, b_1, b_2, u et l sont des vecteurs constants ainsi que les matrices A, A_2, A_3 ,

$F(x)$ est une fonction continûment dérivable et, $f(x)$ est un vecteur de fonctions continûment dérivables $\{f^i(x)\}$.

Les premières dérivées de $F(x)$ (gradients) et $f^i(x)$ (jacobien) doivent être évaluées à chaque itération.

Etant donné que le problème comporte des contraintes non linéaires, on est amené à contourner cette difficulté par une implication de fonctions de pénalité ou par une application de la méthode du Lagrangien projeté et augmenté [19,20]. Cette technique entraîne une séquence d'itérations majeures dont chacune effectue l'optimisation d'un sous-problème avec contraintes linéarisées en plusieurs itérations appelées mineures. Ceci signifie que $f(x)$, dans l'équation (A-19), est remplacée par son approximation linéaire ::

$$\bar{f}(x, x_k) = f(x_k) + J(x_k)(x - x_k)$$

ou plus brièvement
$$\bar{f} = f(x_k) + J(x_k)(x - x_k) \quad (\text{A-5})$$

ou encore
$$f - \bar{f} = f - f(x_k) - J(x_k)(x - x_k)$$

avec x_k estimation des variables non linéaires,

λ_k estimation des multiplicateurs de Lagrange (ou variables duales) associés aux contraintes non linéaires au début de chaque $k^{\text{ème}}$ itération majeure, et

$J(x_k)$ jacobien de la fonction $f(x)$.

Le sous-problème à résoudre prend la forme suivante :

$$\underset{x,y}{\text{Minimise}} \quad L(x,y,x_k,\lambda_k,\rho) \quad (\text{A-6})$$

$$\text{s.t.} \quad \begin{cases} \bar{f} + A_1 y \leq b_1 \\ A_2 x + A_3 y \leq b_2 \end{cases} \quad (\text{A-7})$$

$$l \leq \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq u \quad (\text{A-9})$$

avec :
$$L(x,y,x_k,\lambda_k,\rho) = F(x) + c^T x + d^T y - \lambda_k^T (f - \bar{f}) + \frac{1}{2} \rho (f - \bar{f})^T (f - \bar{f})$$

où le terme $L(x,y,x_k,\lambda_k,\rho)$ est appelé Lagrangien augmenté modifié, dans lequel $f - \bar{f}$ est utilisé à la place de la contrainte de violation $f + Ay - b_1$. Les dérivées partielles s'écrivent :

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial x} &= g(x) + c - (J - J_k)^T [\lambda_k - \rho (f - \bar{f})] \\ \frac{\partial L}{\partial y} &= d \end{aligned} \quad (\text{A-10})$$

Nous constatons que la non linéarité dans L implique x mais pas y , ce qui signifie que le sous-problème a les mêmes variables non linéaires que le problème original. Le scalaire ρ est un paramètre de pénalité, et le terme impliquant ρ est une fonction de pénalité quadratique modifiée. L'utilisation de ce terme consiste à s'assurer que le Lagrangien augmenté maintienne un hessien défini positif dans le sous-espace approprié. En utilisant l'équation (A-5), les contraintes linéaires (A-24) et (A-25) s'écrivent :

$$\begin{pmatrix} J_k & A_1 \\ A_2 & A_3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} \leq \begin{pmatrix} b_1 + J_k x_k - f_k \\ b_2 \end{pmatrix} \quad (\text{A-11})$$

Ainsi, le sous-problème est formulé de telle façon qu'il contient seulement des contraintes linéaires exprimées par (A-11). Ces contraintes sont mises sous la forme standard

(A-12), où les variables d'écart s_1 et s_2 sont introduites pour avoir seulement des contraintes égalités.

$$\begin{pmatrix} J_k & A_1 \\ A_2 & A_3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x \\ y \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} I & 0 \\ 0 & I \end{pmatrix} \begin{pmatrix} s_1 \\ s_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{A-12})$$

Cependant, on utilise la méthode du gradient réduit [18] combinée à celle de Davidon-Fletcher-Powell (Quasi-Newton) [18] pour minimiser la fonction (A-23) associée à la contrainte (A-28) et (A-26). L'estimation initiale des multiplicateurs de Lagrange est $\lambda_0 = 0$. Idéalement, λ_k doit être le plus proche possible de λ^* (optimum local), mais les multiplicateurs optimaux sont normalement inconnus pour le prochain sous-problème. Le meilleur choix sur λ_k est qu'il soit égal au multiplicateurs de Lagrange associés aux contraintes linéarisées à la fin de l'itération majeure en cours. Le paramètre de pénalité est égal à $100/m_1$, et il diminue dans les sous-problèmes suivants lorsque la séquence (x_k, λ_k) converge, sinon il est augmenté de façon à approcher la réalisabilité indispensable à la fin de chaque itération majeure. Le cycle des itérations majeures peut être décrit de la manière suivante :

Etape 0. Mettre $k = 0$. Choisir des estimations initiales x_0, y_0 (à partir du calcul d'écoulement de puissance) et λ_0 ($\lambda_0 = 0$). Spécifier le paramètre de pénalité $\rho \geq 0$ et une tolérance de convergence $\varepsilon_c > 0$.

Etape 1. Partant de x_k, y_k, λ_k , résoudre le sous-problème avec contraintes linéarisées (A-23, 28, 26) afin de trouver x_{k+1}, y_{k+1} , et π (où π est le vecteur des multiplicateurs de Lagrange pour le sous-problème), puis trouver λ_{k+1}

Etape 2. (a) Test de convergence.

1. $[x_{k+1}, y_{k+1}]$ vérifie les contraintes non-linéaires tel que :

$$\|f(x_{k+1}) + A_1 y_{k+1} - b_1\| / (1 + \| [x_{k+1}, y_{k+1}] \|) \leq \varepsilon_c \text{ (test sur les normes)}$$

2. $[x_{k+1}, y_{k+1}]$ vérifie les conditions de *Kuhn-Tucker* pour une solution du problème dont les contraintes sont linéarisées

Si ces conditions sont satisfaites, stop (optimalité). Sinon,

(b) Si $\|\lambda_{k+1} - \lambda_k\| / (1 + \|\lambda_{k+1}\|) \leq \varepsilon_c$, alors mettre $\rho = 0$. Sinon augmenter ρ .

(c) Relinéariser les contraintes au point $[x_{k+1}, y_{k+1}]$.

(d) Mettre $k = k+1$ et retourner à l'étape 1.

A.1 Méthode du gradient réduit

Cette méthode est une méthode d'optimisation d'un problème non linéaire avec des contraintes linéaires. Bien que très proche, au niveau des principes, des méthodes de gradient projeté, elle en diffère assez sensiblement au niveau de la mise en œuvre et elle est généralement reconnue comme plus efficace. Ceci s'explique sans aucun doute par le fait qu'elle constitue une extension directe de la méthode du simplexe.

