

N° d'ordre : 10/2008-D/EL

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediène
FACULTE D'ELECTROTECHNIQUE ET D'INFORMATIQUE



THESE

Présentée pour l'obtention du Diplôme de DOCTORAT

EN : ELECTRONIQUE

Spécialité : Electrotechnique

Par : SEBAA Karim

Thème :

COMMANDE INTELLIGENTE POUR L'AMELIORATION DE LA STABILITE
DYNAMIQUE DES RESEAUX D'ENERGIE ELECTRIQUE

Soutenue le 18/12/2008, devant le jury composé de :

M. Mokhtar ATTARI	Professeur	USTHB	Président
M. Mohamed BOUDOUR	Maître de Conférences	USTHB	Directeur de Thèse
M. Abdelhafid HELLAL	Professeur	U. Amar Telidji Laghouat	Examineur
M. Fares BOUDJEMA	Professeur	ENP	Examineur
M. Jean Claude MAUN	Professeur	U. Libre de Bruxelles	Examineur
M. Slimane BOUAZABIA	Maître de Conférences	USTHB	Examineur
M. Mohamed GHEZAILI	Docteur	SONELGAZ	Invité

الى التي لم يكن ليرى النور هذا العمل
بدونها زوجتي العزيزة فاطمة الزهراء

Remerciements

Je tiens à remercier en premier lieu mon Directeur de thèse le Docteur Mohamed Boudour pour sa patience et son encouragement qu'il m'a accordé 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. Mes remerciements vont aussi au Prof. Mokhtar ATTARI de l'USTHB pour avoir accepté de présider ce jury de soutenance et au Prof. Farès Boudjemaa de l'ENP qui a accepté 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 mon travail. Mes remerciements vont également aux Docteurs S. Bouazabia et M. Ghezaili, pour avoir bien accepté d'être membres du Jury de soutenance.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à mes collègues du Centre Universitaire de Médéa, Messieurs Abderrahmane Laribi, Hamza Houassin, Sif-eddine Abdi et Chiba younes, Abderrezak Gacemi et aussi ceux de l'USTHB Messieurs, Bouziane Boussahoua, Rabah Benabid, Ali El Maouhab et A. Amine Ladjici.

Finalement, je remercie le Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique Algérien pour le financement de mes séjours de recherche en Suisse à Fribourg et en France à Rennes. A cette occasion j'exprime ma gratitude au Professeur Hervé Gueguen (Supélec – Automatique des Systèmes Hybrides), et au professeur Sauvain Haubert de EIF Fribourg – Suisse qui m'ont bien accueilli.

Je remercie mes amis de la résidence Mirabeau de Rennes : Derradji CHEBLI, Adel METRAF et Mahmoud Ali.

Karim Sebaa
Septembre, 2008

ملخص

في هذه الأطروحة نقدم عدة طرق لتصميم وتنسيق متحكمات القدرة PSS و FACTS لتحسين استقرار الشبكات الكهربائية و نتطرق لنوعين من الطرق المتوفرة. اولاً، نتعرض للطرق الخطية المعتمدة على النموذج الخطي، اين نستعمل الخوارزميات الجينية الاحادية و المتعددة الغرض. ثانياً، الطرق الخطية كالمناطق المظلمة و المحاكات الغير خطية اين نقلل من التعدي.

Résumé

Dans ce travail, plusieurs méthodes de coordination et de dimensionnement des FACTS et des PSS sont proposées pour l'amélioration des performances du REE et l'atténuation des oscillations électromécaniques. Ces méthodes peuvent être classifiées en deux groupes. Dans le premier, la linéarisation du REE au tour des point de fonctionnement qui est exploitée pour l'amélioration de l'amortissement, le temps de réponse ou alors la robustesse du REE et ce par l'utilisation des méthodes classique d'optimisation, ou encore des méthodes heuristiques, telque, les algorithmes génétiques monoobjectif et multiobjectif. Le second groupe concerne les approches basées sur la simulation non linéaire : l'application des contrôleurs basés sur la théorie des ensembles flous ou alors, la minimisation classique du dépassement.

Mot-clé : PSS, FACTS, NSGA-II, logique floue, coordination, dimensionnement, stabilité dynamique, oscillations.

Abstract:

In this work, several methods for the coordination, tuning of the PSS and FACTS are proposed to achieve a best performance of power systems and to damp the electromechanical oscillations. The first approach consists on the linearization of the power system around the operating conditions, and then an attempt is made to enhance the damping, fastness and/or the robustness of the power system by the classical optimization tools or by the heuristics based-single or multiobjective algorithms. In the second approach, the non linear model is used and the techniques like the fuzzy logic or the minimization of the system overshoot are performed.

Keywords: PSS, FACTS, NSGA-II, fuzzy logic, coordination, tuning, dynamic stability, oscillations

Table des matières

TABLE DES MATIERES	I
LISTE DES FIGURES	III
LISTE DES TABLEAUX	V
INTRODUCTION GENERALE	VI
CHAPITRE 1. INTRODUCTION	1
1.1 INTRODUCTION AUX FACTS	2
1.1.1. Définition des FACTS	2
1.1.2 Catégories des FACTS et leurs fonctions	2
1.1.2.1 Catégories des FACTS.....	2
1.1.2.2 Les FACTS et leurs fonctions.....	3
1.1.3 Bénéfices offerts par la technologie FACTS	5
1.2 APPLICATIONS PRATIQUES DES FACTS.....	6
1.3 INTRODUCTION AUX CONTROLEURS PSS.....	8
1.3.1 Les différentes configurations de PSS	8
1.3.2 Nouveaux types de PSS.....	10
CHAPITRE 2. MODELISATION DES FACTS ET DIMENSIONNEMENT DES CONTROLEURS	1
2.1.1 FACTS.....	12
2.1.2 Modèle d'injection de courant des FACTS	13
2.2 LES CONTROLEURS FACTS.....	17
2.2.1 Le Contrôleur FACTS du régime établi	17
2.2.2 Le Contrôleur FACTS de la stabilité transitoire	19
2.2.3 Le Contrôleur FACTS d'amortissement de puissance (POD)	19
2.3 DIMENSIONNEMENT D'UN SEUL POD.....	20
2.3.1 Dimensionnement des POD– approche linéaire	20
2.3.1.1 Analyse linéaire d'un réseau électrique	20
2.3.1.2 Dimensionnement des contrôleurs FACTS POD.....	26
2.3.2 Dimensionnement des POD et PSS – approche non-linéaire	30
2.3.2.1 Optimisation non linéaire des paramètres d'un contrôleur FACTS.....	30
2.4 DIMENSIONNEMENT ET COORDINATION DE PLUSIEURS FACTS POD	33
2.4.1 Dimensionnement séquentiel traditionnel	33
2.4.2 Dimensionnement et coordination des contrôleurs floue FACTS	34
2.4.2.1 Approche floue pour la coordination des contrôleurs POD	36
2.4.2.2 Simulation.....	39
2.5 CONCLUSION.....	41
CHAPITRE 3. SELECTION DES EMPLACEMENTS OPTIMAUX DES FACTS	16
3.1 INTRODUCTION.....	44
3.2 LE CRITERE ATC.....	44
3.3 CRITERE DE LA STABILITE EN REGIME ETABLI	45
3.4 CRITERE ECONOMIQUE	51
3.4.1 Fonctions coût	51
3.4.1.2 la fonction coût d'investissement des FACTS	52
3.4.2 Choix des emplacements optimaux des FACTS.....	53
3.4.3 Les algorithmes génétiques.....	54
3.4.3.1 le codage	55
3.4.3.2 Population initiale	57
3.4.3.3 Evaluation de la Fitness	58
3.4.3.4 Sélection	58

3.4.3.5 Croisement.....	58
3.4.3.6 Mutation.....	59
3.4.4 Application	61
3.4.4.1 Cas n° 1 — chute de tension au nœud 2	62
3.4.4.2 Cas n° 2 — congestion de la puissance active dans la ligne 1-5.....	62
3.5 CONCLUSION.....	63
CHAPITRE 4. DIMENSIONNEMENT ET INSTALLATION OPTIMAL DES PSS PAR LES AG	44
4.1. INTRODUCTION.....	66
4.2. DIMENSIONNEMENT DES PSS ET CHOIX DE LEURS EMPLACEMENTS	68
4.2. ANALYSE DES PARAMETRES DES AG.....	73
4.2.1. Fonction fitness	73
4.2.2. Codage des paramètres	74
4.2.3. Les opérations génétiques.....	74
4.2.4. Initialisation.....	75
4.2.5. Critère d'arrêt	75
4.3 APPLICATION	75
4.3.1. Analyse des paramètres des AG.	81
4.4 AMELIORATION DU DIMENSIONNEMENT.....	86
4.4.1 Formulation du problème	87
4.4.2 Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II (NSGA-II)	90
4.4.2.1 Calcul de la distance de crowding.....	92
4.5 APPLICATION DE L'ALGORITHME NSGA-II.....	94
4.5 CONCLUSION	102
CHAPITRE 5. COORDINATION SIMULTANEE DES FACTS ET PSS	103
5.1 INTRODUCTION.....	104
5.2 LES CONTROLEURS TYPE PSS ET FACTS POD	104
5.2.1 Le contrôleur type PSS	104
5.2.2 Contrôleur FACTS POD	105
5.2.3 Approche Conventionnelle pour l'emplacement et de dimensionnement des PSS et FACTS POD	106
5.3 METHODE DE DIMENSIONNEMENT COORDONNEE ET SIMULTANEE	107
5.3.1 Modèle linéaire du REE	108
5.3.2 Technique d'optimisation	109
5.3.3 Application	111
5.4 APPLICATION	111
5.4.1 Lieu des pôles	112
5.4.2 Performance du système optimisé	113
5.4.3 Performance du système sous conditions d'opérations	113
5.4.5 Simulation non-linéaire	114
5.5 CONCLUSION	116
CHAPITRE 6. CONCLUSION GENERALE.....	117
BIBLIOGRAPHIE.....	120
ARTICLES ET CONFERENCES.....	125
ANNEXE 1 : DERIVATION DE LA FORMULE DE L'EQUATION 2.28 [40].....	A-1
ANNEXE 2 : DONNEES DU RESEAU NEW YORK NEW ENGLAND 16 MACHINES 68.....	A-2
ANNEXE 3: PARAMETRES DES FONCTIONS COUTS DE GENERATION (RESEAU IEEE 14).....	A-6
ANNEXE 4 : MODELES DYNAMIQUES DES DIFFERENTS COMPOSANTS DU REE	A-7

Liste des figures

Figure 1.1 Diagrammes fonctionnels des FACTS	4
Figure 1.2 PSS type ΔP [15]	8
Figure 1.3 PSS type $\Delta \omega$ [15]	9
Figure 1.4 PSS type Δf (ou $\Delta \omega$) [15]	9
Figure 1.5 PSS à multiples signaux d'entrée Δf (ou $\Delta \omega$) et ΔP [15]	9
Figure 2.1 Diagrammes des circuits équivalents des FACTS	13
Figure 2.2 Modèle mathématique du TCSC pour l'analyse dynamique	15
Figure 2.3 Modèle mathématique du SVC	16
Figure 2.4 Modèle mathématique de l'UPFC	16
Figure 2.5 Contrôleur FACTS du régime établi Série	17
Figure 2.6 Contrôleur FACTS du régime établi Shunt	18
Figure 2.7 Contrôleur FACTS du régime transitoire	19
Figure 2.8 Contrôleur FACTS POD	20
Figure 2.9 Réseau Electrique avec le FACTS POD ou le PSS	27
Figure 2.10 Déplacement d'une valeur propre sous l'action d'un POD ou PSS	28
Figure 2.11 Organigramme de l'optimisation non linéaire par fmincon	31
Figure 2.12 Modèle d'un réseau comportant une machine et un nœud infini	32
Figure 2.13 Simulation nonlinéaire	33
Figure 2.14 Modèle d'un réseau à trois zones	35
Figure 2.15 contrôleurs de coordination floue	35
Figure 2.16 Schéma block d'un contrôleur de coordination floue	36
Figure 2.17 Exemple de la méthode de Sugeno	37
Figure 2.18 Défaut au nœud 4 avec élimination de la ligne 4-5	40
Figure 2.19 Défaut au nœud 5 avec élimination de la ligne 5-6	40
Figure 2.20 Défaut au nœud 6 avec élimination de la ligne 6-5	41
Figure 3.1 Agrégation du réseau New England	47
Figure 3.2 Modes dominants du réseau New England	48
Figure 3.3 Diagramme de Bode du contrôleur FACTS POD	50
Figure 3.4 Lieux des pôles pour le contrôleur FACTS POD	50
Figure 3.5 fonction de coût des FACTS	53
Figure 3.6 Codage des FACTS	55
Figure 3.7 Organigramme de la méthode	60
Figure 3.8 Réseau IEEE 14-bus modifié	61
Figure 3.9 Fitness en fonction des générations	62
Figure 4.1 Système en Boucle Fermée	70
Figure 4.2 Organigramme des Algorithmes Génétiques	72
Figure 4.3 Modèle réduit du réseau Américain New England	76
Figure 4.4. Valeurs propres du réseau New England- New York pour les cinq scénarios	78
Figure 4.5 Évolution des vitesses après défaut	80
Figure 4.6 Facteur d'amortissement en fonction des générations pour 12 PSS	84
Figure 4.7. Vitesses des générateurs/12 PSS	85

Figure 4.8 Angles internes relatifs /12 PSS	86
Figure 4.9. Région à amortissements égaux	87
Figure_4.10 Région à gauche pour $\sigma_j^{(i)} > \sigma_0$	88
Figure 4.11 Région avec une réaction rapide et un bon amortissement	89
Figure 4.12 Principe de l'algorithme NSGA-II	91
Figure 4.13 Algorithme du NSGA-II.....	92
Figure 4.14. Distance de <i>crowding</i>	93
Figure 4.15. Calcul de la distance de crowding pour chaque solution d'un front	94
Figure 4. 16. Solutions non dominées	97
Figure 4. 17. valeurs propres du réseau d'étude pour les cinq scénarios.....	99
Figure 4.18. Simulation non linéaire – cas de 10 PSS	101
Figure 5.1 contrôleur type PSS	105
Figure 5.2 contrôleur FACTS POD	105
Figure 5.3 Déplacement des valeurs propres.....	109
Figure 5.4 indice d'amortissement IE en fonction de la génération.....	110
Figure 5.5 dimensionnement conventionnel des contrôleurs	112
Figure 5.6 Lieu des pôles pour le contrôleur FACTS POD	113
Figure 5.7 Valeurs propres - Dimensionnement coordonné des contrôleurs	114
Figure 5.8 Simulation non linéaire – transit de puissance du nœud 50 au 51	115
Figure 5.9 Simulation non linéaire – Angle relatif entre les générateurs 12 -16	116
Figure A-1 Diagrammes Blocks des axes Direct et Quadrature pour le modèle	A-7
Figure A-2 Diagramme block du modèle AVR DC type 1.....	A-8
Figure A-3 Diagramme block du modèle TCSC	A-8
Figure A-4 Diagramme block du modèle SVC.....	A-8
Figure A-5 Diagramme block du modèle de la turbine+ gouverneur	A-8

Liste des tableaux

Tableau 1.1 Choix du type de PSS.....	10
Tableau 3.1 Résidus associés au mode 2 ($\times 10^4$).	48
Tableau 4.1 Possibilités de répartition de I_{PSS} sur N machines candidates	73
Tableau 4.2 Scénarios considérés lors de l'étude	77
Tableau 4.3 Paramètres de l'optimisation.....	77
Tableau 4.4 Paramètres et emplacements des PSS obtenus.....	79
Tableau 4.5 Paramètres de l'AG.....	81
Tableau 4.6 Paramètres des PSS et leurs emplacements obtenus	82
Tableau 4.7 Paramètres de l'algorithme NSGA-II (à codage réel).....	95
Tableau 4.8 Paramètres des PSS obtenus par le NSGA-II.....	96
Tableau 5.1 Paramètres des PSS après optimisation	110
Tableau 5.2 Paramètres du FACTS POD sur le TCSC de la ligne 50-51	111

Introduction Générale

Dans l'environnement dérégulé et l'ouverture du marché d'énergie électrique, les réseaux d'énergie électrique (REE) sont appelés à fonctionner autour de leurs limites de stabilité d'une manière flexible et rapide. Le changement du schéma d'exploitation est fréquent qu'auparavant, ce qui génère de multiples modes d'oscillations interzones pouvant conduire à la défaillance des infrastructures du réseau (parce que ce phénomène est accompagné d'un fort transit de puissance oscillante), voir à des Blackout, comme cela a été le cas dans la partie ouest du réseau USA le 10 Aout 1996. Pour faire face à ce phénomène néfaste, les PSS (Power System Stabilizer) implantés depuis les années 60, ne peuvent assurer seuls l'amortissement de ces oscillations, et c'est pour cette raison que des nouveaux dispositifs, appelés FACTS (*Systèmes de Transmission AC Flexibles*), ayant bénéficié de l'évolution de la technologie de l'électronique de puissance, sont installés dans le réseau

Les FACTS peuvent être implantés dans les réseaux électriques. Ils ont l'aptitude de contrôler l'écoulement de puissance et d'améliorer la stabilité des Réseaux Electriques. Il y a un intérêt qui ne cesse d'augmenter à l'utilisation des FACTS pour le contrôle et l'exploitation des REE. Cependant, leur coordination avec les dispositifs conventionnels d'amortissement des oscillations dynamiques comme les PSS reste un problème ouvert à appréhender. Il est donc important d'envisager l'étude de la coordination des FACTS avec les contrôleurs classiques d'amortissement (PSS) dans les grands réseaux électriques.