Après permutation des variables (x , y , s_1 , s_2), les contraintes linéaires de l'équation (A-29) sont partitionnées sous la forme :

$$A \begin{bmatrix} x \\ y \end{bmatrix} + I \begin{bmatrix} s_1 \\ s_2 \end{bmatrix} = [B \ S \ N] \cdot \begin{bmatrix} x_B \\ x_S \\ x_N \end{bmatrix} = 0 \quad (\text{A-13})$$

où x_S ensemble des variables super-basiques,

x_B ensemble des variables basiques correspondant à la matrice basique B carrée et non singulière (donc inversible) et

x_N vecteur des variables non-basiques.

Dans toutes les étapes, chaque variable non basique est égale à sa limite inférieure ou supérieure, alors que les autres variables sont comprises entre leurs limites. Le choix des variables super-basiques (variables indépendantes ou de contrôle) porte sur les variables qui améliorent la fonction objective (ou réduit la somme des irréalités). Les variables basiques peuvent donc être ajustées dans le but de satisfaire toujours les contraintes linéaires.

S'il apparaît qu'aucune amélioration ne peut être faite avec la définition courante de B , S et N , quelques variables non-basiques sont choisies pour être ajoutées à S , et le processus est répété avec une valeur supérieure du rang de S . Dans toutes les étapes, si une variable basique ou super-basique atteint une de ses bornes, elle devient non-basique et le rang de S est réduit d'une unité. Dans notre programme, x_S et x_B sont les variables U , tandis que x_N sont les variables d'état X du chapitre II. Le choix des variables change en fonction des résultats obtenus durant l'exécution du programme.

Un certain opérateur Z (matrice) sera fréquemment utile pour les propos décrits. Dans l'algorithme du gradient réduit, cet opérateur s'écrit :

$$Z = \begin{pmatrix} -B^{-1}S \\ I \\ 0 \end{pmatrix} \quad (\text{A-14})$$

Puisqu'il a un rang de colonne total et satisfait $(B \ S \ N) Z = 0$, on dit que Z franchit l'espace nul de la matrice des contraintes. En appliquant une factorisation LU à la matrice

basique B , Z nous permet de travailler à l'intérieur de la région définie par les contraintes linéaires.

Une grande partie du programme est une implémentation de l'algorithme Quasi-Newtonien de Davidon-Fletcher-Powell (Annexe B) pour optimiser les variables super-basiques. Ceci peut achever une convergence super-linéaire à l'intérieur du sous-espace utile (défini par B , S et N). Il obtient une direction de descente réalisable p_s pour les variables super-basiques en résolvant un système de la forme suivante :

$$Z^T H Z p_s = -Z^T g \quad \text{et} \quad p = Z \cdot p_s \quad (\text{A-15})$$

où g est le gradient de la fonction objective (le Lagrangien augmenté),

$Z^T g$ est le gradient réduit,

H est la matrice des dérivées secondes de la fonction L (c'est à dire le hessien ou une matrice qui l'approche pour vérifier la définie positivité. L'approximation de son inverse est déduit de la méthode de Quasi-Newton).

La formule (A-31) peut se réécrire sous la forme :

$$p = -H^{-1}g \quad (\text{A-16})$$

Partitionnons le gradient de la fonction objective en $[g_B, g_S, g_N]$. Si π vérifie $B^T \pi = g_B$, alors le gradient réduit devient égal à :

$$Z^T g = g_S - S^T \pi \quad (\text{A-17})$$

Ce qui signifie qu'il est obtenu par une estimation de la matrice S . C'est une simple opération une fois que π est calculé. Une recherche du pas α est par la suite effectuée pour trouver une solution approximative au problème unidimensionnel utilisant la méthode de Fibonacci [18](Annexe C):

$$\underset{\alpha}{\text{Minimise}} \quad L(x+\alpha p) \quad \text{sujet à} \quad 0 \leq \alpha \leq \alpha_{max} \quad (\text{A-18})$$

où α_{max} est déterminé par les bornes des variables tel que :

$$\alpha_{max} = \min_{p_j < 0} \left\{ -\frac{x_j}{p_j} \right\}$$

De plus, pour p on a :

$$p = \begin{bmatrix} p_B \\ p_S \\ p_N \end{bmatrix} = Zp_S = \begin{bmatrix} -B^{-1}Sp \\ p_S \\ 0 \end{bmatrix}.$$

La valeur $p_N = 0$ indique qu'aucun changement ne sera fait aux variables non-basiques actuelles. Tant que le gradient réduit est non nul, seules les variables $[x_B, x_S]$ sont optimisées. Si une variable quelconque rencontre sa limite minimale ou maximale, elle sera déplacée dans N et la partition $[B \ S]$ est convenablement redéfinie.

Notons que si le gradient réduit est nul, la fonction objective a atteint son optimum. D'autre part, nous calculons $\theta = g_N - N^T\pi$, (c'est à dire, l'estimation ordinaire des colonnes non-basiques) :

$$\begin{bmatrix} B^T & 0 \\ S^T & 0 \\ N^T & I \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \pi \\ \vartheta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_B \\ g_S \\ g_N \end{bmatrix},$$

où π et θ sont les multiplicateurs de Lagrange exacts associés aux contraintes actuelles. Les composantes de θ indiquent quelles variables non-basiques devront être libérées de leurs bornes. Si oui, une ou plus sont déplacées de N vers S et le processus d'optimisation continue pour un nouvel ensemble $[B \ S]$. Sinon, un optimum a été obtenu pour le problème original.

Résumé de la procédure

Les entrées sont x_{k1} , y_{k1} , λ_{k1} et p associés au sous-problème (A-7) avec contraintes linéarisées (A-11, 9).

Étape 0. Supposer un ensemble de paramètres de contrôle en écrivant la contrainte (A-12) sous la forme (A-13), déterminer $[B \ S \ N]$ et calculer B^{-1} (LU) et Z par (A-16).

Étape 1. A l'itération k_1 . Calculer g_B et g_S de la formule (A-10), $\pi = B^{-1} g_B$ et en déduire le gradient réduit $Z^T g$ par (A-17).

Étape 2. Si le gradient réduit est suffisamment petit (inférieur à ϵ_1), calculer θ tel que $\theta = g_N - N^T\pi$.

Test sur θ , s'il y a possibilité d'améliorer la fonction objective, aller à l'étape 0.