La rédaction de cette thèse est structurée comme suit :

- Dans le premier chapitre, la modélisation et le dimensionnement des FACTS sont présentés en se basant sur la méthode du courant injecté. Nous citons aussi quelques exemples d'applications réelles des FACTS dans les REE. Nous traitons ensuite du principe de fonctionnement des PSS et de leurs types.

- Dans le second chapitre, un état de l'art des méthodes de dimensionnement des contrôleurs d'amortissement est donné avec des simulations illustratives. La méthode des résidus présentée est une approche pratique pour le dimensionnement et le choix des emplacements des contrôleurs d'amortissement pour les grands REE. Le dimensionnement basé sur les techniques d'optimisation classique telle le gradient, ou alors sur les méthodes heuristiques (telles que : algorithmes génétiques, recuit simulé, recherche Tabou ...) est également présenté. Aussi, la coordination est réalisée par la logique des ensembles flous qui exploite les paramètres des contrôleurs déjà en service.
- Le choix des emplacements optimaux des FACTS est traité dans le troisième chapitre. Les FACTS peuvent être utilisés pour atteindre un écoulement de puissance optimal. Un bon choix des emplacements de ces derniers permet une répartition optimale de puissance sans violation de contraintes et des coûts de production réduits. Le choix du type et de l'emplacement des FACTS peut se faire selon leurs contributions dans les fonctions objectif de production et dispatching économique et aussi selon leur contribution dans la fonction d'investissement. En outre, la méthode des résidus est appliquée pour le choix du site d'installation des signaux stabilisateurs d'entrée.
- Dans le chapitre quatre, nous appréhendons le dimensionnement et le choix simultané des emplacements des contrôleurs d'amortissement, particulièrement ceux des PSS. Un problème d'optimisation nonlinéaire est formulé puis résolu par l'une des méthodes d'optimisation heuristique, à savoir les algorithmes génétiques. Puis nous essayerons d'améliorer la procédure de dimensionnement et ce par l'amélioration à la fois de deux critères physiques, la réaction du système (temps de réponse) et son amortissement. Pour se faire, un autre problème d'optimisation multicritère sera formulé et résolu par l'algorithme génétique multiobjectif le NSGA-II.
- Le dernier chapitre sera dédié à la coordination des contrôleurs d'amortissement POD (Power Oscillation Dampers). Après linéarisation du système, le problème d'interaction entre les contrôleurs PSS conventionnels et les contrôleurs POD est formulé pour maximiser l'amortissement global du REE. Ce problème traité par les

AG se base sur le pré-réglage classique des contrôleurs (i.e. le réglage des étages de compensation de phase). Seuls les gains des contrôleurs sont dimensionnés, ce qui assure une rapidité remarquable dans le déroulement de la procédure de coordination.

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

Chapitre 1. Introduction

1.1 Introduction aux FACTS

Avec le développement rapide de électronique de puissance, les Systèmes Flexibles de Transport AC (FACTS : *Flexible AC Transmission Systems*) ont été créés et implantés dans les réseaux électriques. Les FACTS peuvent être utilisés pour contrôler l'écoulement de puissance et améliorer la stabilité du système. Particulièrement, avec le nouvel environnement dérégulé du marché de l'énergie, il y a une augmentation de l'intérêt accordé aux FACTS dans l'exploitation et le contrôle des réseaux électriques et ceci est dû aux nouvelles contraintes de charge et aux nouvelles contingences. L'installation des FACTS est devenue indispensable pour augmenter la capacité et la contrôlabilité d'un réseau électrique [1] [2] [3].

Il y a deux aspects principaux qui doivent être considérés lors de l'utilisation des FACTS, le premier, c'est rendre flexible le fonctionnement du réseau vu sa capacité d'écoulement de puissance ; le deuxième, c'est l'amélioration de la stabilité statique et transitoire du réseau.

1.1.1. Définition des FACTS

Selon *IEEE*, les FACTS (abréviation anglaise de *Flexible AC Transmission Systems*), sont définis comme suit [4] :

Ce sont des systèmes à courant alternatif incorporant des éléments de l'électronique de puissance et d'autres contrôleurs statiques pour l'amélioration de la contrôlabilité et la capacité du transit de la puissance.

1.1.2 Catégories des FACTS et leurs fonctions

1.1.2.1 Catégories des FACTS

Généralement, les FACTS peuvent être regroupés en quatre catégories [4] [5] [6]:

a) les FACTS série:

Un FACTS série peut être une impédance variable, une capacité, une réactance, une source de tension variable à fréquence nominale (ou fréquences harmoniques), ou une combinaison entre ces derniers. Il est connecté au réseau pour servir un besoin voulu. Généralement, tous les FACTS série injectent une tension en série avec la ligne de transport.

b) FACTS Shunt:

Un FACTS shunt peut être une impédance, une source de tension, ou alors une combinaison de ces dernières. Il injecte un courant dans le réseau au nœud où il est installé.

c) FACTS Combiné série-série:

C'est une combinaison de plusieurs FACTS série qui sont contrôlés d'une manière coordonnée

d) FACTS Combiné série-shunt:

C'est une combinaison de FACTS série et shunt qui sont contrôlés d'une manière coordonnée.

1.1.2.2 Les FACTS et leurs fonctions

Il y a plusieurs types de FACTS, les quatre les plus répandus sont : le TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), le TCPST (Thyristor Controlled Phase Shifting Transformer), l'UPFC (Unified Power Flow Controller) et le SVC (Static Var Compensator). Leurs diagrammes fonctionnels sont représentés dans la Figure 1.1 :

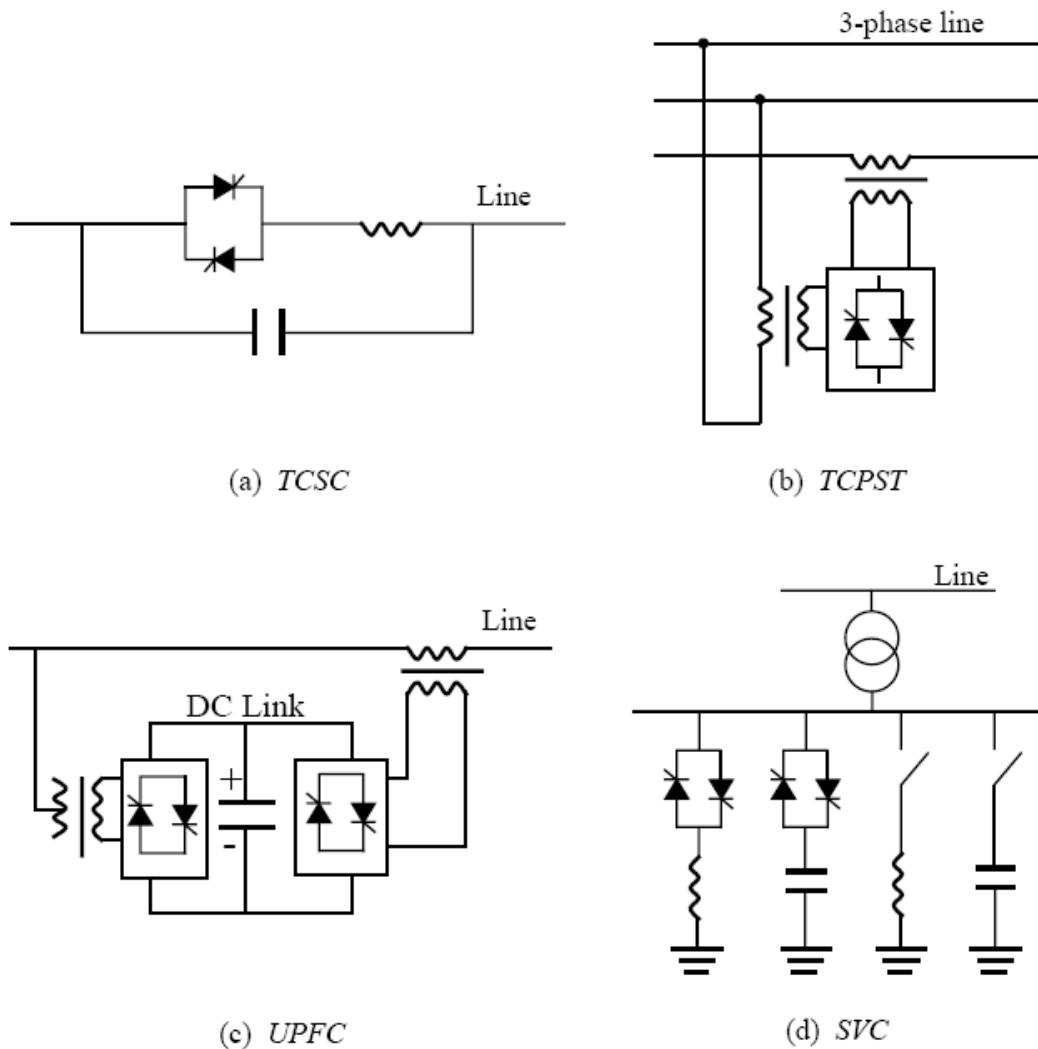


Figure 1.1 Diagrammes fonctionnels des FACTS

Le TCSC est un FACTS de type série, qui est utilisé pour changer la réactance série de la ligne de transport. Puisque le TCSC travaille directement sur la ligne, il est plus efficace que les FACTS shunt pour le contrôle de l'écoulement de puissance et l'amortissement des oscillations [4]- [5].

L'UPFC est, parmi tous les FACTS, le plus puissant et le plus polyvalent, du fait qu'il peut contrôler à la fois, l'impédance de la ligne, la tension terminale et l'angle de la tension. Similairement à l'UPFC, le TCPST est un FACTS combiné série-parallèle qui peut être utilisé pour le réglage de la phase entre deux tensions terminales.

Le SVC est un FACTS parallèle qui est utilisé principalement pour la compensation de l'énergie réactive.

1.1.3 Bénéfices offerts par la technologie FACTS

Les bénéfices que peut fournir la technologie des FACTS et leurs implantations dans les réseaux électriques [4], [5], [7], [8], [9] peuvent se résumer aux points suivants :

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

1.2 Applications pratiques des FACTS

Dans les dernières années, plusieurs travaux ont montré l'efficacité de l'utilisation des FACTS. Bien qu'il existe de nombreux exemples réussis d'installation, seules quatre nouvelles applications principales sont brièvement examinées dans la présente section :

Capacité série Avancée (ASC) (à Kayenta par l'entreprise WAPA)

Le système ASC engagé en 1992 qui inclut un TCSC avec une capacité série conventionnelle a été installé au poste 230 kV de Kayenta du Western Area Power Administration (WAPA) au nord de l'Arizona. Cette ASC est employée pour augmenter la capacité de transport de la ligne 230 kV entre Glen Canyon et Shiprock. Ce dispositif consiste en deux bancs de capacités série de 55Ω (165 MVar et 1000 A).

Les résultats de ce projet ont montré que l'ASC est un moyen fiable de l'utilisation des capacités de transport existantes, tout en maintenant la sécurité du système.

TCSC (à Slatt par l'entreprise BPA)

Ce système a été conçu en Septembre 1993, installé au poste 500 kV de Slatt par Bonneville Power Administration (BPA) à Oregon. En 1995, il a été mis sous conditions d'exploitation économique. Ce TCSC est en série avec la ligne 500 kV de Slatt-Buckley. L'emplacement du TCSC choisi pour l'exposer à des conditions de fonctionnement sévères a permis d'obtenir des avantages certains d'exploitation.

La réactance maximale est de 24Ω et la valeur nominale triphasée de compensation est de 202 MVar. Les résultats de ce projet montrent que TCSC est non seulement un moyen efficace de contrôle de l'impédance et de courant, mais aussi un puissant moyen d'accroître la stabilité du réseau.

STATCOM (à Sullivan par l'entreprise TVA)

C'est le premier STATCOM (Static Synchronous Compensator) à haute puissance aux USA installé à la fin de 1995 au poste de transformation Sullivan de l'entreprise Tennessee Valley Authority (TVA) pour compenser la ligne de transport. Ce STATCOM est utilisé pour réguler la tension au nœud qui est de 161 kV durant la journée de telle sorte que le régulateur en charge sera moins utilisé. Sa capacité nominale est de ± 100 MVar. Cette application montre que le STATCOM est un équipement polyvalent avec une remarquable aptitude dynamique, qui trouvera certainement de plus en plus d'applications dans les réseaux électriques.

UPFC (à Inez par l'entreprise AEP)

C'est le premier UPFC au monde mis en service en 1998 au poste Inez de l'American Electric Power (AEP) à Kentucky pour le maintien de la tension et le contrôle de l'écoulement de puissance. Il a été dimensionné de telle sorte à fournir une rapide compensation réactive shunt avec un rang de 320 MVar, et pour le contrôle de l'écoulement de puissance dans la ligne 138 kV. En outre, il peut être utilisé pour forcer la puissance au dessus de 950 MVA pour toutes les contingences.

L'application prouve que l'UPFC possède une remarquable capacité en matière de contrôle du flux d'énergie active et réactive dans la ligne, ainsi que la régulation de la tension au nœud. De plus, il a une structure souple pour être reconfigurée afin d'offrir une compensation shunt et série indépendante, ou alors pour une compensation uniquement shunt, ou uniquement série.

Il existe aussi de nombreuses autres applications fructueuses des FACTSs. En particulier, ces dernières années, avec l'amélioration de l'électronique de puissance, les coûts de ces dispositifs pourraient être considérablement réduits, et donc l'application pratique des FACTS deviendrait plus rentable.

1.3 Introduction aux contrôleurs PSS

Le contrôle supplémentaire auxiliaire du système d'excitation AVR, vaguement connu sous le nom du Stabilisateur type PSS (Power System Stabiliser) est devenu le moyen le plus répandu pour l'amélioration de l'amortissement des oscillations basse fréquence dans les réseaux électriques (*i.e.* l'amélioration de stabilité dynamique et statique) [10] [11] [12] [13] [14].

La puissance de sortie d'un générateur est déterminée par le couple mécanique. Cependant cette dernière peut varier par l'action du champ d'excitation de l'alternateur. Le PSS étant ajouté, il détecte la variation de la puissance de sortie électrique et contrôle l'excitation de manière à amortir rapidement les oscillations de puissance.

1.3.1 Les différentes configurations de PSS

Le type d'un PSS peut être identifié par la nature de son signal d'entrée. Les plus répandus sont ceux ayant comme signal d'entrée la variation de la puissance ΔP . Cependant, récemment, des signaux d'entrée comme $\Delta\omega$ (variation de la vitesse) et/ou Δf (variation de la fréquence) sont adoptés pour améliorer la stabilité des modes interzones vu l'augmentation sans cesse grandissante des interconnexions dans les REE.

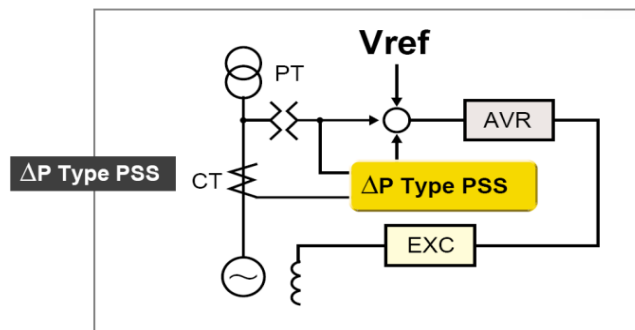
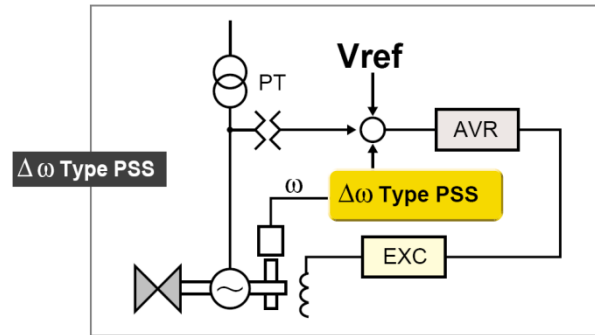
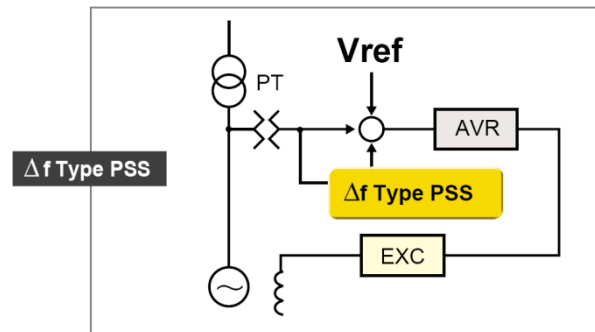
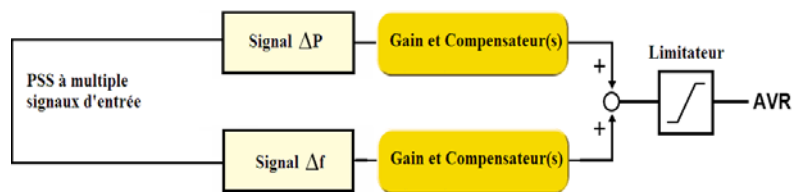


Figure 1.2 PSS type ΔP [15]

Figure 1.3 PSS type $\Delta\omega$ [15]Figure 1.4 PSS type Δf (ou $\Delta\omega$) [15]Figure 1.5 PSS à multiples signaux d'entrée Δf (ou $\Delta\omega$) et ΔP [15]

Le choix du type de PSS à adopter est fonction des oscillations et modes à amortir. Le Tableau 1.1 résume ces cas d'application. Lorsqu'il s'agit de modes locaux, c'est le PSS type ΔP qui est recommandé, sinon s'il s'agit de modes interzones, c'est le PSS type $\Delta\omega$ qui doit être inséré.