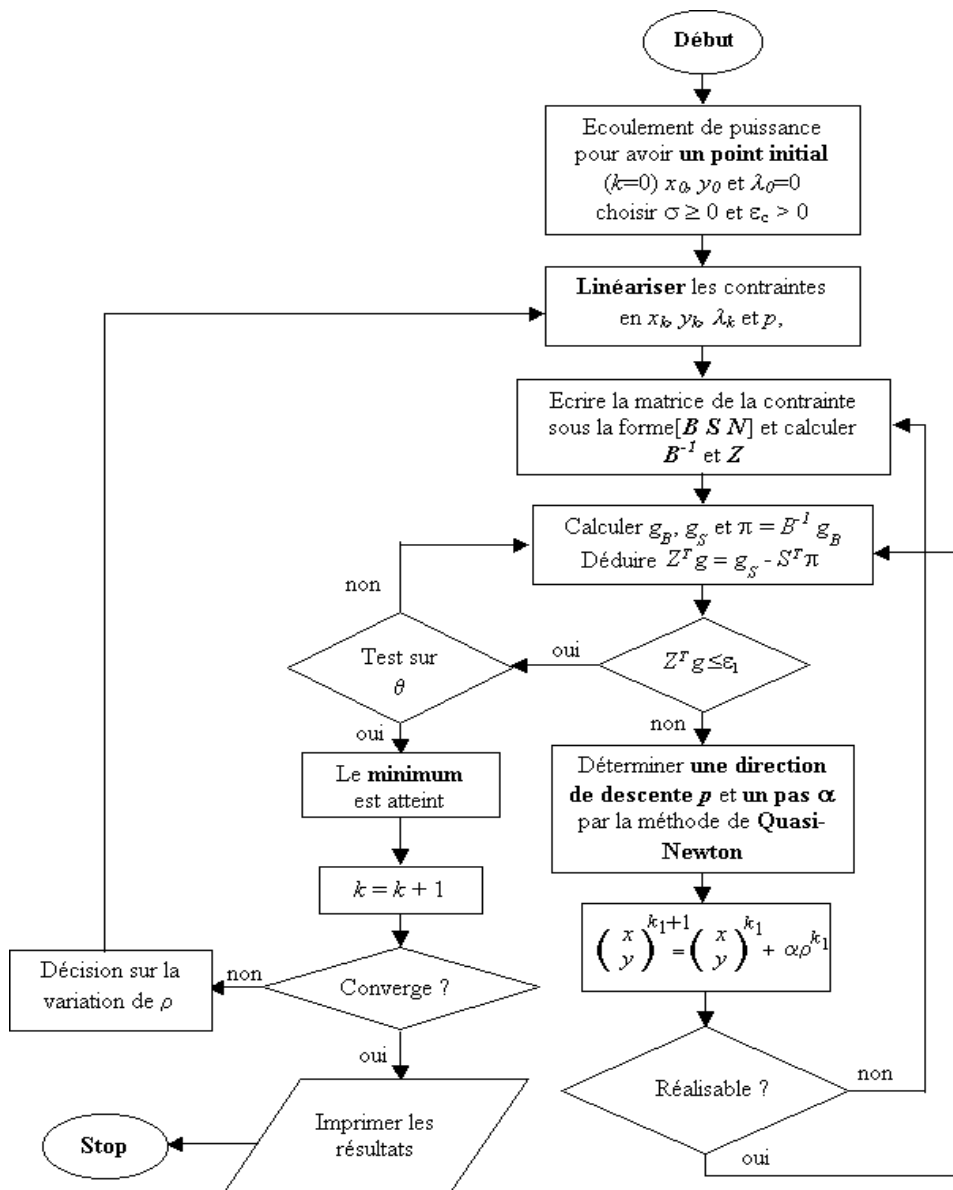
Sinon, le minimum est atteint, stop

Si le gradient réduit n'est pas suffisamment petit, trouver une direction de descente p_k par la méthode de Quasi-Newton, ainsi que le pas α pour que $x^{k_1+1} = x^{k_1} + \alpha p^{k_1}$

Etape 3. Si une variable basique ou super-basique franchit une de ses limites, elle deviendra non-basique. Retourner à l'étape 0.

Sinon aller à l'étape 1 avec $k_1 \leftarrow k_1 + 1$.

A.2 Organigramme de l'optimisation de la compensation réactive



Organigramme d'optimisation de la compensation réactive par la méthode du Lagrangien projeté et augmenté associé au gradient réduit

ANNEXE B: Données des différents Réseaux

ANNEXE B1

DONNEES DU RESEAU MODELE IEEE 57 NŒUDS

Table 1 : Operating conditions

Bus number	Starting bus voltage		Generation		Load	
	Magnitude p.u.	Phase angle degrees	MW	MVars	MW	MVars
1*	1.04	0	200.00	0	27.5	8.5
2	1.00	0	0.00	0	1.5	44
3	1.00	0	40.00	0	20.5	10.5
4	1.00	0	0.00	0	0	0
5	1.00	0	0.00	0	6.5	2
6	1.00	0	0.00	0	37.5	1
7	1.00	0	0.00	0	0	0
8	1.00	0	150.00	0	75	11
9	1.00	0	0.00	0	60.5	13
10	1.00	0	0.00	0	2.5	1
11	1.00	0	0.00	0	0	0
12	1.00	0	210.00	0	188.5	12
13	1.00	0	0.00	0	9	1.15
14	1.00	0	0.00	0	5.25	2.65
15	1.00	0	0.00	0	11	2.5
16	1.00	0	0.00	0	21.5	1.5
17	1.00	0	0.00	0	21	4
18	1.00	0	0.00	0	13.6	4.9
19	1.00	0	0.00	0	1.65	0.3
20	1.00	0	0.00	0	1.15	0.5
21	1.00	0	0.00	0	0	0
22	1.00	0	0.00	0	0	0
23	1.00	0	0.00	0	3.15	1.05
24	1.00	0	0.00	0	0	0
25	1.00	0	0.00	0	3.15	1.6
26	1.00	0	0.00	0	0	0
27	1.00	0	0.00	0	4.65	0.25
28	1.00	0	0.00	0	2.3	1.15
29	1.00	0	0.00	0	8.5	1.3
30	1.00	0	0.00	0	1.8	0.9
31	1.00	0	0.00	0	2.9	1.45
32	1.00	0	0.00	0	0.8	0.4
33	1.00	0	0.00	0	1.9	0.95
34	1.00	0	0.00	0	0	0
35	1.00	0	0.00	0	3	1.5
36	1.00	0	0.00	0	0	0
37	1.00	0	0.00	0	0	0
38	1.00	0	0.00	0	7	3.5
39	1.00	0	0.00	0	0	0
40	1.00	0	0.00	0	0	0
41	1.00	0	0.00	0	3.15	1.5
42	1.00	0	0.00	0	3.55	2.2
43	1.00	0	0.00	0	1	0.5
44	1.00	0	0.00	0	6	0.9
45	1.00	0	0.00	0	0	0
46	1.00	0	0.00	0	0	0
47	1.00	0	0.00	0	14.85	5.8
48	1.00	0	0.00	0	0	0
49	1.00	0	0.00	0	9	4.25
50	1.00	0	0.00	0	10.5	5.25
51	1.00	0	0.00	0	9	2.65
52	1.00	0	0.00	0	2.45	1.1
53	1.00	0	0.00	0	10	5
54	1.00	0	0.00	0	2.05	0.7
55	1.00	0	0.00	0	3.4	1.7
56	1.00	0	0.00	0	3.8	1.1
57	1.00	0	0.00	0	3.35	1