Tableau 1.1 Choix du type de PSS

mode	Nature du mode	Type du PSS
Local	La machine oscille seule avec l'intégrité du réseau	PSS à entrée unique (Δf (ou $\Delta \omega$) et ΔP)
	Fréquence au voisinage de 1 Hz	Mais le plus recommandé est PSS type ΔP
Interzone (à cycle long)	Deux ou plusieurs zones oscillent avec un transit de puissance très grand.	PSS à entrée unique (Δf (ou $\Delta \omega$) et ΔP)
	Fréquence entre 0,2 à 0,5 Hz	Mais le plus recommandé est PSS type Δf (ou $\Delta \omega$)
complexe	Des modes de nature locale et interzone	PSS à entrée multiple (Δf (ou $\Delta \omega$) et ΔP)

1.3.2 Nouveaux types de PSS

Avec le développement de la technologie des semi conducteurs, de nouveaux algorithmes sont maintenant implantés, et ceci pour remplacer les PSS analogiques par des dispositifs à commande intelligente, à titre d'exemple :

1. Remplacement du PSS par un réseau de neurones artificiels [16] [17].
2. Remplacement du PSS par un contrôleur à base de la logique des ensembles flou ; polaire comme dans [18], et de mamdani ou segeno comme dans [19] [20].

Chapitre 2. Modélisation des FACTS et dimensionnement des contrôleurs

2.1 Modélisation des FACTS

Dans le but d'étudier l'impact des FACTS dans les réseaux électriques, des modèles appropriés sont nécessaires à développer. Nous tenons à mentionner que plusieurs logiciels incorporent ces modèles [21] [22] [23] [24] [25] [26]. Dans cette section, nous allons présenter les FACTS ainsi que leurs modèles mathématiques [27], [28].

2.1.1 FACTS

Dans cette section, quatre types de FACTS sont considérés : TCSC, TCPST, UPFC et SVC. Comme il a été mentionné dans la section 1.1, la réactance de la ligne de transport peut être changée par le TCSC. Le TCPST peut changer la phase entre deux tensions terminales et le SVC peut être utilisé pour atteindre une compensation réactive acceptable. L'UPFC est le plus puissant des FACTS car il peut changer à la fois, l'impédance de la ligne, la tension terminale, et la phase de la tension. Les circuits équivalents de ces quatre FACTS sont donnés à la Figure 2.1.

Le transit de puissance P_{ij} à travers la ligne $i - j$ est fonction de la réactance de la ligne X_{ij} , les modules de la tension U_i , U_j et l'angle entre la tension du nœud amont et le nœud aval $\delta_i - \delta_j$.

$$P_{ij} = 3 \frac{U_i U_j}{X_{ij}} \sin(\delta_i - \delta_j) \quad (2.1)$$

Les FACTS peuvent être utilisés pour contrôler le transit de puissance par le réglage des variables de l'équation (2.1). Deplus, ils peuvent les régler d'une manière très rapide et efficace. En conséquence, ils sont proposés pour le contrôle de la dynamique du réseau électrique.

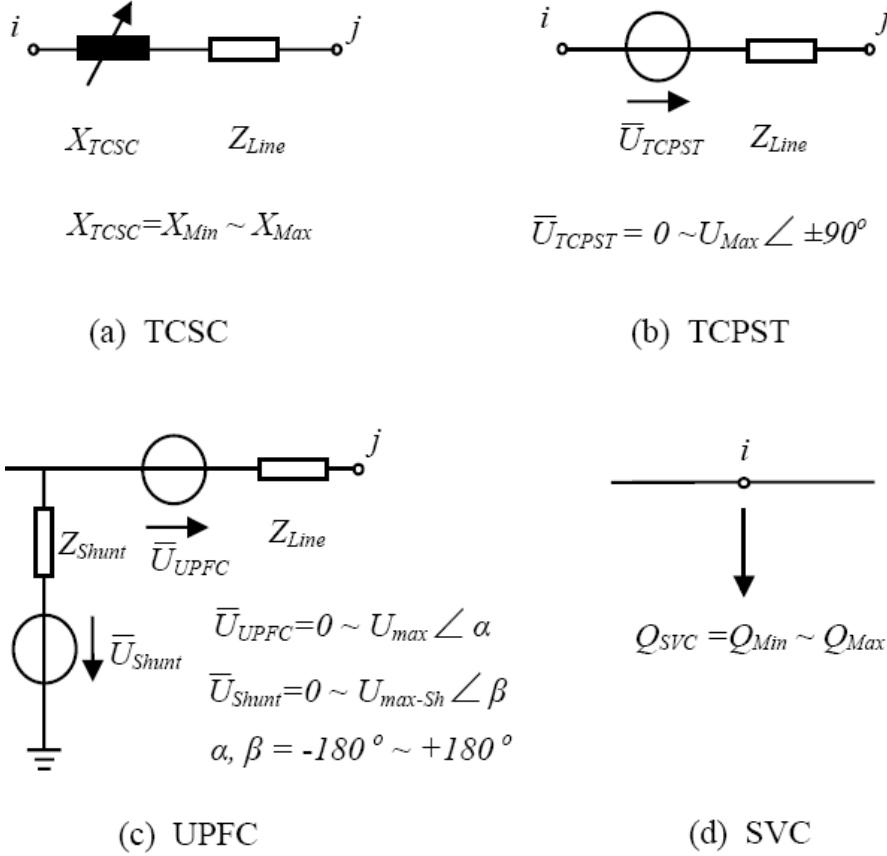


Figure 2.1 Diagrammes des circuits équivalents des FACTS

2.1.2 Modèle d'injection de courant des FACTS

Les modèles mathématiques des FACTS sont développés comme suit :

TCSC

Le TCSC peut fonctionner en mode capacitif ou inductif et ce par la modification de la réactance de la ligne de transport. Dans l'étude de l'écoulement de puissance (EP), la réactance du TCSC, qui est une variable de contrôle, peut être directement introduite dans la matrice admittance comme fonction de la réactance de la ligne où le TCSC est implanté.

$$X_{ij} = X_{ligne} + X_{TCSC}, X_{TCSC} = r_{tcsc} \cdot X_{ligne} \quad (2.2)$$

Où X_{ligne} est la réactance de la ligne de transport et $rtcsc$ est un coefficient représentant le degré de compensation du TCSC.

Pour éviter toute surcompensation, le rang de fonctionnement du TCSC doit être limité entre $-0.7 \cdot X_{ligne}$ et $0.2 \cdot X_{ligne}$ [9], [29].

$$rtcsc_{\min} = -0.7, rtcsc_{\max} = 0.2 \quad (2.3)$$

Pour l'analyse dynamique du réseau électrique, la valeur X_{TCSC} sera variée continuellement et cela doit résulter dans la factorisation de la matrice admittance. De plus, il est nécessaire de changer la variation en X_{TCSC} en courants d'injections.

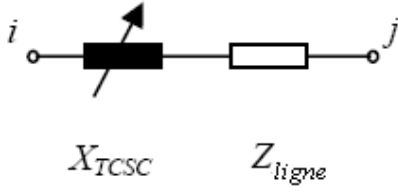
$$\begin{aligned} \Delta \bar{I}_i &= + \frac{\Delta \bar{U}_i^{(t)} - \Delta \bar{U}_j^{(t)}}{Z_{ij}^{(0)} (Z_{ij}^{(0)} + j\Delta X_{TCSC}^{(t)})} \cdot j\Delta X_{TCSC}^{(t)} = + \frac{\Delta \bar{U}_i^{(t)} - \Delta \bar{U}_j^{(t)}}{Z_{ij}^{(0)} Z_{ij}^{(t)}} \cdot j\Delta X_{TCSC}^{(t)} \\ \Delta \bar{I}_j &= - \frac{\Delta \bar{U}_i^{(t)} - \Delta \bar{U}_j^{(t)}}{Z_{ij}^{(0)} (Z_{ij}^{(0)} + j\Delta X_{TCSC}^{(t)})} \cdot j\Delta X_{TCSC}^{(t)} = - \frac{\Delta \bar{U}_i^{(t)} - \Delta \bar{U}_j^{(t)}}{Z_{ij}^{(0)} Z_{ij}^{(t)}} \cdot j\Delta X_{TCSC}^{(t)} \end{aligned} \quad (2.4)$$

Où

$Z_{ij}^{(0)} = Z_{ligne}^{(0)} + j\Delta X_{TCSC}^{(0)}$	valeur initiale de l'impédance de la ligne avec TCSC
$Z_{ij}^{(t)}$	valeur de l'impédance de la ligne avec TCSC au temps t
$X_{TCSC}^{(0)}, X_{TCSC}^{(t)}$	réactance initiale du TCSC et celle au temps t
$\Delta X_{TCSC}^{(t)} = X_{TCSC}^{(t)} - X_{TCSC}^{(0)}$	variation de la réactance du TCSC au temps t
$\Delta \bar{U}_i^{(t)}, \Delta \bar{U}_j^{(t)}$	tensions terminales du TCSC au temps t

Le modèle mathématique du TCSC [30] pour l'étude dynamique est donné dans la Figure 2.2.

modèle de la réactance variable



modèle d'injection de courant

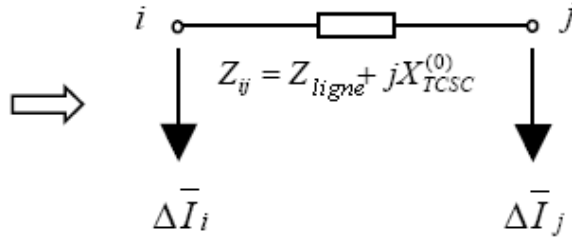


Figure 2.2 Modèle mathématique du TCSC pour l'analyse dynamique

TCPST

Le TCPST régule l'angle des tensions de départ et d'arrivée de la ligne de transport. Il est modélisé comme un compensateur série de la tension $\Delta \bar{U}_{FACTS} = \bar{U}_{TCPST}$ qui est perpendiculaire à la tension de départ. La plage de variation du TCPST est entre -5 et +5 degrés.

Pendant la simulation, la tension injectée $\bar{U}_{TCPST}$ qui est une variable de contrôle est transformée en courant d'injection conformément à l'équation (2.5). Pour l'écoulement de puissance, ce modèle reste valable.

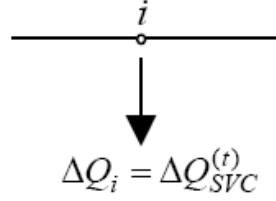
$$\Delta \bar{I}_i = -\frac{\bar{U}_{TCPST}}{Z_{ligne}}, \Delta \bar{I}_j = -\Delta \bar{I}_i \quad (2.5)$$

SVC

Le SVC peut fonctionner en deux modes de compensations inductives et capacitives. Dans les régimes dynamique et statique, l'injection de puissance au nœud i au temps t , $\Delta Q_i = Q_{SVC}^{(t)}$, qui est une variable de contrôle, peut être transformée en injection de courant au nœud i conformément à l'équation (2.6), où $\bar{U}_i^{(t)}$ est la tension terminale du SVC au temps t . le modèle mathématique est donné par la figure 2.3.

$$\Delta \bar{I}_i = \frac{Q_{SVC}^{(t)}}{\bar{U}_i^{(t)}} \quad (2.6)$$

modèle de la réactance variable



modèle d'injection de courant

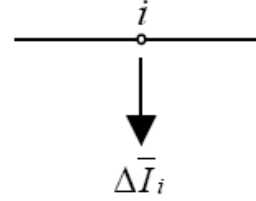


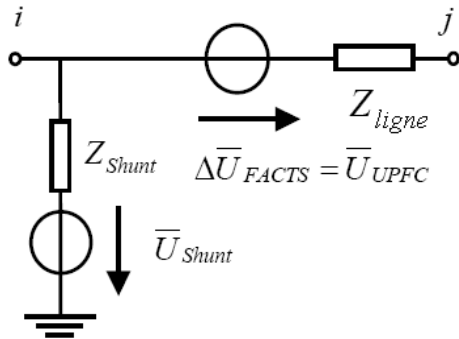
Figure 2.3 Modèle mathématique du SVC

UPFC

Comme il a été montré dans la Figure 1.1, l'UPFC possède deux convertisseurs de tension (VSI) partageant une seule capacité de stockage. Il est connecté au réseau à travers deux transformateurs de couplage [31] [32] [33]. L'UPFC est modélisé en utilisant les deux sources de tension $\bar{U}_{UPFC}$ et $\bar{U}_{Shunt}$ pendant le régime établi et dynamique, les variables de contrôle $\bar{U}_{UPFC}$ et $\bar{U}_{Shunt}$ sont transformées en injection de courant conformément à l'équation (2.7). Le modèle mathématique de l'UPFC est présenté à la Figure 2.4.

$$\Delta \bar{I}_i = -\frac{\bar{U}_{UPFC}}{Z_{ligne}} + \frac{\bar{U}_{Shunt}}{Z_{ligne}}, \Delta \bar{I}_j = \frac{\bar{U}_{UPFC}}{Z_{ligne}} \quad (2.7)$$

modèle des sources de tension



modèle d'injection de courant

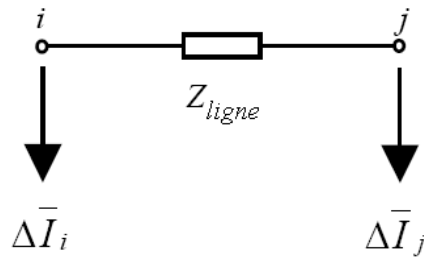


Figure 2.4 Modèle mathématique de l'UPFC

2.2 Les contrôleurs FACTS

Généralement, les contrôleurs FACTS peuvent se classer dans les trois principales catégories suivantes [34]:

- le contrôleur du régime établi (appelé contrôleur d'écoulement de puissance).
- le contrôleur de la stabilité transitoire.
- le contrôleur de l'amortissement des oscillations de puissance POD (Power Oscillation Damping).

Ces trois catégories seront détaillées dans cette section.

2.2.1 Le Contrôleur FACTS du régime établi

La fonction principale des contrôleurs FACTS séries est de Commander l'écoulement de puissance. Généralement, la stratégie « **puissance de ligne constante** » est appliquée [34]. La boucle de contrôle du transit de puissance est donnée par la Figure 2.5.

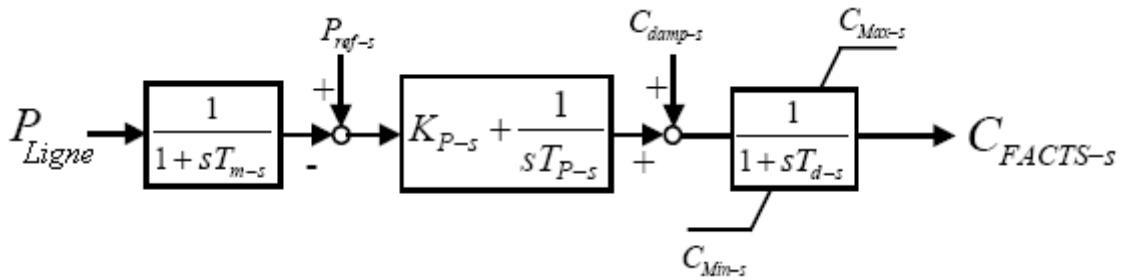


Figure 2.5 Contrôleur FACTS du régime établi Série

Où P_{ref-s} et C_{damp-s} sont la puissance de référence et le signal du contrôle d'amortissement du FACTS respectivement. P_{Ligne} est la puissance active transitée, qui

passe à travers le FACTS série. La sortie $C_{FACTS-s}$ représente la valeur compensée par le FACTS série. Pour le TCSC, c'est la réactance du TCSC, pour l'UPFC c'est la tension injecté série.

T_{m-s} est la constante du temps du FACTS série, T_{d-s} désigne le retard du aux caractéristiques des circuits et des systèmes de contrôle. K_{P-s} et T_{I-s} sont respectivement le gain et la constante du temps du régulateur PI .

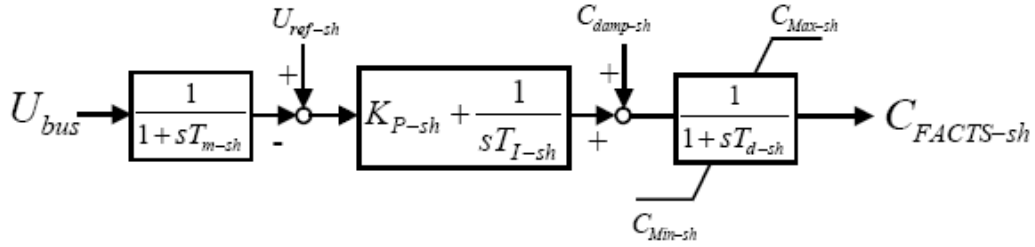


Figure 2.6 Contrôleur FACTS du régime établi Shunt

La fonction principale d'un FACTS type Shunt est d'atteindre une compensation réactive acceptable et aussi de régler la tension au nœud. Généralement, comme il est montré dans la Figure 2.6, le contrôleur PI est utilisé pour atteindre cet objectif [34].

Où U_{ref-sh} et $C_{damp-sh}$ désignent la tension de référence et le signal de contrôle d'amortissement du FACTS respectivement. U_{bus} est le module de la tension. La sortie $C_{FACTS-sh}$ représente la valeur compensée par le FACTS shunt.

T_{m-sh} est la constante du temps du FACTS shunt, T_{d-sh} est le retard dû aux caractéristiques des circuits et les systèmes de contrôle. K_{P-sh} et T_{I-sh} sont respectivement le gain et la constante de temps du régulateur PI .

2.2.2 Le Contrôleur FACTS de la stabilité transitoire

A la suite d'un sévère défaut, le contrôle de la stabilité transitoire fonctionne pour donner une compensation maximale durant un temps préréglé T_0 [34]. La fonction de ce contrôle est donnée par la Figure 2.7 où $C_{Initial}$ et C_{MAX} représentent respectivement les valeurs de la compensation initiale et maximale du FACTS.

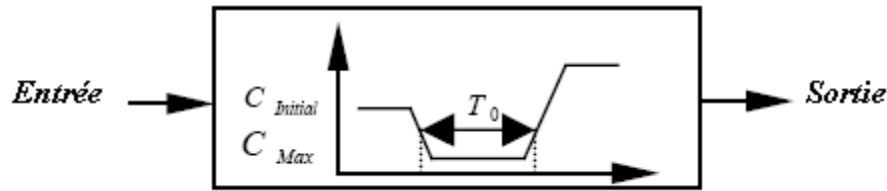


Figure 2.7 Contrôleur FACTS du régime transitoire

L'entrée de ce contrôleur est identique à celle du contrôleur du régime établi (ou d'écoulement de puissance). La sortie est un signal de commutation pour l'activation du niveau de compensation élevé afin de supporter le régime transitoire. Après le temps T_0 , le Contrôle du FACTS re-commutera sur le contrôle du régime établi et d'amortissement.

2.2.3 Le Contrôleur FACTS d'amortissement de puissance (POD)

Comme pour les contrôleurs du régime transitoire ou d'écoulement de puissance, la fonction de transfert de ce type de contrôleur est représentée à la Figure 2.8. Les signaux locaux sont généralement les signaux d'entrée du POD (i.e. P_{ligne} , U_{bus} [35], [36]). La sortie représente la grandeur compensée par le FACTS.

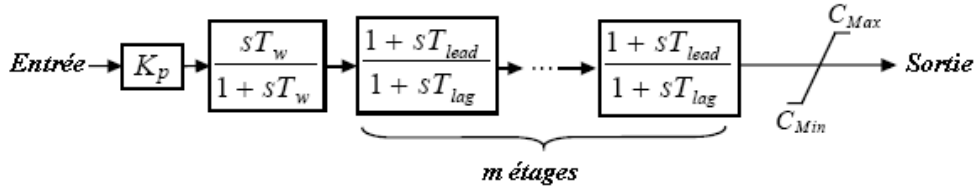


Figure 2.8 Contrôleur FACTS POD

2.3 Dimensionnement d'un seul POD

Dans cette section, deux méthodes principales de dimensionnement des FACTS POD sont présentées, à savoir la méthode linéaire et la méthode non linéaire.

2.3.1 Dimensionnement des POD– approche linéaire

Généralement, il y a deux types de contrôleurs d'amortissement dans les réseaux électriques : le PSS et le POD. Le PSS fonctionne à travers le système d'excitation du générateur pour augmenter l'amortissement des oscillations électromécaniques par la génération d'un couple proportionnel à la variation de la vitesse. Usuellement, le PSS est dimensionné pour amortir les oscillations électromécaniques locales. Cependant, dans les grands Réseaux, ces PSS n'offrent pas un amortissement acceptable des modes interzones. Dans ce cas, ce sont les FACTS qui peuvent offrir un amortissement efficace de ces modes interzones.

2.3.1.1 Analyse linéaire d'un réseau électrique

Dans cette section quelques notions de base relatives à l'analyse linéaire sont introduites pour la compréhension de la procédure de dimensionnement.

Les réseaux électriques sont des systèmes dynamiques. Par une linéarisation autour d'un point de fonctionnement, le système global comprenant le PSS et les FACTS peut être représenté par :-

$$\begin{cases} \Delta \dot{x} = A\Delta x + B\Delta u \\ \Delta y = C\Delta x + D\Delta u \end{cases} \quad (2.8)$$

Où

Δx est le vecteur des variables d'état de dimension n

Δy est le vecteur de sorties de dimension m

Δu est le vecteur d'entrées de dimension r

A est la matrice d'état de dimension $n \cdot n$

B est la matrice d'entrées ou de contrôle de dimension $n \cdot r$

C est la matrice de sorties de dimension $m \cdot n$

D est la matrice d'asservissement de dimension $m \cdot r$

Par l'utilisation de la transformée de *Laplace*, les équations ci-dessus, et les équations d'état dans le domaine fréquentiel peuvent être obtenus :

$$\begin{cases} s\Delta x(s) - \Delta x(0) = A\Delta x(s) + B\Delta u(s) \\ \Delta y(s) = C\Delta x(s) + D\Delta u(s) \end{cases} \quad (2.9)$$

Et donc la solution formelle du système d'état est :

$$\Delta y(s) = C(sI - A)[\Delta x(0) + B\Delta u(s)] + D\Delta u(s) \quad (2.10)$$

Où I est la matrice d'identité.

L'équation

$$\|sI - A\| = 0 \quad (2.11)$$

est l'équation caractéristique de la matrice A et les valeurs de s qui satisfont cette équation sont les valeurs propres de la matrice d'état.

Les modes naturels de la réponse du système sont liés aux valeurs propres. L'analyse des propriétés des valeurs propres de A offre une information importante en termes de stabilité du système [11].

Du fait que le réseau est un système physique, la matrice A possède n valeurs propres :

$$\lambda_i = \lambda_1, \lambda_2, \lambda_3, \dots \quad (2.12)$$

Pour chaque valeur propre λ_i , le vecteur colonne Φ_i , qui satisfait à l'équation (2.13) est appelé vecteur propre droit de la matrice A associé à la valeur propre λ_i [11].

$$A\Phi_i = \lambda_i \Phi_i \quad (2.13)$$

Similairement, le vecteur ligne Ψ_i , qui satisfait :

$$\Psi_i A = \lambda_i \Psi_i \quad (2.14)$$

est appelé le vecteur propre gauche de la matrice A associé à la valeur propre λ_i .

Physiquement, le vecteur propre droit décrit comment chaque mode d'oscillation est distribué le long du vecteur des variables d'état, il est aussi appelé « forme du mode ». Le vecteur propre gauche avec la matrice d'entrée et la perturbation, détermine l'amplitude du mode dans le domaine temporel [11].

Dans le but d'exprimer les propriétés des valeurs propres de la matrice A , nous allons introduire l'analyse modale :

$$\Phi = [\Phi_1, \Phi_2, \dots \Phi_n] \quad (2.15)$$

$$\Psi = [\Psi_1, \Psi_2, \dots \Psi_n] \quad (2.16)$$

Sensibilité des valeurs propres :

L'analyse des sensibilités est appliquée pour déterminer la sensibilité des valeurs propres aux changements des éléments de la matrice A . La sensibilité de la valeur propre λ_i à l'élément a_{kj} de la matrice d'état est égale au produit de l'élément Ψ_{ik} , du vecteur propre gauche fois l'élément ϕ_{ji} du vecteur propre droite :

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = \Psi_{ik} \phi_{ji} \quad (2.17)$$

Matrice de participation

La matrice de participation P , qui combine les vecteurs propres droite et gauche, soit l'association entre les variables d'état et les modes, décrit la sensibilité des valeurs propres :

$$P = [p_1, p_2, \dots p_n] \quad (2.18)$$

Avec

$$p_i = \begin{bmatrix} p_{1i} \\ p_{2i} \\ \vdots \\ p_{ni} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \lambda_1}{\partial a_{ii}} \\ \frac{\partial \lambda_2}{\partial a_{ii}} \\ \vdots \\ \frac{\partial \lambda_n}{\partial a_{ii}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Psi_{1i} \phi_{i1} \\ \Psi_{2i} \phi_{i2} \\ \vdots \\ \Psi_{ni} \phi_{in} \end{bmatrix} \quad (i = 1, \dots, n) \quad (2.19)$$

Où

ϕ_{ki} est l'élément dans la $k^{\text{ème}}$ ligne et $i^{\text{ème}}$ colonne de la matrice Φ .

Ψ_{ik} est l'élément dans la $i^{\text{ème}}$ ligne et $k^{\text{ème}}$ colonne de la matrice Ψ .

p_{ki} est le facteur de participation. Il représente l'influence de la variable d'état k sur le mode i et vice versa [11].

Observation et contrôle

Dans le but de modifier l'oscillation du système par des contrôleurs, l'entrée choisie doit exciter le mode et aussi être visible à la sortie. Les deux critères qui mesurent ces deux propriétés sont dits contrôlabilité et observabilité [37].

Un système est dit contrôlable si pour n'importe quelle variable d'état initiale $\Delta x(t_0) = x_0$ et n'importe quelle autre variable d'état finale $\Delta x(t_1) = x_1$, il existe une entrée qui transfère x_0 vers x_1 dans le domaine temporel. Sinon, le système est dit incontrôlable.

Un système est dit observable si pour n'importe quelle variable d'état initiale et inconnue $\Delta x(t_0) = x_0$, il existe un temps fini $t_1 > 0$ tel que la connaissance de la sortie U et l'entrée Y à travers $[0, t_1]$ suffit pour déterminer une valeur unique $\Delta x(t_0) = x_0$. Sinon, le système est dit non observable.

Les matrices de contrôlabilité et d'observabilité sont définies comme suit :

$$\tilde{B} = \Phi^{-1} \cdot B \quad (2.20)$$

$$\tilde{C} = B \cdot \Phi \quad (2.21)$$

Un mode doit être contrôlable par l'entrée choisie et observable à la sortie choisie, pour un asservissement donné, afin d'avoir un effet sur le mode. Par conséquent, la détermination des variables de contrôle est un objectif important dans la procédure de dimensionnement des FACTS (y compris les PSS) pour l'amortissement des oscillations.

Résidus

La formulation du système de variables d'états ne s'intéresse pas seulement aux propriétés d'entrée et de sortie du système, mais aussi à tout son comportement interne. En revanche,

la représentation en fonction de transfert spécifie uniquement le comportement des entrées-sorties [11] [38] .

Considérons l'équation (2.8) pour une seule entrée et une seule sortie (SISO: Single Input Single Output) et supposons que $D = 0$:

$$\begin{cases} \Delta \dot{x} = A\Delta x + b\Delta u \\ \Delta y = c\Delta x \end{cases} \quad (2.22)$$

La fonction de transfert du système peut être obtenue d'après :

$$G(s) = \frac{\Delta y(s)}{\Delta u(s)} = c(sI - A)^{-1}b \quad (2.23)$$

La fonction de transfert $G(s)$ peut être décomposée comme suit :

$$G(s) = K \frac{(s-z_1)(s-z_2)\cdots(s-z_n)}{(s-p_1)(s-p_2)\cdots(s-p_n)} \quad (2.24)$$

Où $p_1, p_2, \dots, p_n$ sont les pôles du système et aussi ses valeurs propres et $z_1, z_2, \dots, z_n$ sont ses zéros.

Aussi, $G(s)$ peut s'écrire sous forme de fractions :

$$G(s) = \frac{R_1}{(s-p_1)} + \frac{R_2}{(s-p_2)} + \cdots + \frac{R_n}{(s-p_n)} = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{(s-p_i)} = \sum_{i=1}^n \frac{R_i}{(s-\lambda_i)} \quad (2.25)$$

Où R_i est le résidu de $G(s)$ au pôle p_i [11]:

$$R_i = c\Phi_i\Psi_i b \quad (2.26)$$

Les résidus donnent la sensibilité de la valeur propre correspondante à l'asservissement donné par la fonction de transfert. Ils sont utilisés pour la recherche du signal d'asservissement qui donne une grande influence sur le mode à amortir.

2.3.1.2 Dimensionnement des contrôleurs FACTS POD

Généralement, la fonction d'amortissement d'un FACTS est réalisée principalement par la variation de la puissance transmise le long de la ligne. Avec un compensateur avant-arrière approprié, le couple d'amortissement fourni par le contrôleur d'amortissement est proportionnel au gain du contrôleur.

Depuis que les FACTS ont commencé à être installés dans les réseaux, les signaux locaux ont toujours été préférés. La méthode des résidus est une approche adéquate pour la recherche du meilleur signal local de contrôle lors de la procédure de dimensionnement. En plus, il s'agit également d'une approche simple et pratique pour la conception des contrôleurs FACTS POD. Par conséquent, dans cette recherche, la méthode des résidus est appliquée et la procédure de dimensionnement du contrôleur linéaire FACTS POD se traduit comme suit :

- * Sélection du signal d'asservissement.
- * Dimensionnement du contrôleur en utilisant la méthode des résidus.
- * Test du contrôleur sous plusieurs conditions de fonctionnement.

Introduction à la méthode des résidus

Soit le système en boucle fermée de la Figure 2.9, où $G(s)$ représente la fonction de transfert du réseau et $H(s)$ est la fonction de transfert du PSS ou alors du FACTS POD. Supposons que l'emplacement du contrôleur est déterminé, donc le signal d'entrée est disponible. Le signal de sortie $y(s)$ peut être choisi en se basant sur la valeur maximale du résidu donnée par les sorties choisies.

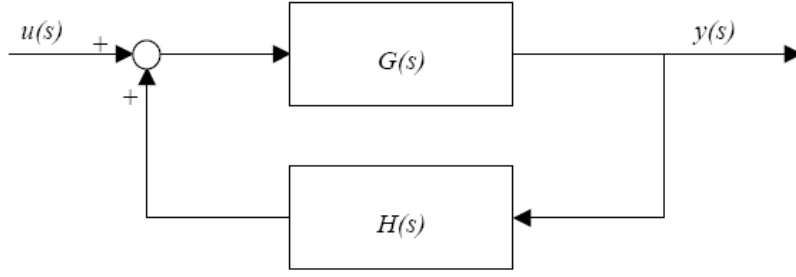


Figure 2.9 Réseau Electrique avec le FACTS POD ou le PSS

Comme il a été montré dans la Figure 2.8, les contrôleurs d'amortissement présentent une fonction de transfert composée de plusieurs étages, un washout et m_c étages avance-retard (généralement $m_c = 2$) [37] [34]. La fonction de transfert d'un FACTS POD est :

$$H(s) = K_P \frac{sT_w}{1+sT_w} \left[\frac{1+sT_{lead}}{1+sT_{lag}} \right]^{m_c} = K_P H_1(s) \quad (2.27)$$

Où K_P est un gain positif et $H_1(s)$ est la fonction de transfert des étages washout et avance-retard. T_w est la constante de temps du washout, T_{lead} et T_{lag} sont les constantes de temps avance- retard respectivement.

Pour le système en boucle fermée, la sensibilité au gain d'asservissement K_P est donnée par l'équation suivante (voir annexe 1.1) [39] [40] :

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K_P} = R_i \frac{\partial H(\lambda_i)}{\partial K_P} = R_i \frac{\partial [K_P H_1(\lambda_i)]}{\partial K_P} = R_i H_1(\lambda_i) \quad (2.28)$$

Où

R_i est le résidu du système en boucle ouverte

λ_i est le mode qui doit être influencé par le contrôleur

Au point de fonctionnement initial, qui est généralement le système en boucle ouverte, les petites variations de la valeur propre λ_i peuvent être décrites comme :-

$$\Delta\lambda_i = R_i \Delta K_P H_1(\lambda_i) \quad (2.29)$$

L'objectif des POD ou des PSS est d'améliorer le coefficient d'amortissement du mode sélectionné i . Donc $\Delta\lambda_i$ doit être un réel négatif pour déplacer λ_i dans le demi-plan négatif sans modifier la fréquence du mode. La Figure 2.10 représente le déplacement de la valeur propre sous l'action d'un contrôleur [39].