* swing machine

Table 2: Impedance and line charging DATA

Line designation	Resistance p.u*	Reactance p.u*	Line charging p.u*
1-2	0.0083	0.028	0.0645
1-15	0.0178	0.091	0.0494
1-16	0.0454	0.206	0.0273
1-17	0.0238	0.108	0.0143
2-3	0.0298	0.085	0.0409
3-4	0.0112	0.0366	0.019
3-15	0.0162	0.053	0.0272
4-5	0.0625	0.132	0.0129
4-6	0.043	0.148	0.0174
5-6	0.0302	0.0641	0.0062
6-7	0.02	0.102	0.0138
6-8	0.0339	0.173	0.0235
7-8	0.0139	0.0712	0.0097
8-9	0.0099	0.0505	0.0274
9-10	0.0369	0.1679	0.022
9-11	0.0258	0.0848	0.0109
9-12	0.0648	0.295	0.0386
9-13	0.0481	0.158	0.0203
10-12	0.0277	0.1262	0.0164
11-13	0.0223	0.0732	0.0094
12-13	0.0178	0.058	0.0302
12-16	0.018	0.0813	0.0108
12-17	0.0397	0.179	0.0238
13-14	0.0132	0.0434	0.0055
13-15	0.0269	0.0869	0.0115
14-15	0.0171	0.0547	0.0074
18-19	0.461	0.685	0
19-20	0.283	0.434	0
21-22	0.0736	0.117	0
22-23	0.0099	0.0152	0
22-38	0.0192	0.0295	0
23-24	0.166	0.256	0.0042
25-30	0.135	0.202	0
26-27	0.165	0.254	0
27-28	0.0618	0.0954	0
28-29	0.0418	0.0587	0
29-52	0.1442	0.187	0
30-31	0.326	0.497	0
31-32	0.507	0.755	0
32-33	0.0392	0.036	0
34-35	0.052	0.078	0.0016
35-36	0.043	0.0537	0.0008
36-37	0.029	0.0366	0
37-38	0.0651	0.1009	0.001
36-40	0.03	0.0466	0
37-39	0.0239	0.0379	0
38-44	0.0289	0.0585	0.001
38-48	0.0312	0.0482	0
38-49	0.115	0.177	0.003
41-42	0.207	0.352	0
41-43	0	0.412	0
44-45	0.0624	0.1242	0.002
46-47	0.023	0.068	0.0016
47-48	0.0182	0.0233	0
48-49	0.0834	0.129	0.0024
49-50	0.0801	0.128	0
50-51	0.1386	0.22	0
52-53	0.0762	0.0984	0
53-54	0.1878	0.232	0
54-55	0.1732	0.2265	0
56-41	0.553	0.549	0
56-42	0.2125	0.354	0
57-56	0.174	0.26	0
4-18	0	0.555	0
7-29	0	0.0648	0
9-55	0	0.1205	0
10-51	0	0.0712	0
11-41	0	0.749	0
11-43	0	0.153	0
13-49	0	0.191	0
14-46	0	0.0735	0
15-45	0	0.1042	0
20-21	0	0.7767	0
24-25	0	1.182	0
24-26	0	0.0473	0
32-34	0	0.953	0
39-57	0	1.355	0
40-56	0	1.195	0

*Impedance and line charging susceptance in p.u. on 100 MVA base

* Line charging: one-half of total charging of line

Table 3: STATIC CAPACITOR DATA

Bus number	Susceptance*p.u
18	0.1
25	0.059
53	0.063

* susceptance in p.u . on 100 MVA base

Table 4: REGULATED BUS DATA

Bus Number	Voltage magnitude en p.u	Minimum MVars capability	Maximum MVars capability
01	1.040	-100	150
02	1.010	-17	60
03	0.985	-10	60
06	0.980	-8	25
08	1.005	-140	200
09	0.980	-3.	9
12	1.015	-50.	155

Table 5: TRANSFORMER DATA

Transformer designation	Tap setting*
4-18	0.97
7-29	0.967
9-55	0.94
10-51	0.93
11-41	0.955
11-43	0.958
13-49	0.895
14-46	0.9
15-45	0.955
20-21	1.043
24-25	1
24-26	1.043
32-34	0.975
39-57	0.98
40-56	0.958

* Off-nominal turns ratio, as determined by the actual transformer tap positions and the voltage buses. In the case of nominal turns ratio, this should equal 1.

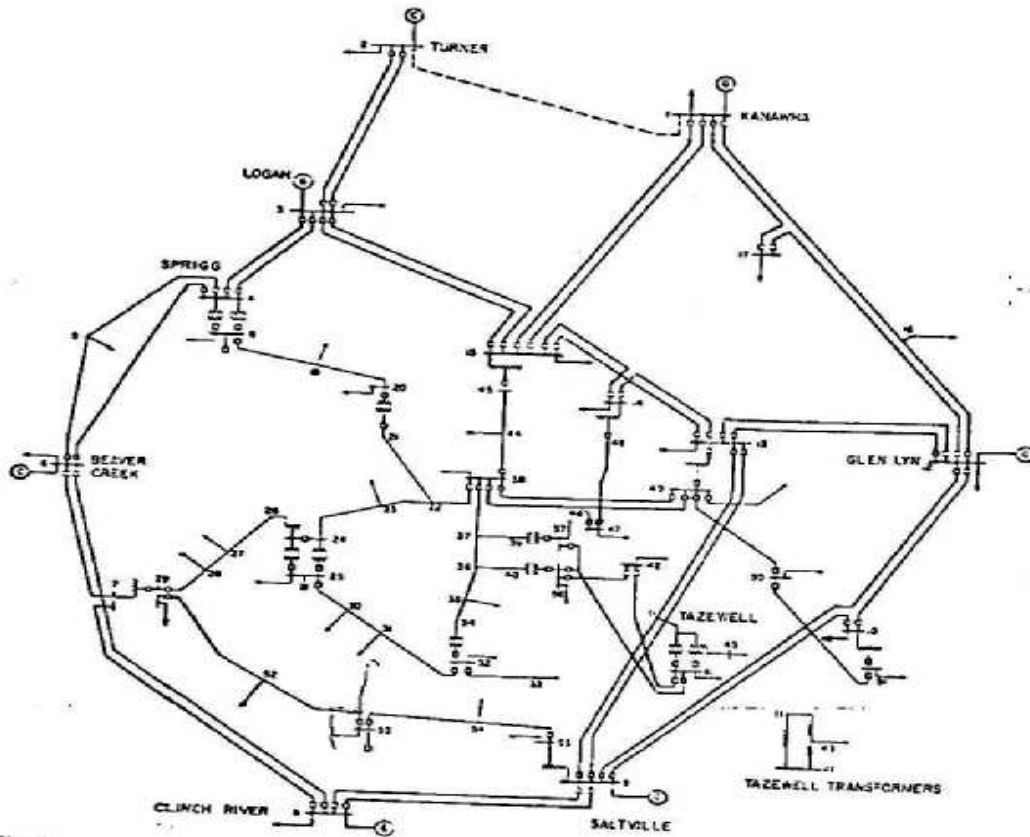


Fig. 8
AEP 57 bus test system
Bus-code diagram
C synchronous compensators
G generators