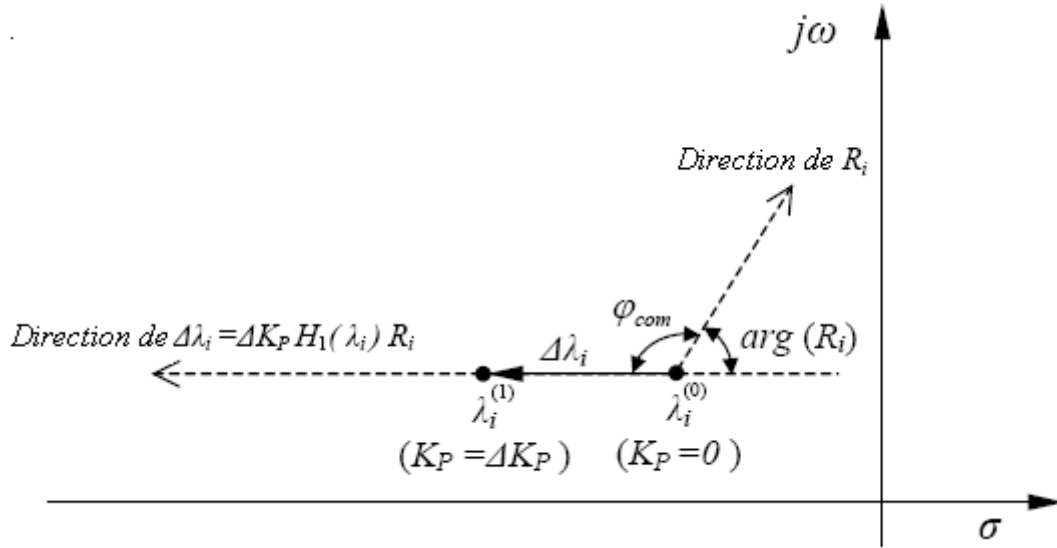


Figure 2.10 Déplacement d'une valeur propre sous l'action d'un POD ou PSS

Détermination du signal d'asservissement et l'emplacement des contrôleurs

Comme il a été mentionné, il y a plusieurs signaux locaux pour les FACTS : la puissance de transit dans les lignes aussi bien que la tension terminale peuvent être utilisés comme signaux d'entrées. A partir de l'équation (2.29), il est clair que pour le gain de la boucle de contrôle, un plus grand résidu se traduira par un plus grand changement dans le mode d'oscillation correspondant. Donc, un bon signal d'asservissement d'un FACTS se traduira par un grand résidu pour le mode considéré. La méthode des résidus est la meilleure méthode de recherche du bon signal d'asservissement.

Détermination des paramètres avance – retard

Après la sélection du signal d'entrée (d'asservissement) qui détermine la direction du déplacement de la valeur propre, les paramètres avance-retard seront déterminés.

$$\begin{aligned}
 \varphi_{com} &= 180 - \arg(R_i) \\
 \alpha_c &= \frac{T_{lag}}{T_{lead}} = \frac{1 - \sin(\frac{\varphi_{com}}{m_c})}{1 + \sin(\frac{\varphi_{com}}{m_c})} \\
 T_{lead} &= \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha_c}}, \quad T_{lag} = \alpha_c T_{lead}
 \end{aligned} \tag{2.30}$$

Où

$\arg(R_i)$ est la phase du résidu R_i

ω_i est la fréquence du mode recherché d'oscillation en rad/s

m_c est le nombre d'étages de compensation, généralement $m_c = 2$. L'angle compensé par chaque étage doit être entre $30^\circ - 50^\circ$.

Détermination du gain K_p

Avec une bonne compensation avance-retard, l'efficacité du contrôleur (POD ou PSS) est proportionnelle au gain K_p . Cependant, avec une variation de K_p , tous les modes d'oscillation seront influencés. Ainsi, dans le but d'optimiser l'amortissement de tous les modes d'oscillation, la valeur K_p est déterminée par la méthode des lieux des pôles (root-locus).

Avec l'augmentation de K_p , la valeur initiale $\lambda_i^{(0)}$ du point d'opération original se déplace vers $\lambda_i^{(1)}$. Ce point de fonctionnement donne lieu à un nouveau résidu, ce qui, selon l'équation (2.29), nécessitera un ajustement des paramètres du contrôleur dans la fonction de transfert $H_1(s)$. Cependant, dans les applications pratiques, le dimensionnement se base

sur les sensibilités des valeurs propres en boucle ouverte, parce que la variation de l'angle du résidu est petite lorsque il y a des petites augmentations de K_p .

2.3.2 Dimensionnement des POD et PSS – approche non-linéaire

La méthode des résidus est une approche linéaire et requérant une linéarisation du système autour d'un point de fonctionnement particulier. Donc, le contrôleur dimensionné par cette approche ne fournira un amortissement que pour certains modes d'oscillation. Le contrôleur doit alors faire l'objet d'un autre dimensionnement autour d'un autre point de fonctionnement pour assurer une bonne performance. Une approche alternative de dimensionnement est utilisée, c'est l'approche dite non-linéaire, qui tient compte de la nature non linéaire du réseau déjà ignoré par la première méthode. Cette technique est pratique pour l'amélioration de la performance du réseau sous plusieurs perturbations [41].

Dans cette section, les paramètres des contrôleurs POD sont optimisés en utilisant un algorithme non linéaire d'optimisation.

2.3.2.1 Optimisation non linéaire des paramètres d'un contrôleur FACTS

L'objectif de cette section est de chercher les paramètres optimaux de dimensionnement des POD ou des PSS pour minimiser la différence de l'angle de puissance entre deux zones. Cet objectif peut faire l'objet de la formulation non linéaire suivante :

$$\begin{aligned} & \min f(x) \\ \text{s.t. } & h(x) = 0 \\ & g(x) \geq 0 \end{aligned} \tag{2.31}$$

Où

$f(x)$	est la fonction objectif
x	est un vecteur contenant les paramètres du contrôleur (constantes du temps et gains)
$h(x)$	sont les contraintes d'égalité
$g(x)$	sont les contraintes d'inégalité

La fonction objectif adoptée dans notre étude est définie par l'expression :

$$f(x) = \int_0^t |\delta_{zone\ 1-2}(t, x) - \delta_{zone\ 1-2}(0, x)| dt = \sum_{i=0}^{t/dt} \left| \Delta\delta \left(i \frac{t}{dt}, x \right) \right| dt \quad (2.32)$$

Où

$\delta_{zone\ 1-2}(t, x)$ est la différence des angles entre les deux zones à l'instant t

$\delta_{zone\ 1-2}(0, x)$ est la différence des angles entre les deux zones à initiales

$\Delta\delta \left(i \frac{t}{dt}, x \right)$ est la différence entre l'angle courant et initial

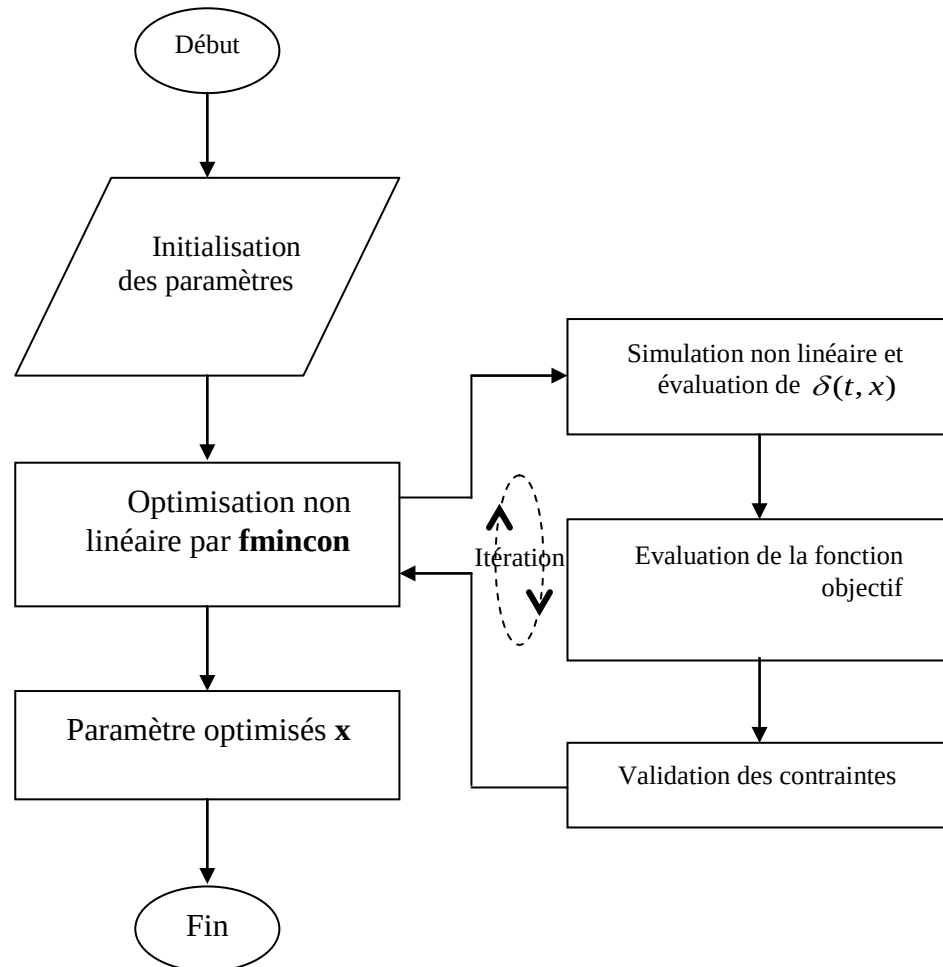


Figure 2.11 Organigramme de l'optimisation non linéaire par fmincon

Avec la variation des paramètres du POD (les paramètres x), la valeur $\Delta\delta$ changera. Dans cette simulation, le programme **Matlab® Optimization Toolbox** est utilisé [32]. La figure 2.11 présente l'organigramme de cette méthode. Le programme démarre avec des valeurs initiales du POD puis la procédure non-linéaire est utilisée pour la correction des paramètres par la minimisation de la fonction $f(x)$.

2.3.2.2 Résultats de simulation

Pour des raisons de simplification, l'optimisation non linéaire des paramètres est d'abord appliquée à un modèle simplifié de réseaux électriques. C'est le cas d'une machine connectée à un nœud infini (Figure 2. 12) où un TCSC est placé dans la ligne de connexion. Pratiquement, les FACTS sont installés sur les lignes d'interconnexions entre deux zones d'un réseau quelconque.

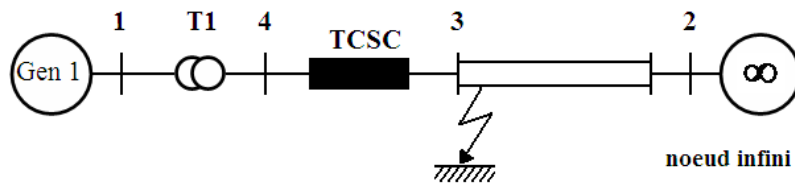


Figure 2.12 Modèle d'un réseau comportant une machine et un nœud infini.

Dans la Figure 2.14, il est clairement observé une amélioration de l'amortissement des oscillations du réseau.

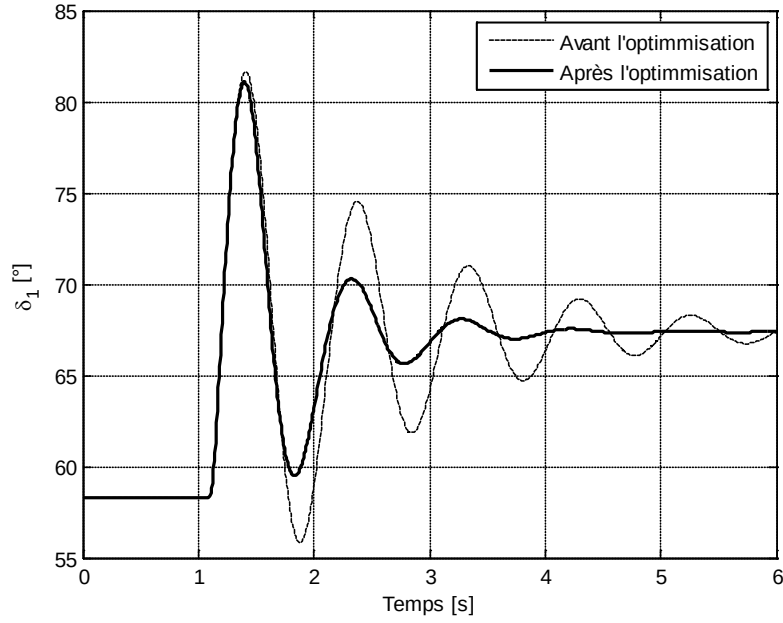


Figure 2.13 Simulation nonlinéaire

Les paramètres du FACTS POD optimisés sont donnés comme suite :

$$K = 10; T_w = 10 \text{ s}; T_1 = T_3 = 0.10 \text{ s}; T_2 = T_4 = 0.06 \text{ s}; C_{max} = 10; C_{min} = 0.1$$

2.4 Dimensionnement et Coordination de plusieurs FACTS POD

Dans cette section, la coordination de deux FACTS POD est abordée.

2.4.1 Dimensionnement séquentiel traditionnel

Dans le but de minimiser les interactions entre les contrôleurs FACTS, ils sont dimensionnés séparément et séquentiellement. Traditionnellement, le dimensionnement se base sur la méthode du modèle linéaire du réseau donnée à la Section 2.3.

Cette méthode ne tient compte que d'un seul point de fonctionnement. Si le point change, les paramètres du contrôleur doivent être ajustés. En fait, dans l'environnement dérégulé et l'ouverture du marché d'électricité, les réseaux changent fréquemment leurs points de fonctionnement pour satisfaire les demandes contractuelles. Donc les contrôleurs FACTS (ou alors les PSS) doivent avoir l'habilité de s'ajuster et s'adapter avec le nouveau point de fonctionnement.

Par ailleurs, en plus du changement de point de fonctionnement, les paramètres du réseau (c'est-à-dire les réactances de lignes de transport) peuvent également changées en raison de l'exploitation des dispositifs FACTS. Ajoutant à tout cela, les non linéarités des réseaux et les incertitudes paramétriques qui rendent la coordination encore plus compliqué. Afin de gérer les incertitudes et les différentes conditions d'exploitation, la logique floue est employée dans cette recherche.

2.4.2 Dimensionnement et coordination des contrôleurs floue FACTS

La logique floue est l'une des approches les plus réussies en pratique. Elle utilise les connaissances qualitatives d'un système pour la conception de ces propres contrôleurs [42].

En outre, les contrôleurs flous (**FLC : Fuzzy Logic Controllers**) ne nécessitent pas une connaissance du modèle mathématique du système. Ils peuvent couvrir une grande plage de fonctionnement et sont robustes [43]. En ajoutant des contrôleurs de coordination FLC en cascade avec les FACTS POD, l'avantage de ces derniers reste toujours présent.

Le modèle de réseau à trois machines, équipé de deux TCSC, est utilisé dans ce qui suit pour des raisons d'illustration. Ici, les générateurs G1~G3 représentent les trois zones. Les TCSC sont installés entre les nœuds 8 et 18, et entre les nœuds 8 et 19. Le diagramme unifilaire du réseau est représenté par la Figure 2.14 (voire annexe 1.3. pour les données).

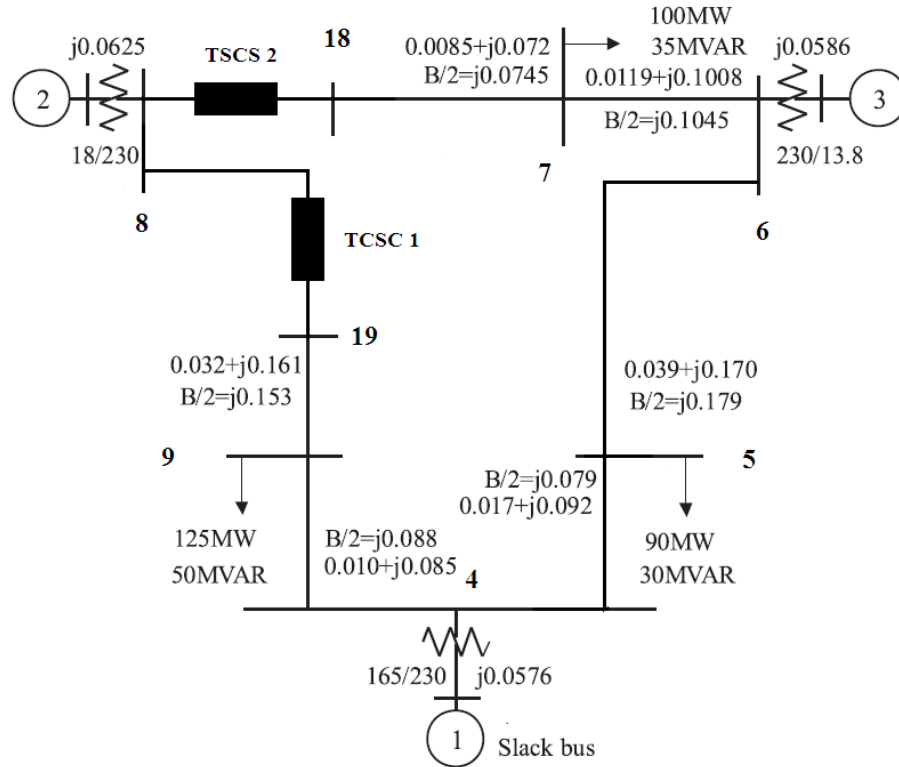


Figure 2.14 Modèle d'un réseau à trois zones

La structure du contrôleur flou FACTS POD est illustrée dans la Figure 2.15, où les entrées V_2 , V_7 sont les tensions (en pu).

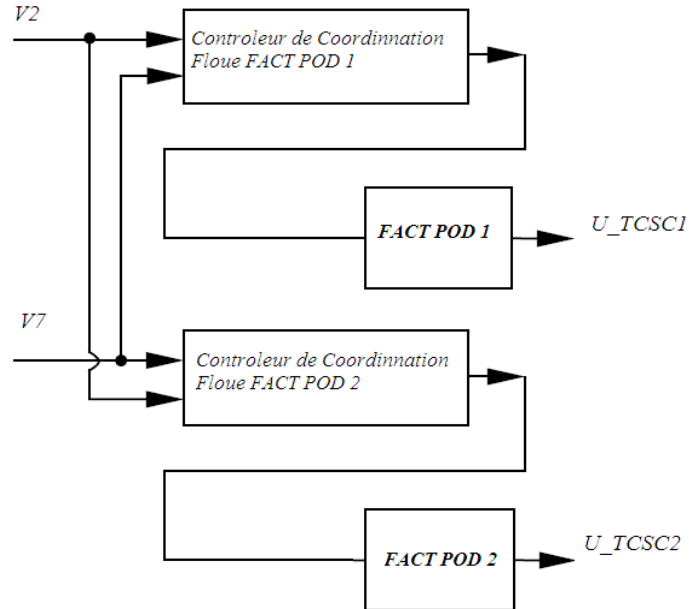


Figure 2.15 contrôleurs de coordination floue

Comme il est montré dans la Figure 2.15, la sortie du contrôleur de coordination des POD est un signal d'amplification pour ajuster le TCSC POD [44]. Avec cette méthode, un FACTS POD est réglé dynamiquement par l'approche des ensembles flous.

2.4.2.1 Approche floue pour la coordination des contrôleurs POD

La théorie des ensembles flous a été introduite en 1960 par le Professeur Lotfi Zadeh pour gérer des variables linguistiques.

Les contrôleurs à base de la logique floue (FLC) sont des contrôleurs basés sur des règles où l'ensemble représente le mécanisme de décision de la commande.

Similairement au FLC, le contrôleur de coordination flou possède trois processus séquentiels différents ; la Fuzzification, les règles de contrôle et la Défuzzification. Le schéma block du contrôleur flou de coordination est schématisé dans la Figure 2.16.

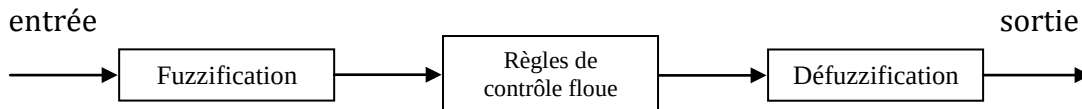


Figure 2.16 Schéma block d'un contrôleur de coordination floue

Dans notre étude, nous optons pour la méthode de Sugeno. Les contrôleurs sont générés par la technique ANFIS (Adaptive Network based Fuzzy Inference System) implémentée dans le logiciel Matlab ®. L'opérateur « Et » est réalisé par la formation du minimum, la conclusion de chaque règle floue d'une forme polynomiale. La sortie finale est égale à la moyenne pondérée de la sortie de chaque règle floue (Figure 2.17).

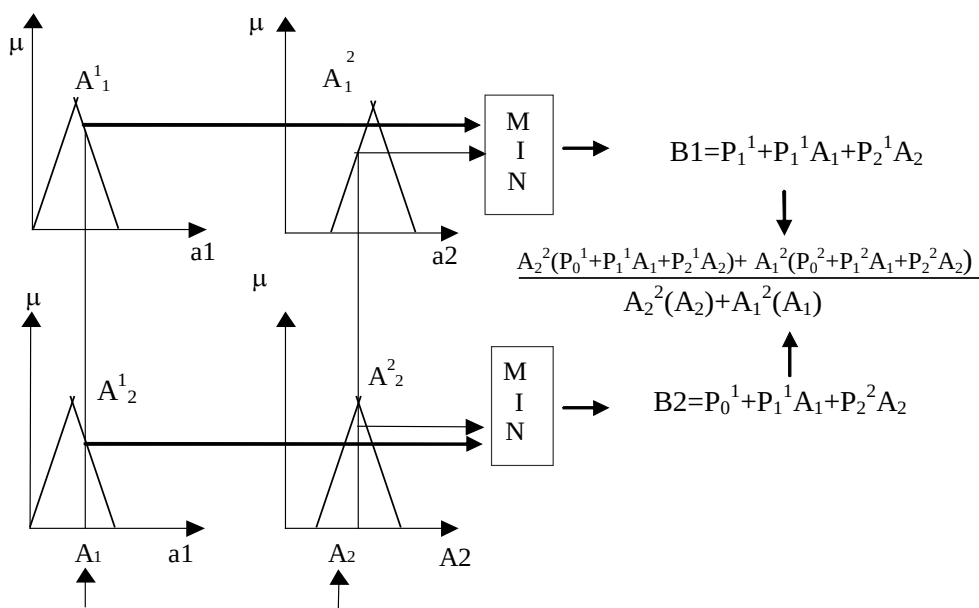


Figure 2.17 Exemple de la méthode de Sugeno

L'interface de fuzzification : inclut les fonctions suivantes :

- Mesure des variables d'entrée
- Représentation d'une catégorie cartographique d'échelle transférant la plage des variables d'entrée aux univers de discours correspondant.
- Transformation des variables d'entrée en variables linguistiques avec la définition des fonctions d'appartenance.

Défuzzification

Pour pouvoir définir la loi de commande, le contrôleur flou doit être accompagné d'une procédure de défuzzification jouant le rôle de convertisseur de la commande floue en valeur physique nécessaire pour un tel état du processus. Il s'agit de calculer, à partir des degrés d'appartenance à tous les ensembles flous de la variable de sortie, l'abscisse qui correspond à la valeur de cette sortie.

Plusieurs stratégies de défuzzification existent, les plus utilisées sont :

- Méthode du maximum
- Méthode de la moyenne des maximums
- Méthode du centre de gravité
- Méthode des hauteurs pondérées

Méthode du maximum

Cette stratégie génère une commande qui présente la valeur maximale de la fonction d'appartenance résultante issue de l'inférence. Cette méthode est très simple mais néanmoins présente un certain inconvénient lorsqu'il existe plusieurs valeurs moyennes de toutes les valeurs pour lesquelles la fonction d'appartenance résultante est maximale.

Méthode de la moyenne des maximums

Cette méthode génère une commande qui représente la valeur moyenne de toutes les valeurs pour lesquelles la fonction d'appartenance résultante est maximale.

Méthode du centre de gravité

Cette méthode est la plus utilisée dans les contrôleurs flous. Elle génère le centre de gravité y de la fonction d'appartenance issue de l'inférence.

L'abscisse du centre de gravité peut être déterminée à l'aide de la relation suivante :

$$\bar{y} = \frac{\int y \mu_{res}(y) dy}{\int \mu_{res}(y) dy} \quad (3.20)$$

L'intégrale au dénominateur donne la surface, tandis que l'intégrale au numérateur correspond au moment de la surface.

La détermination de centre de gravité nécessite une envergure de calcul assez importante, surtout pour l'exécution en temps réel. De ce fait, cette méthode est la plus coûteuse en temps de calcul.

2.4.2.2 Simulation

En utilisant le réseau de la Figure 2.14 avec la machine G1 comme machine référence, trois types de défauts ont été simulés à savoir :

- défaut au nœud 4 avec élimination de la ligne 4-5
- défaut au nœud 5 avec élimination de la ligne 5-6
- défaut au nœud 6 avec élimination de la ligne 6-5

Les caractéristiques tracées dans les Figures 2.18, 2.19 et 2.20 représentent les angles internes des différentes machines avec et sans coordination des contrôleurs POD, respectivement pour chaque scénario.

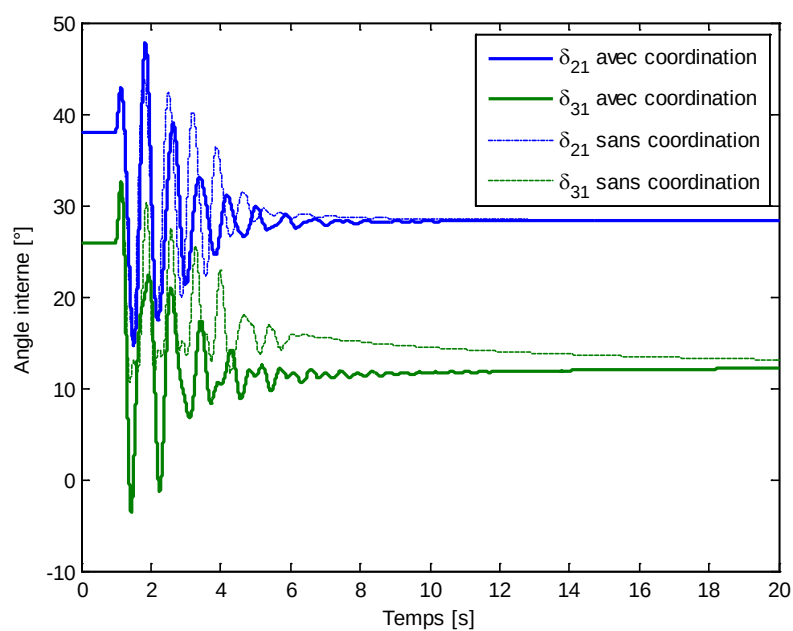


Figure 2.18 Défaut au nœud 4 avec élimination de la ligne 4-5

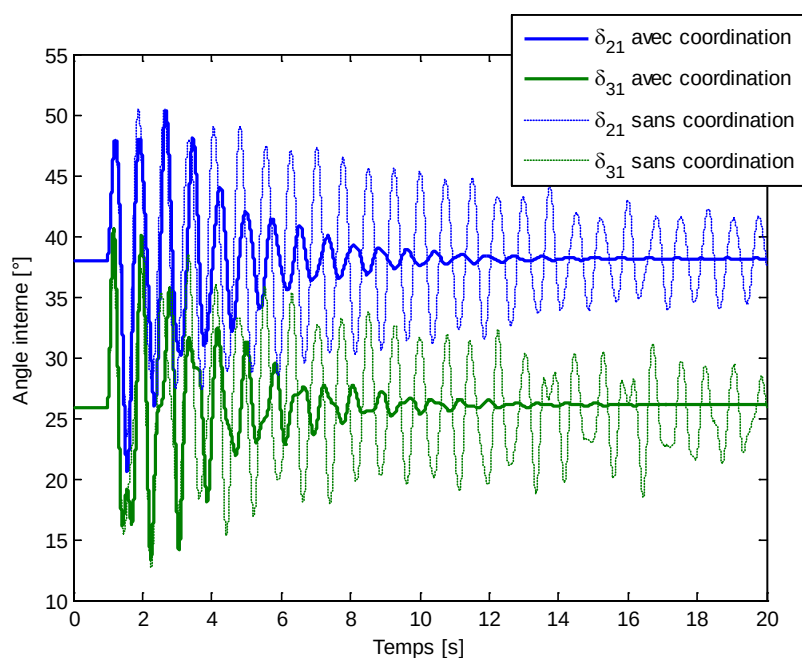


Figure 2.19 Défaut au nœud 5 avec élimination de la ligne 5-6

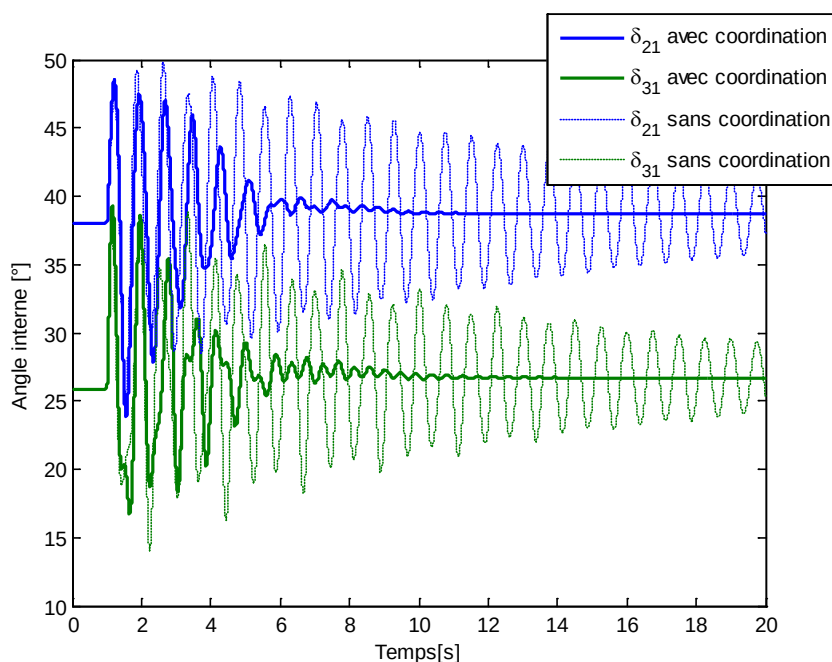


Figure 2.20 Défaut au nœud 6 avec élimination de la ligne 6-5

Comme il a été présenté dans cette section, le contrôle coordonné par la logique floue est une méthode efficace pour la coordination des FACTS POD. Cette technique n'est pas seulement robuste mais est simple à implémenter dans des réseaux électriques réels.

2.5 Conclusion

Dans ce chapitre, deux méthodes de dimensionnement des FACTS POD sont discutées : la méthode linéaire et la méthode d'optimisation non linéaire des paramètres. L'optimisation non linéaire capture l'aspect complexe et dynamique du réseau, essentiellement pendant les défauts critiques. Elle est efficace pour l'amélioration des performances du réseau en tenant compte des défauts, même les plus sévères.

Ce pendant, pour les grands réseaux, la méthode non linéaire nécessite un temps de simulation très important comparé au temps exigé par la méthode linéaire. Ainsi, elle est préférée pour les réseaux réels. Ce type de dimensionnement requiert le modèle linéaire du réseau autours de quelques points de fonctionnement particuliers, ce qui assure un bon amortissement de certains modes aux points de fonctionnement sélectionnés, donc un autre dimensionnement autour d'autres points de fonctionnement est toujours recommandé.

On peut conclure ce qui suit :

- vu le temps de simulation, la méthode non linéaire n'est applicable que pour des réseaux de petite taille. Avec le développement de la technologie des calculateurs, cette méthode peut être appliqué pour des réseaux très grands.
- Dans le cas des réseaux de grande taille, la méthode linéaire est la plus recommandée puisque elle est simple et rapide. Pour aboutir à des performances acceptables en matière d'amortissement des oscillations, plusieurs points de fonctionnement doivent être étudiés.
- La méthode de coordination basée sur la logique floue est recommandée pour des réseaux qui changent souvent leurs points de fonctionnement, c'est une méthode simple, robuste et peut être réaliser facilement dans des réseaux réels.

Chapitre 3. Sélection des emplacements Optimaux des FACTS

3.1 Introduction

Plusieurs recherches ont abordé l'emplacement optimal des FACTS tout en se basant sur différents critères [9], [45], [30], [46]. Dans ce chapitre trois critères seront discutés : le critère de la Capacité de Transfert Disponible : ATC (Available Transfert Capability) ; le critère de la stabilité en régime établi et le critère économique. Puisque l'apport majeur des FACTS réside sur leur contribution économique et leur capacité d'amortir les oscillations électromécaniques, seul le critère économique et le critère de la stabilité en régime établi seront détaillés.

3.2 Le critère ATC

Le NERC (North American Electric Reliability Council) [47], [46] a établi des procédures pour la détermination de l'ATC d'un réseau interconnecté dans l'environnement dérégulé. L'ATC est constitué par les termes suivants : *TTC* (Total Tranfer Capacity) qui est la puissance maximale pour laquelle le transfert ne cause aucune violation de limites, alors que la somme de transport en vigueur de l'engagement entre deux zones est défini par ETC (Existing Transmission Commitment). La Marge de fiabilité de transport : TRM (Transmission Reliability Margin) est la quantité de la capacité de transport nécessaire pour s'assurer que le réseau interconnecté est sécurisée vis-à-vis des incertitudes du système. La Capacité de la Marge Bénéficiaire : CBM (Capacity of Benefit Margin) est la quantité de la capacité de transfert de charges, réservée par les entités siégeant, nécessaire à garantir l'accès à la production des réseaux interconnectés pour satisfaire les exigences de fiabilité.

Ainsi, l'ATC est définit comme suit :

$$ATC = TTC - TRM - ETC - CBM$$

La satisfaction de ce critère assure seulement l'apport technique des FACTS, en termes d'ATC. Cependant, le plan économique, qui prend en considération à la fois le coût des FACTS et le coût de production, n'est pas pris en compte. Vu l'importance de ce dernier dans les études des réseaux électriques, la planification économique sera considérée dans la suite de ce travail.

Par ailleurs, le critère de stabilité en régime établi, doit aussi être pris en compte dans les études dynamiques du système.

3.3 Critère de la stabilité en régime établi

Les dispositifs *FACTS* sont aussi reconnus pour leurs actions dans l'aspect amortissement des oscillations des modes interzones, comme il a été présenté dans le Chapitre 2. Cet aspect est affecté par le bon choix des paramètres de leurs contrôleurs et aussi de leurs emplacements. En utilisant la méthode des résidus, l'emplacement optimal de ces dispositifs peut être déterminé. Ce critère de choix des emplacements est dit critère de stabilité en régime établi.

Le réseau New England simplifié avec 16 machines, 68 nœuds [37] [38] et présenté dans la Figure 3.1, est étudié avec présence de dispositifs TCSC. Les modules des tensions sont utilisés comme entrées des TCSC et l'impact de ces signaux d'entrée sur les valeurs propres critiques sera analysé en utilisant la méthode des résidus.