RESEAU ALGERIEN

CAS DE BASE : DONNEES

Cartes paramètres

Nombre de groupes max. = 48 ;	Nombre d'itérations max. =55
Nombre de liaisons max. = 180 ;	Nombre de lignes max. =180
Nombre de sommets max. = 120 ;	Nombre d'éléments chaînés max. = 1200
Tension de base = 220 KV ;	Ecart actif = 0.1
Ecart réactif = 0.1 ;	Type de calcul = 1 => Avec déclenchement des lignes. Tension
min. = 200 kV ;	Tension max. = 255 kV

Cartes nœuds

Nom du noeud	Tension (kV)	Consommation active (MW)	Consommation réactive.(MVAR)
1OUJDA6	220	0.00	0
1GHAZA6	220	036.00	17.00
1ZAHAN6	220	064.00	31.00
1MEHA16	220	125.00	94.00
1MEHA26	220	335.00	250.00
1TLEMC6	220	078.00	37.00
1SBABE6	220	055.00	26.00
1RELIZ6	220	050.00	24.0
1BESAF6	220	040.00	19.00
1SAIDA6	220	42.00	21.00
1TIARE6	220	96.00	47.00
1BECHA6	220	31.00	15.00
1AISEF6	220	13.00	6.00
1PELAC6	220	136.00	65.00
1RABLA6	220	0.00	0
1PELA16	220	0.00	0
2ALEST6	220	0.00	0
2ALEST3	60	0.00	0
2APORT3	60	11.00	5.00
2ARBAA3	60	14.00	9.00
2ARBAA6	220	70.00	52.00
2BAEZO3	60	42.00	25.00
2BEAKN3	60	23.00	11.00
2 ^E HARA3	60	60.00	36.00
2GLAC3	60	17.00	8.00
2HAMMA3	60	55.00	26.00
2HAMM16	220	0.00	0.00
2HAMM26	220	0.00	0.00
2KOUBA3	60	37.00	18.00
2OFATaYE3	60	30.00	15.00
2OFAYE6	220	0.00	0.00
2ROUIB3	60	40.00	24.00
2ROUI13	60	29.00	14.00
2TAFOU3	60	29.00	14.00
2BARAK3	60	33.00	16.00
2ABENI3	60	17.00	8.00
2A.TAY3	60	11.00	5.00
2AURAS3	60	20.00	10.00

2GOLF.3	60	20.00	10.00
2CHLEF3	60	21.00	10.00
2OUSLY3	60	53.00	32.00
2OUSLY6	220	0.00	0.00
2KHEMI3	60	31.00	18.00
2KHEMI6	220	0.00	0.00
2ADEF3	60	12.00	6.00
2ADEF13	60	0.00	0.00
2KHERB3	60	21.00	10.00
2KHERB6	220	0.00	0.00
2TENES3	60	13.00	6.00
2OFODA3	60	4.00	2.00
2GHRIB3	60	1.00	1.00
2BOUFA3	60	56.00	27.00
2BLIDA3	60	16.00	8.00
2EAFFR3	60	21.00	10.00
2CHERC3	60	18.00	9.00
2MEDEA3	60	33.00	20.00
2BERRO3	60	35.00	21.00
2BERRO6	220	0.00	0.00
2BEMER3	60	36.00	17.00
2BEMER6	220	0.00	0.00
2KOLEA3	60	27.00	13.00
2BOUME3	60	22.00	11.00
2TIOUZ3	60	49.00	29.00
2TIOUZ6	220	0.00	0.00
2FREHA3	60	11.00	5.00
2DBKHE3	60	35.00	21.00
2TIMED3	60	10.00	5.00
2SEDJE3	60	11.00	5.00
2SGHOZ3	60	20.00	10.00
2ILLIT3	60	7.00	3.00
2BOUIR3	60	36.00	22.00
2BOUIR6	220	0.00	0.00
2SIMUS3	60	36.00	22.00
2AOUSS6	220	0.00	0.00
2AOUS16	220	0.00	0.00
2AOUSS2	30	12.00	6.00
2K.BOU3	60	7.00	3.00
2MUSTA3	60	13.00	7.00
2AMIRA3	60	14.00	7.00
3EHADJ6	220	157.00	107.00
3EAQUI6	220	0.00	0.00
3KHROU6	220	75.00	36.00
3SKIKD6	220	70.00	51.00
3RADJA6	220	46.00	34.00
3ABEID6	220	45.00	22.00
3TEBE16	220	0.00	0.00
3AMLIL6	220	32.00	15.00
3EHADJ4	90	46.00	22.00
3SOAHR4	90	34.00	17.00
3EAQUI4	90	18.00	9.00
3TEBES4	90	44.00	21.00
3DJONK4	90	10.00	5.00
3TEBE14	90	0.00	0.00

4OATHM6	220	48.00	23.00
4AKBOU6	220	35.00	17.00
4AKBO16	220	0.00	0.00
4EKSEU6	220	42.00	20.00
4DARGU6	220	13.00	6.00
4EHASI6	220	105.00	50.00
4JIJEL6	220	33.00	16.00
4MSILA6	220	50.00	24.00
4BBARE6	220	34.00	16.00
4BISKR6	220	66.00	32.00
4BARIK6	220	18.00	9.00
4BARI16	220	0.00	0.00
4BATNA6	220	64.00	31.00
5DJELF6	220	65.00	37.00
5GHARD6	220	22.00	11.00
5TILGH6	220	37.00	18.00
6MGHAI6	220	13.00	6.00
6HMSNO6	220	94.00	56.00
6TOUGO6	220	24.00	12.00
6OURGL6	220	23.00	11.00
6EOUED6	220	24.00	12.00

Tableau 1. Consommations active et réactive des nœuds.