Au moyen des facteurs de participations et des vitesses des rotors, ce réseau est divisé en 5 zones cohérentes. Le mode interzone le plus critique est celui des deux zones 3 et 4 causé par la faible ligne d'interconnexion qui les relie. La Figure 3.2 montre les valeurs propres dominantes de ce système. Il est constaté que l'amortissement du mode 2, correspondant à l'oscillation interzone entre les régions 3 et 4 n'est pas satisfaisant.

Pour rechercher le meilleur emplacement du TCSC, les lignes suivantes ont été testées 41-42, 42-52, 50-51 et 46-49. Les résidus associés au mode 2 sont présentés dans le Tableau 3.1. Les résidus sont calculés par le biais de la fonction de transfert entre la tension terminale et la réactance du TCSC.

Comme il peut être constaté dans le Tableau 3.1, le nœud 50 possède un grand résidu au mode interzone 2. Donc le TCSC doit être installé sur la ligne 50-51 (la faible ligne d'interconnexion entre les zones 3 et 4), et la tension au nœud 50 est choisie comme signal d'entrée.

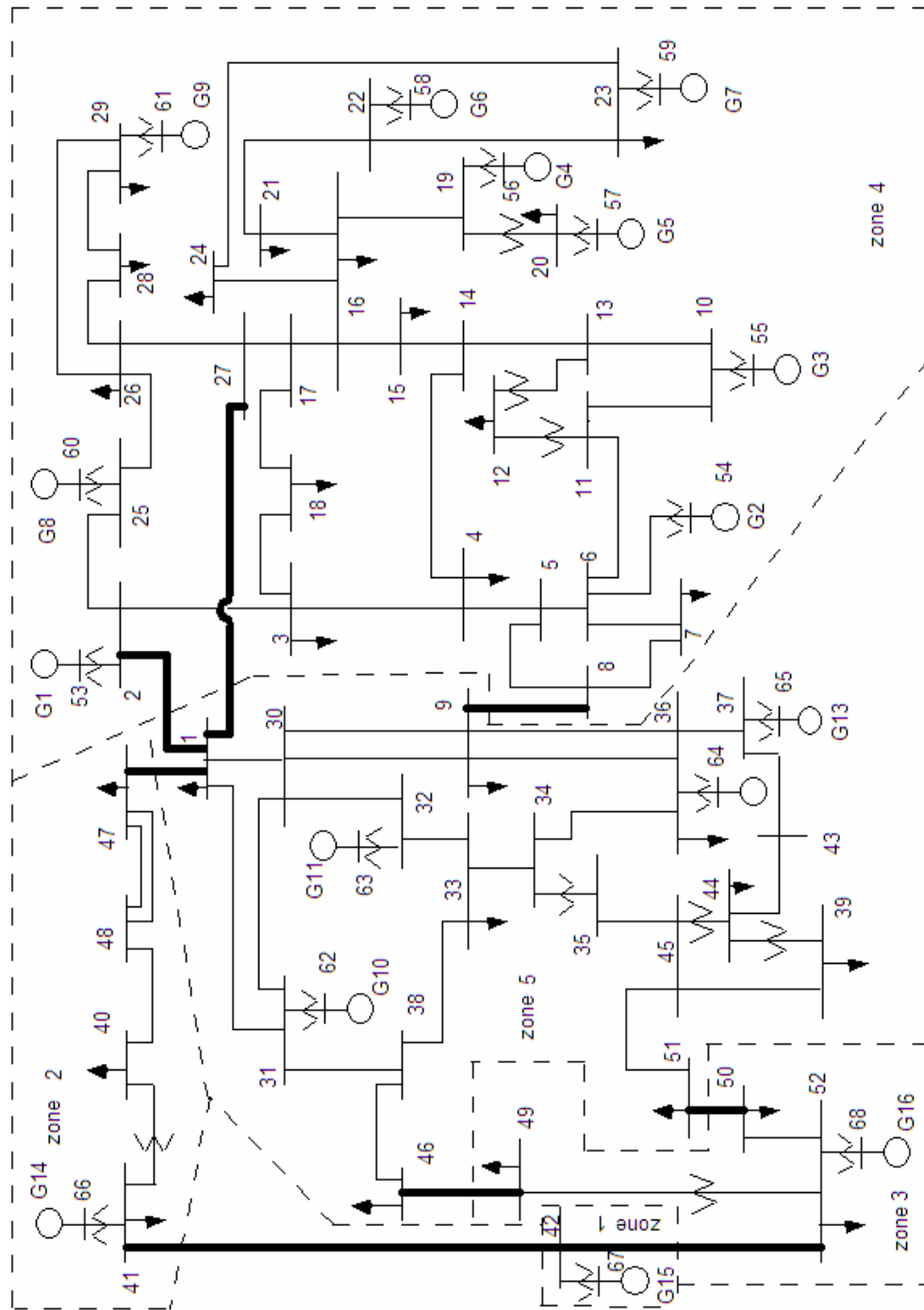


Figure 3.1 Agrégation du réseau New England

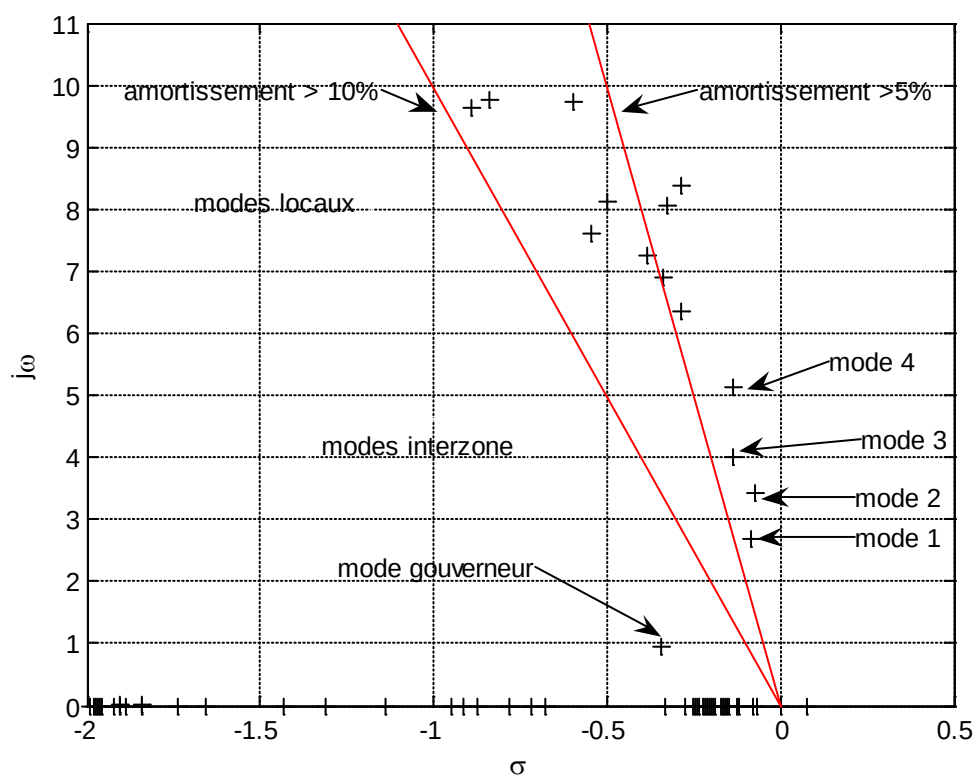


Figure 3.2 Modes dominants du réseau New England

Tableau 3.1 Résidus associés au mode 2 ($\times 10^4$).

Emplacement du TCSC Signal d'entrée	41-42	42-52	50-51	46-49
$ V_{41} $	0.1372	0.4927	0.6574	0.1939
$ V_{42} $	0.0380	0.1206	0.1478	0.0234
$ V_{46} $	0.5586	1.5229	0.9689	0.6510
$ V_{49} $	0.9700	1.4497	1.9781	0.3137
$ V_{50} $	1.5574	1.9480	3.2759	1.2747
$ V_{51} $	1.2356	2.0321	3.3552	1.0158
$ V_{52} $	0.6983	0.5394	1.8276	0.5656

Comme il a été mentionné au Chapitre 2, les paramètres du FACTS POD peuvent être aussi déterminés par la méthode des résidus. L'angle du résidu associé au mode 2 avec un signal d'entrée représenté par la tension du nœud 51 est 92.1837° . Ainsi, les paramètres du contrôleur avance- retard peuvent être obtenus (en utilisant un contrôle négatif).

$$H_{TCSC}(s) = -K_P H_1(s) = -K_P \cdot 100 \cdot \frac{5s}{1+5s} \cdot \left[\frac{1+1,96s}{1+0,35s} \right]^2 \quad (3.1)$$

Le diagramme de Bode de $H_1(s)$ présenté dans la Figure 3.3 montre que le contrôleur possède une phase arrière de 92.2° à la fréquence du mode interzone en question.

Le diagramme des lieux de pôles quand le gain K_P vari entre 0 et 200 est présenté dans la Figure 3.4. Il est clair que ce contrôleur n'a pas d'influence sur les modes locaux. Aussi, le mode 2 est nettement déplacé horizontalement dans le sens négatif. Donc, les paramètres du contrôleur sont réglés d'une façon optimale par cette méthode. La valeur du gain K_P peut être déduite facilement de ce diagramme.

Cependant, il reste quelques modes électromécaniques dont la performance n'est pas satisfaisante. Ce qui exige une coordination de ce FACTS POD avec les PSS.

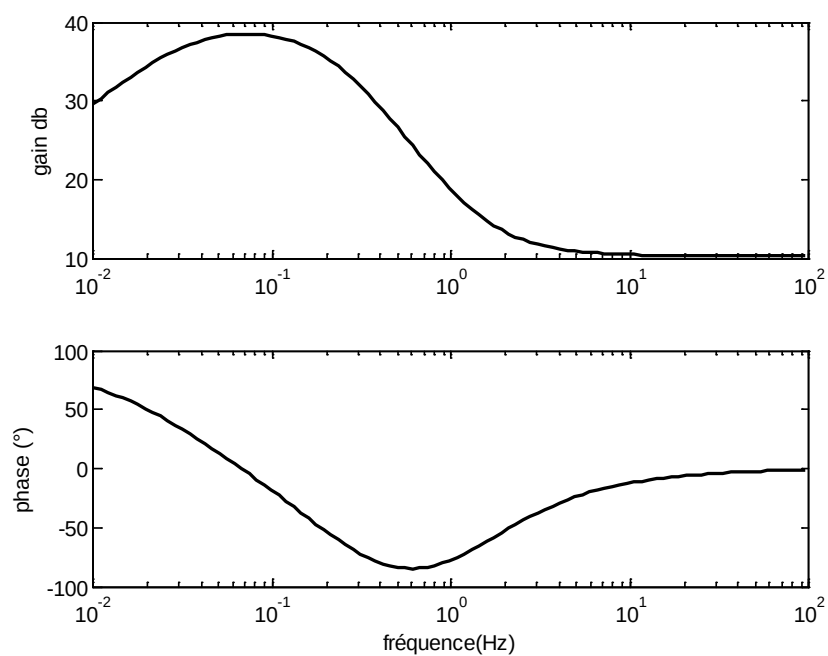


Figure 3.3 Diagramme de Bode du contrôleur FACTS POD.

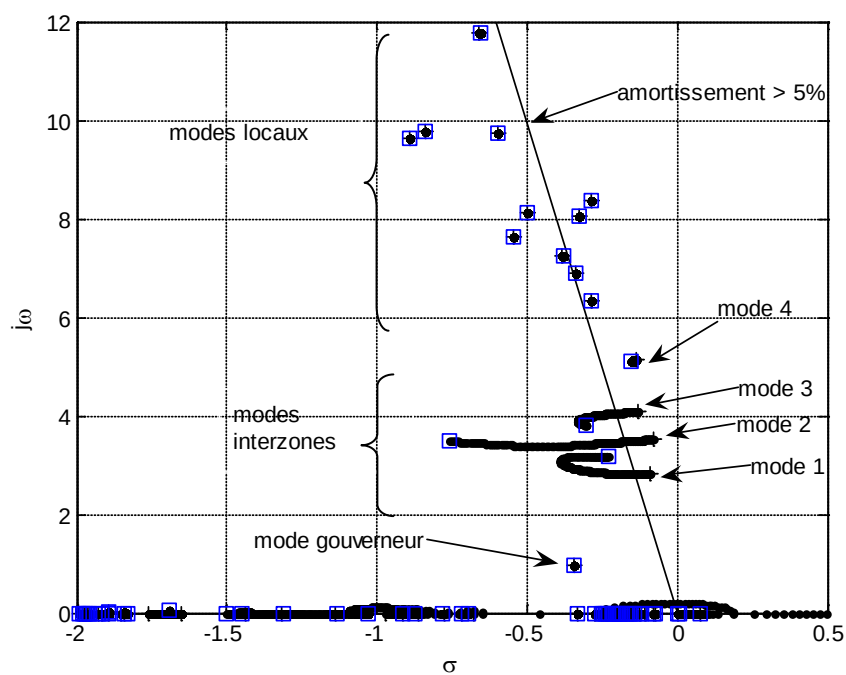


Figure 3.4 Lieux des pôles pour le contrôleur FACTS POD

• Le gain K_P varie entre 0 (+) et 200 ($\square$).

Le critère de stabilité en régime établi est basé sur l'analyse dynamique du réseau, Cependant, l'investissement des FACTS et l'aspect exploitation optimale du réseau en présence des FACTS ne sont pas abordés. Ces deux aspects seront traités dans ce qui suit.

3.4 Critère économique

Choix des emplacements optimaux des FACTS par les Algorithmes génétiques

La fonction primordiale des FACTS dans les réseaux électriques est le contrôle des échanges de puissance. Cela n'est assuré que s'ils sont installés aux endroits adéquats [48]. Ces dispositifs peuvent être utilisés pour atteindre un fonctionnement autour du point d'écoulement de puissance optimal sans violation des contraintes et donc assurer un fonctionnement économique, *i. e.*, à un faible coût de production.

Donc, le choix du type de FACTS à utiliser et son emplacement peut se faire tout en respectant l'objectif d'une génération à des coûts minimums ainsi que l'aspect dispatching. Ce critère de choix est dit critère économique.

3.4.1 Fonctions coût

Les coûts considérés sont les coûts de production et les coûts d'investissement des FACTS. Pour la minimisation des coûts de production, la fonction est très connue et implémentée dans plusieurs softwares, exemple dans [49]. Dans notre recherche, nous lui ajouterons la fonction coût d'investissement des FACTS.

3.4.1.1 la fonction coût de production

La fonction coût de production est une fonction très connue, quadratique et polynomiale de la forme :

$$c_2(P_G) = \alpha_0 + \alpha_1 P_G + \alpha_2 P_G^2 \quad (3.2)$$

Où P_G est la puissance générée (MW), et α_0, α_1 et α_2 sont des constantes.

3.4.1.2 la fonction coût d'investissement des FACTS

D'après le constructeur Siemens [50], les coûts des SVC, TCSC et UPFC sont développés comme suit :

La fonction coût d'un UPFC en \$/kVar est :

$$c_{1UPFC} = 0.0003 s_{FACTS}^2 - 0.2691 s_{FACTS} + 188.22 \quad (3.3)$$

La fonction coût d'un TCSC en \$/kVar est :

$$c_{1TCSC} = 0.0015 s_{FACTS}^2 - 0.7130 s_{FACTS} + 153.75 \quad (3.4)$$

La fonction coût d'un SVC en \$/kVar est :

$$c_{1SVC} = 0.0003 s_{FACTS}^2 - 0.3051 s_{FACTS} + 127.38 \quad (3.5)$$

Où s_{FACTS} est le rang d'opération du FACTS ((la valeur nominale)) en MVar.

Les fonctions coût pour le SVC, TCSC et UPCF sont présentées dans la Figure 3.5.

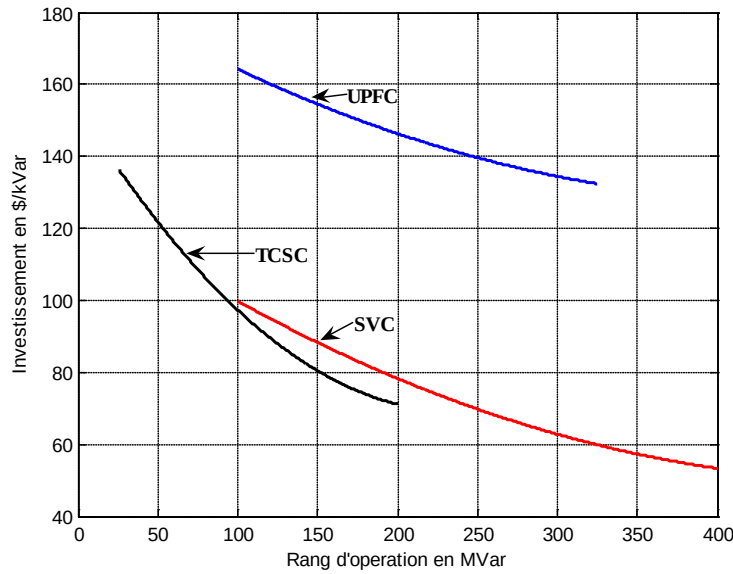


Figure 3.5 fonction de coût des FACTS

3.4.2 Choix des emplacements optimaux des FACTS

La formulation du problème de choix optimal des emplacements des FACTS peut être exprimée comme suit :

$$\begin{aligned} \min c_{Total} &= c_1(f) + c_2(P_G) \\ \text{s.t.} \end{aligned} \tag{3.7}$$

$$E_1(f, P_G) = 0$$

$$B_1(f) > 0, B_2(P_G) > 0$$

Où

c_{Total} : la fonction objectif totale comprenant le coût de l'investissement et le coût de production

E_1 représente les équations de l'écoulement de puissance

B_1, B_2 sont respectivement les contraintes d'inégalité pour les FACTS et l'écoulement de puissance optimal.

f, P_G sont des variables représentant les paramètres des FACTS et les puissances débitées par les alternateurs.