Cartes groupes

Nom du groupe	Type	Pmax. (MW)	Qmax. (Mvar)	Qmin. (Mvar)	Barème Coût	nœud de rattachement	x'_a (pu)	D (pu)	T_l (s)
1MEHA1	3	450	100	20	450	1MEHA16	0.24	2.0	6.93
1MEHA2	3	450	100	20	450	1MEHA26	0.24	2.0	6.93
1TIARE	1	100	100	0	100	1TIARE6	0.24	2.0	19.0
1RABLA	3	100	100	0	100	1RABLA6	0.20	2.0	7.7
2ALEST	3	450	70	0	450	2ALEST6	0.26	2.0	6.93
2APORT	3	115	50	0	100	2APORT3	0.33	2.0	7.7
2BOUFA	3	115	50	0	100	2BOUFA3	0.20	2.0	16.9
2BAEZO	3	115	50	0	100	2BAEZO3	0.21	2.0	15.12
3ANNAB	3	115	50	0	100	3EHADJ6	0.21	2.0	7.7
3SKIKD	3	100	50	0	100	3SKIKD6	0.25	2.0	8.4
4DARGU	3	100	50	0	100	4DARGU6	0.30	2.0	14.0
4JIJEL	3	200	50	0	200	4JIJEL6	0.34	2.0	9.98
4MSILA	1	200	50	0	200	4MSILA6	0.20	2.0	18.3
5TILGH	1	100	50	0	100	5TILGH6	0.16	2.0	16.35
6HMSNO	1	100	50	0	100	6HMSNO6	0.16	2.0	16.35

Tableau 2. Caractéristiques des machines.

Codes des nœuds.

	Régions				Tensions (kV)					
	ORAN	ALGER	SETIF	ANNABA	10	30	60	90	150	220
Codes	1	2	3	4	1	2	3	4	5	6

Tableau 3. Codes des régions et des niveaux de tension des nœuds.

Cartes lignes

N°	R (Ohm)	X(Ohm)	Susc(mho)	Lim (MVA)	Sommet origine	Sommet extrémité
1	4.114	19.505	0.0000626	250	1GHAZA6	1OUJDA6
2	5.905	27.975	0.0000901	250	1TLEMC6	1OUJDA6
3	6.776	24.103	0.0000733	200	1GHAZA6	1TLEMC6
4	13.262	62.678	0.0002017	250	1MEHA16	2OUSLY6
5	6.728	5.883	0.0003045	450	1MEHA16	2OUSLY6
6	1.597	7.647	0.0000996	500	1MEHA16	1ZAHAN6
7	1.355	9.148	0.0000607	450	1MEHA26	1ZAHAN6
8	0.871	6.098	0.0000407	450	1MEHA26	1MEHA16
9	6.970	032.815	0.0001058	250	1MEHA16	1SBABE6
10	1.839	6.534	0.0000200	200	1RABLA6	1PELA16
11	1.984	6.970	0.0000213	200	1PELA16	1ZAHAN6
12	0.629	2.178	0.0000066	200	1PELA16	1PELAC6
13	8.276	30.444	0.0000938	200	1RELIZ6	2OUSLY6
14	8.906	42.108	0.0001357	250	1RELIZ6	1MEHA16
15	7.260	34.316	0.0001105	250	1SAIDA6	1SBABE6
16	11.035	52.078	0.0001676	250	1SAIDA6	1TIARE6
17	7.599	35.816	0.0001153	250	1SBABE6	1TLEMC6
18	8.228	39.010	0.0001256	250	1TIARE6	2OUSLY6
19	13.939	48.981	0.0001508	200	1TLEMC6	1ZAHAN6
20	2.033	13.746	0.0000913	450	1BESAF6	1GHAZA6
21	4.259	29.040	0.0001928	450	1BESAF6	1ZAHAN6
22	24.248	114.466	0.0003686	250	1AISEF6	1BECHA6
23	22.458	105.996	0.0003413	250	1SAIDA6	1AISEF6
24	3.146	11.810	0.0000364	200	2ALEST6	2ARBAA6
25	3.533	13.455	0.0000417	200	2ALEST6	2ARBAA6
26	9.535	35.429	0.0001095	200	2ALEST6	2BOUIR6
27	2.226	11.471	0.0002072	300	2ALEST6	2HAMM16
28	2.952	15.052	0.0001275	350	2ALEST6	2OFAYE6
29	0.823	4.259	0.0001541	300	2OFAYE6	2HAMM26
30	9.583	35.187	0.0001085	200	2ALEST6	2TIOUZ6
31	11.616	41.672	0.0001271	200	2ARBAA6	2KHEMI6
32	1.791	12.245	0.0000812	450	2BEMER6	2OFAYE6
33	2.710	12.729	0.0000409	250	2ARBAA6	2BEMER6
34	5.905	27.975	0.0000901	250	2BEMER6	2KHEMI6
35	5.856	27.540	0.0000886	250	2BERRO6	2KHEMI6
36	10.309	48.739	0.0001570	250	2BOUIR6	4MSILA6
37	8.857	41.769	0.0001345	250	2BOUIR6	2BERRO6
38	7.163	33.928	0.0001091	250	2BERRO6	2AOUS16
39	8.954	42.398	0.0001364	250	2AOUS16	5DJELF6
40	0.290	1.258	0.0000054	250	2AOUS16	2AOUSS6
41	12.003	43.705	0.0001341	200	2KHEMI6	2OUSLY6
42	8.857	41.818	0.0001345	250	2KHEMI6	2OUSLY6
43	3.582	24.490	0.0001624	450	2OUSLY6	2KHERB6
44	1.210	7.647	0.0000506	450	2KHERB6	2KHEMI6
45	16.166	76.327	0.0002457	250	5DJELF6	4MSILA6
46	8.615	31.654	0.0000971	200	2TIOUZ6	4EKSEU6
47	7.357	26.136	0.0000798	200	2BOUIR6	4AKBO16
48	9.825	34.848	0.0001064	200	4AKBO16	4DARGU6
49	0.726	3.388	0.0000110	200	4AKBO16	4AKBOU6
50	1.044	5.029	0.0000472	80	2ALEST3	2BAEZO3
51	0.922	4.439	0.0000417	80	2ALEST3	2A.TAY3
52	0.616	2.959	0.0000278	80	2A.TAY3	2BAEZO3

53	0.209	0.277	0.0000472	60	2APORT3	2HAMMA3
54	0.209	0.277	0.0000472	60	2APORT3	2HAMMA3
55	0.068	0.454	0.0000028	80	2APORT3	2TAFOU3
56	4.853	10.598	0.0000361	50	2ARBAA3	2ALEST3
57	1.354	5.004	0.0000167	40	2ARBAA3	2EHARA3
58	1.325	4.900	0.0000167	40	2ARBAA3	2EHARA3
59	1.148	4.241	0.0000139	40	2ARBAA3	2KOUBA3
60	1.541	5.501	0.0000167	40	2ARBAA3	2BARAK3
61	1.649	5.900	0.0000194	40	2BARAK3	2KOUBA3
62	2.549	8.514	0.0000278	60	2ARBAA3	2ROUIB3
63	1.231	4.111	0.0000139	60	2BAEZO3	2ROUIB3
64	0.860	2.876	0.0000083	60	2BAEZO3	2EHARA3
65	0.860	2.876	0.0000083	60	2BAEZO3	2EHARA3
66	0.860	2.876	0.0000083	60	2BEAKN3	2OFAYE3
67	0.490	1.645	0.0000056	60	2BEAKN3	2ABENI3
68	0.983	3.287	0.0000111	60	2ABENI3	2OFAYE3
69	0.738	2.466	0.0000083	60	2ROUI13	2ALEST3
70	0.860	2.876	0.0000083	60	2ROUIB3	2ROUI13
71	0.500	1.861	0.0000056	30	2HAMMA3	2GLACI3
72	0.590	2.189	0.0000083	60	2EHARA3	2GLACI3
73	0.176	1.145	0.0000056	60	2HAMMA3	2TAFOU3
74	0.428	0.569	0.0000944	60	2KOUBA3	2HAMMA3
75	0.454	2.952	0.0000111	80	2KOUBA3	2GOLF.3
76	0.169	1.105	0.0000056	80	2AURAS3	2TAFOU3
77	5.605	12.337	0.0000417	50	2ALEST3	2SIMUS3
78	3.074	10.901	0.0000333	60	2ALEST3	2SIMUS3
79	1.829	6.988	0.0000222	60	2BOUME3	2ALEST3
80	3.143	7.783	0.0000306	50	2ARBAA3	2BOUFA3
81	3.150	7.801	0.0000306	50	2ARBAA3	2BOUFA3
82	4.277	11.027	0.0000417	50	2EAFFR3	2BEMER3
83	1.296	3.650	0.0000139	50	2BOUFA3	2BEMER3
84	4.417	14.753	0.0000500	60	2BERRO3	2GHRIB3
85	4.918	16.438	0.0000556	60	2BERRO3	2K.BOU3
86	3.373	6.437	0.0000194	35	2BOUFA3	2BLIDA3
87	3.373	6.437	0.0000194	35	2BLIDA3	2EAFFR3
88	2.599	6.440	0.0000250	50	2BOUFA3	2OFAYE3
89	5.756	11.333	0.0000361	35	2BOUIR3	2ILLIT3
90	2.110	5.843	0.0000222	50	2CHLEF3	2OUSLY3
91	4.835	13.122	0.0000444	35	2CHLEF3	2OFODA3
92	3.935	13.151	0.0000444	60	2BOUIR3	
93	4.334	7.848	0.0000250	35	2ILLIT3	2SEDJE3
94	3.690	12.330	0.0000417	60	2KHEMI3	2ADEF13
95	7.441	12.802	0.0000417	35	2GHRIB3	2KHEMI3
96	4.306	14.386	0.0000500	60	2EAFFR3	2CHERC3
97	6.149	20.549	0.0000694	60	2CHERC3	2KHEMI3
98	1.476	4.932	0.0000167	60	2SIMUS3	2BOUME3
99	12.049	25.225	0.0000861	40	2SIMUS3	2TIMED3
100	5.933	12.848	0.0000417	40	2SEDJE3	2TIMED3
101	0.428	0.569	0.0000944	60	2KOUBA3	2HAMMA3
102	5.843	20.707	0.0000639	60	2SIMUS3	2DBKHE3
103	2.459	8.219	0.0000278	60	2TIOUZ3	2DBKHE3
104	2.005	6.700	0.0000222	60	2TIOUZ3	2FREHA3
105	2.005	6.700	0.0000222	60	2TIOUZ3	2FREHA3
106	3.690	12.330	0.0000417	60	2MEDEA3	2EAFFR3
107	4.306	14.386	0.0000500	60	2BERRO3	2MEDEA3

108	4.306	14.386	0.0000500	60	2BERRO3	2MEDEA3
109	4.306	14.386	0.0000500	60	2KHERB3	2OFODA3
110	1.231	4.111	0.0000139	60	2KHERB3	2ADEF13
111	4.061	10.058	0.0000389	50	2TIMED3	2DBKHE3
112	4.554	15.210	0.0000528	50	2TENES3	2OUSLY3
113	0.151	0.198	0.0000333	60	2APORT3	2MUSTA3
114	0.378	0.500	0.0000833	60	2APORT3	2AMIRA3
115	1.847	6.538	0.0000194	60	2BEMER3	2KOLEA3
116	0.616	2.178	0.0000056	60	2ADEF13	2ADEF13
117	7.647	36.058	0.0001161	250	3ABEID6	3AMLIL6
118	6.728	31.799	0.0001023	250	3ABEID6	3TEBE16
119	4.792	22.603	0.0000727	250	3ABEID6	3EAOU16
120	5.082	23.958	0.0000771	250	3AMLIL6	4BATNA6
121	2.710	12.874	0.0000413	250	3AMLIL6	3KHROU6
122	15.585	60.452	0.0001878	200	3AMLIL6	4EHASI6
123	6.292	29.669	0.0000955	250	4BISKR6	4BARI16
124	8.276	39.010	0.0001256	250	4BARI16	4MSILA6
125	0.726	3.388	0.0000110	250	4BARI16	4BARIK6
126	10.067	47.577	0.0001531	250	4BISKR6	4BATNA6
127	14.665	52.030	0.0001587	200	3EAOU16	3KHROU6
128	15.440	54.644	0.0001667	200	3EHADJ6	3KHROU6
129	9.244	32.718	0.0000998	200	3EHADJ6	3RADJA6
130	2.468	8.712	0.0000267	200	3RADJA6	3SKIKD6
131	9.244	32.718	0.0000998	200	3KHROU6	3SKIKD6
132	4.937	28.943	0.0001558	250	4JIJEL6	4DARGU6
133	5.372	36.736	0.0002436	450	4JIJEL6	4EKSEU6
134	5.856	21.683	0.0000671	200	4DARGU6	4EKSEU6
135	11.180	52.708	0.0001696	250	4EHASI6	4JIJEL6
136	4.937	33.590	0.0000217	450	3AMLIL6	4JIJEL6
137	3.146	21.393	0.0001419	450	4JIJEL6	3RADJA6
138	3.582	24.490	0.0001624	450	3RADJA6	3EHADJ6
139	2.662	18.344	0.0001217	450	3TEBE16	3EAOU16
140	7.889	28.072	0.0000855	200	4DARGU6	4EHASI6
141	5.614	26.475	0.0000853	250	4MSILA6	4BBARE6
142	5.614	26.475	0.0000853	250	4EHASI6	4BBARE6
143	5.372	36.736	0.0002436	450	4EHASI6	4MSILA6
144	17.279	61.710	0.0001897	200	4DARGU6	4OATHM6
145	2.710	12.729	0.0000409	250	4OATHM6	3KHROU6
146	13.154	33.109	0.0001225	60	3DJONK4	3TEBE14
147	2.462	8.699	0.0000257	60	3TEBE14	3TEBES4
148	3.070	10.870	0.0000335	60	3TEBE14	3TEBES4
149	6.286	19.440	0.0000639	60	3EAOU14	3SOAHR4
150	10.967	33.210	0.0001099	60	3EHADJ4	3SOAHR4
151	15.001	25.828	0.0000837	60	3EAOU14	3TEBE14
152	8.954	42.398	0.0001364	250	4BISKR6	6MGHAI6
153	8.954	42.398	0.0001364	250	6MGHAI6	6TOUGO6
154	20.280	95.784	0.0003085	250	4BISKR6	6EOUED6
156	7.163	33.928	0.0001091	250	5TILGH6	5GHARD6
157	18.779	88.717	0.0002855	250	5TILGH6	5DJELF6
158	9.196	43.366	0.0001395	250	6TOUGO6	6EOUED6
159	14.375	67.857	0.0002184	250	6TOUGO6	6HMSNO6
160	8.083	38.091	0.0001256	250	6OURGL6	6HMSNO6

Tableau 4. Caractéristique des lignes.

Cartes transformateurs

N°	R (Ohm)	X(Ohm)	Lim.(MVA)	Sommet origine	Sommet extrémité	Rapport coté primaire	Rapport coté second.
161	5.953	151.976	400	3EHADJ6	3EHADJ4	1.000	1.030
162	3.001	70.277	240	3EAOU16	3EAOU14	1.000	1.030
163	0.581	35.913	240	3TEBE16	3TEBE14	1.000	1.030
164	0.581	35.913	240	2OUSLY6	2OUSLY3	1.000	1.030
165	0.581	35.913	240	2BERRO6	2BERRO3	1.000	1.030
166	1.404	50.965	120	2KHEMI6	2KHEMI3	1.000	1.030
167	0.678	24.974	360	2BEMER6	2BEMER3	1.000	1.030
168	0.920	33.880	180	2TIOUZ6	2TIOUZ3	1.000	1.030
169	0.581	35.913	240	2BOUIR6	2BOUIR3	1.000	1.030
170	0.678	24.974	360	2ALEST6	2ALEST3	1.000	1.030
171	0.774	25.410	240	2ARBAA6	2ARBAA3	1.000	1.030
172	1.162	71.826	120	2HAMM16	2HAMMA3	1.000	1.030
173	1.162	71.826	120	2HAMM26	2HAMMA3	1.000	1.030
174	0.339	23.958	360	2OFAYE6	2OFAYE3	1.000	1.030
175	0.581	35.913	240	2KHERB6	2KHERB3	1.000	1.030
176	4.308	161.656	40	2AOUSS6	2AOUSS2	1.000	1.030

Tableau 5. Caractéristiques des transformateurs.

Cartes des nœuds à tension fixée

Noeud	Nombre de jeux de barres	Tension (kV)
1MEHA16	1	237.00
2ALEST6	1	235.00
4JIJEL6	1	237.00
4MSILA6	1	238.00
5TILGH6	1	238.00
6HMSNO6	1	240.00

Tableau 6. Nœuds à tension fixée.

*Cartes production

Nom du noeud	Production Active	Production réactive	Snom.
1MEHA1	750.00	400.00	1100.0
1MEHA2	300.00	160.00	0440.0
1TIARE	160.00	030.00	413.0
1RABLA	60.00	030.00	091.2
2ALEST	640.00	400.00	960.0
2APORT	100.00	060.00	150.0
2BAEZO	060.00	040.00	150.0
2BOUFA	080.00	050.00	130.0
3ANNAB	100.00	056.00	160.0
3SKIKD	230.00	120.00	350.0
4DARGU	100.00	030.00	180.0
4JIJEL	550.00	050.00	800.0
4MSILA	360.00	050.00	1000.0
5TILGH	180.00	085.00	300.0
6HMSNO	200.00	085.00	300.0

Tableau 7. Productions actives et réactives.

BELAZZOUG Messaoud

Informations personnelles

- Situation de famille : Marié
- Nationalité : Algérienne
- Âge : 34 ans
- Lieu de naissance : Blida

Expérience professionnelle

1997–2001

- Enseignant vacataire à l'ETB (école technique de Blida-Sonelgaz).

2002–2003

- Attaché de recherche dans un centre de recherche CSC à CHERAGA.
- Enseignant vacataire à l'ETB (école technique de Blida-Sonelgaz).
- Enseignant vacataire à l'ENP (Ecole nationale Polytechnique).
- Enseignant vacataire à l'université de Blida.

2004–2011

- Enseignant titulaire à l'université de Blida (Maître Assistant puis chargé de cours).

Formation

1992

- Bac Maths avec mention assez bien

1992–1997

Ecole nationale Polytechnique

El Harrach

- Ingénieur d'Etat en Electrotechnique.

1997–2001

Ecole nationale Polytechnique

El Harrach

- Magister en Electrotechnique

Publications

M. BELAZZOUG, M. BOUDOUR, FACTS location and size for reactive power system compensation through the multi-objective optimization, *Archives of Control Sciences*, Volume 20(LVI), 2010, No. 4, pp. 473–489

M. BELAZZOUG, M. BOUDOUR, A. HELLAL, « New reactive power sources dispatch applied to the IEEE 57 nodes. », COMPEL: PES-SSD07-03-**COMPEL**, *The International Journal for Computation and Mathematics in Electrical and Electronic*

Engineering, volume 27, no 5, 2008, pp:1192,1211.

A. HELLAL, M. BELAZZOUG, “methodology of a new reactive power source distribution”, International journal of power & energy systems, Vol. 24, N°1, 2004, pp 65-70.

Communications

M. BELAZZOUG, M. BOUDOUR, « Methodology of a new reactive power sources distribution», *IEEE Fourth International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices, SSD'07*, Hammamet, Tunisia, 19-22 march 2007.

M. BELAZZOUG, M. BOUDOUR, « New reactive power sources dispatch applied to the IEEE 57 nodes», *IEEE Fourth International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices, SSD'07*, Hammamet, Tunisia, 19-22 march 2007.

M. BELAZZOUG, M. BOUDOUR, « FACTS Placement Multiobjective Optimization For Reactive Power System Compensation », *IEEE-SSD'10, 7th International Multi-Conference on Systems, Signals and Devices*, Amman, Jordan, 26 june-04 july 2010, 10.1109/SSD.2010.5585557.