Le coût d'une unité de production est exprimé en \$/Heure alors que les coûts d'investissement des FACTS sont exprimés en \$. Ces derniers doivent être exprimés en \$/Heure. Normalement les FACTS sont conçus pour être en service durant plusieurs années [4], [5], [33], [51]. Cependant, ils sont employés que durant une partie de leurs durées de vie pour le contrôle de l'écoulement de puissance. Dans cette recherche, trois ans sont utilisés pour l'évaluation du coût moyen des FACTS, *i.e.* la durée d'amortissement (d'un point de vu financier) d'un FACTS est prise égale à trois ans.

Donc,

$$c_1(f) = \frac{c(f)}{8760 \times 3} \quad (\$/\text{Heure}) \quad (3.8)$$

Où $c(f)$ est le coût total d'investissement du FACTS.

Comme il a été cité dans le Chapitre 2, les paramètres du réseau peuvent être régulés par l'action des FACTS. Différents paramètres des FACTS engendrent différentes valeurs de la fonction objectif de l'équation (3.7). Aussi, la variation de l'emplacement des ces derniers et leurs types influent énormément dans ce sens. Ainsi, par l'utilisation d'outils conventionnels d'optimisation, ce n'est pas facile de retrouver les emplacements, les types et les paramètres des FACTS simultanément. Il est proposé dans ce qui suit d'utiliser les Algorithmes Génétiques pour résoudre ce problème.

3.4.3 Les algorithmes génétiques

Les Algorithmes génétiques sont basés sur le phénomène de la sélection naturelle et de la génétique. Ce sont des techniques de recherche de solution globale qui visent à trouver plusieurs solutions simultanément sans une connaissance *a priori* de la nature de la fonction objectif ([9], [52], [53]). De plus, ils produisent des solutions de haute qualité et, donc, recommandées pour la résolution des problèmes complexes.

Particulièrement dans notre cas qui est un problème combinatoire de grande taille et difficile à résoudre par les méthodes conventionnelles, la fonction objectif comporte à la fois des variables continues comme les paramètres des FACTS et des variables discrètes comme les emplacements et le type des FACTS. Confronté à un tel problème, il n'y a que les AG qui peuvent donner satisfaction.

Tous les AGs démarrent par la génération aléatoire de la population initiale qui représente une solution possible du problème. Ensuite, la fonction fitness de chaque individu est évaluée et d'autres populations sont générées par les opérateurs génétiques, à savoir, la sélection, le croisement et la mutation jusqu'à ce que le nombre maximal de génération soit atteint.

3.4.3.1 le codage

Etant donné que l'objectif est la recherche des emplacements optimaux des FACTS tout en respectant les contraintes d'égalités et d'inégalités, la configuration de ces derniers est codée par trois facteurs : leurs emplacements, leurs types et leurs paramètres [9]. Chaque individu est représenté par le nombre de FACTS : n_{FACTS} à tester dans le réseau (Figure 3.6).

		-1.0	-0.3	0.98	0.71	0.34	Valeur (ptr)
	4	3	1	0	2		Type
7	10	12	3	5			Emplacement

Figure 3.6 Codage des FACTS

Conformément à la Figure 3.6, la première chaîne correspond à l'emplacement du FACTS. Généralement, c'est l'ordre de la ligne où le FACTS doit être installé [9], pour le SVC c'est le nœud amont de la ligne qui est sélectionné, la deuxième au type du FACTS et la troisième est le paramètre du FACTS.

Pour le type du FACTS [9], il est égal à 1 pour le TCSC; 2 pour l'UPFC, 3 pour le SVC et 0 lorsqu'il n'y a pas de FACTS.

La Dernière valeur ptr représente la valeur nominale de chaque FACTS. Cette valeur varie continuellement entre -1 et 1. Ci-après la variable ptr est exprimée pour chaque type de FACTS.

TCSC

Le TCSC possède un rang de fonctionnement entre $-0.7 X_{Ligne}$ et $+0.2 X_{Ligne}$ [45], où X_{Ligne} est la réactance de la ligne où le TCSC est installé. Le facteur ptr n'est qu'une translation qui convertie cette plage entre -1 pour la valeur $-0.7 X_{Ligne}$ et +1 pour $+0.2 X_{Ligne}$.

$$x_{TCSC} = 0.45 ptr - 0.25 \quad (\text{p.u.}) \quad (3.9)$$

SVC

Comme la plage de fonctionnement du SVC est choisi entre -100 MVar et +100 MVar, cette valeur nominale peut être exprimée comme suit :

$$B_{SVC} = 100 ptr \quad (\text{MVA}) \quad (3.10)$$

UPFC

Pour l'UPFC, la variable qui nous intéresse est l'angle de la tension insérée par ce dispositif dans la ligne où il est installé. Cet angle varie entre -180 et 180 °. Par une simple conversion, cette valeur peut être obtenue par :

$$\alpha_{UPFC} = 180 \text{ ptr} \quad (\text{degré}) \quad (3.11)$$

3.4.3.2 Population initiale

La population initiale est générée par les paramètres suivants :

- n_{FACTS} : le nombre de FACTS à installer
- n_{Type} : le type du FACTS
- $n_{Location}$: les emplacements possibles des FACTS
- n_{Pop} : la taille de la population

Premièrement, une chaîne de longueur égale au nombre de FACTS n_{FACTS} est générée. La première valeur générée aléatoirement est celle des emplacements possibles des FACTS $n_{Location}$. La seconde valeur, représentant le type de FACTS est générée suivant les types possibles [9].

La troisième valeur est générée aléatoirement entre -1 et +1. Pour obtenir toute la population initiale, les étapes précédentes sont répétées n_{Pop} fois.

3.4.3.3 Evaluation de la Fitness

Une fois le codage effectué, la fonction objectif (*fitness*) est évaluée pour chaque individu de la population. La fitness est une variable représentant la qualité d'un individu dans la population [9,31] et son poids et alors sa survie. Dans ce travail, la fonction fitness est définie comme suit :

$$Fitness = c_{max} - c_{Total} \quad (3.13)$$

Du fait que les AG ne peuvent chercher que des maxima positifs, un grand nombre c_{max} est choisi. Après l'évaluation des fitness, la sélection, le croisement et la mutation sont effectués successivement pour générer les descendants.

3.4.3.4 Sélection

La sélection (la reproduction) est un processus de choix des individus candidats à subir les opérations génétiques et ainsi à être les parents des nouveaux descendants et ceci selon leurs fitness [9], [52]. Les meilleurs individus sélectionnés sont généralement ceux ayant une grande fonction fitness. Dans ce qui suit, nous optons pour la méthode de la roulette, chaque individu sera représenté par un secteur proportionnel à sa fonction fitness, l'intervalle de chaque secteur est donné par [54].

$$p_r = \frac{Fitness_r}{\sum_{i=1}^{n_{pop}} Fitness_i} \quad (3.14)$$

3.4.3.5 Croisement

Après la sélection, le croisement est appliqué. L'idée de base de cette opération est de réarranger les informations issues des deux individus différents pour générer de nouveaux individus enfants [9], [52].

Cette opération assure l'exploration des nouvelles régions de recherche. Ici, le croisement à deux points est appliqué [9], [52]. La probabilité du croisement prise égale à $P_c = 0,94$. En premier, les deux points de croisement sont choisis suivant la loi uniforme $U(0,1)$. Les éléments à l'extérieur de ces deux points sont préservés dans les deux enfants, puis, les éléments entre ces deux points sont croisés. Puisque seul un FACTS peut être placé dans un seul emplacement, le réarrangement des emplacements doit se faire de nouveau, l'emplacement qui se situe dans la partie préservée est croisé de nouveau avec l'emplacement répété dans le descendant [9].

3.4.3.6 Mutation

La mutation est utilisée pour introduire une sorte de diversification artificielle de la population pour éviter la convergence prématurée aux optimaux locaux [55], [52]. La mutation non uniforme est utilisée vu ces succès dans plusieurs applications [52].

Pour un individu $X_{par} = [x_1 \ x_2 \ \dots \ x_k \ \dots \ x_{nFACTS}]$, si le gène x_k est choisi pour subir cette opération et le rang de cette individu est $[U_{min}^k \ U_{max}^k]$ le nouveau descendant est x'_k :

$$x'_k = \begin{cases} x_k + \Delta(t, U_{max}^k - x_k) & \text{si } U(1,0) = 0 \\ x_k - \Delta(t, U_{max}^k + x_k) & \text{si } U(1,0) = 1 \end{cases} \quad (3.15)$$

Où

$$\Delta(t_{gen}, y_{mu}) = y_{mu} (1 - r_{gen}^{(1 - \frac{t_{gen}}{T_{gen}}) b_{gen}}) \quad (3.16)$$

t_{gen}	la génération en cours
T_{gen}	la génération maximale
r_{gen}	un nombre aléatoire entre 0 et 1
b_{gen}	un paramètre déterminant le degré de non uniformité, dans cette étude il est prés égale à 2

Les opérations de sélection, croisement et mutation sont répétées jusqu'à ce que le nombre maximal de génération soit atteint.

Les étapes de cet algorithme sont données dans l'organigramme de la Figure 3.10.

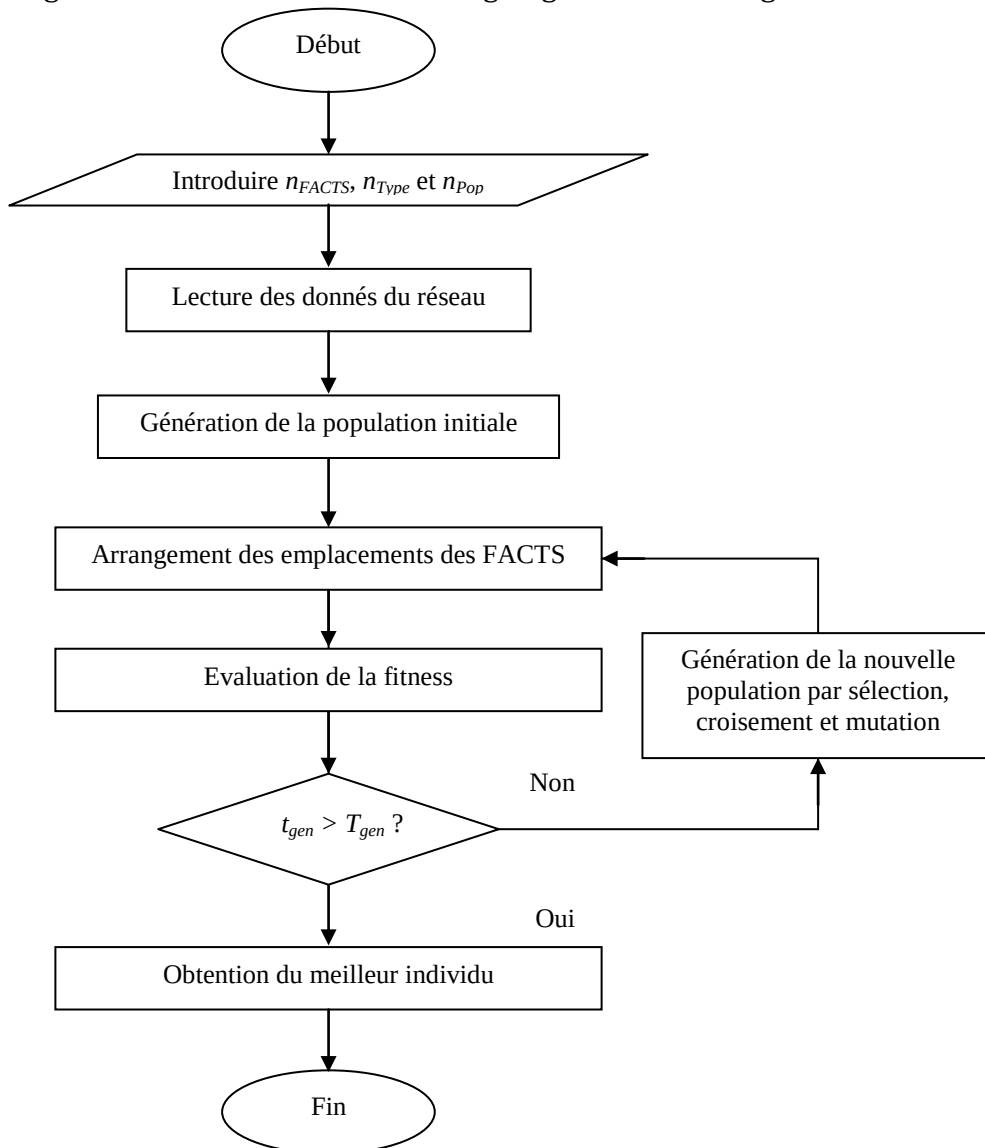


Figure 3.7 Organigramme de la méthode

3.4.4 Application

Dans le but de vérifier l'efficacité de cette méthode, le réseau IEEE 14 nœuds est utilisé dans la simulation. Les paramètres de coût de génération sont donnés dans l'Annexe 3. Plusieurs conditions de fonctionnements sont étudiées ici pour aboutir à l'emplacement optimal.

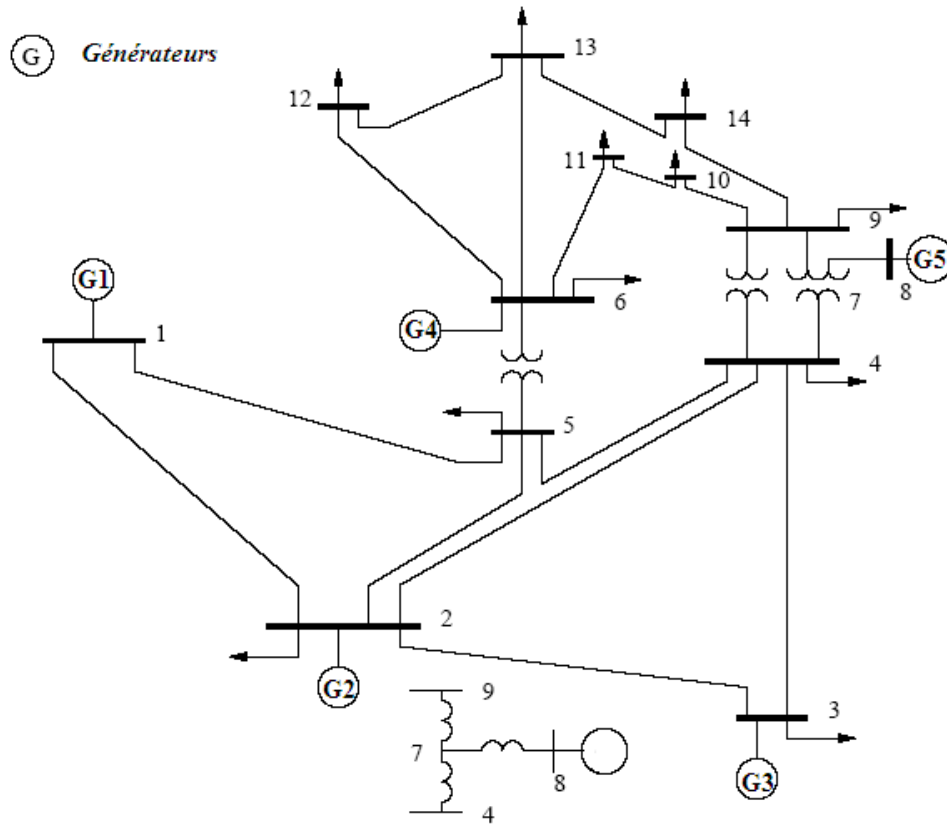


Figure 3.8 Réseau IEEE 14-bus modifié.

La valeur n_{FACTS} est prise égale à 5 et le nombre total de générations est pris égal à 200, alors que la taille de la population est égale à 20.

3.4.4.1 Cas n° 1 — chute de tension au nœud 2

Dans ce cas, tous les générateurs sont en service. Il y a seulement une chute de tension au nœud 2. Après optimisation, seulement un SVC doit être installé au nœud 5 avec une valeur nominale de 10,5 MVar.

3.4.4.2 Cas n° 2 — congestion de la puissance active dans la ligne 1-5

Dans ce cas, seulement les générateurs 1 et 3 sont en service. Cela engendre une congestion dans la ligne 1-5. Après optimisation, un TCSC doit être installé dans la ligne 2-5 avec une réactance de compensation de $-22\% X_{Ligne}$.

L'optimisation a démontré, pour ce réseau, que les TCSC et les SVC sont les FACTS les plus recommandés, vu leurs apports économiques. En plus, le SVC est le plus recommandé pour l'élimination de la congestion de tension,

Le dispositif UPFC est le plus puissant des FACTS, il n'a pas été utilisé en exploitation en raison de son très grand coût d'investissement.

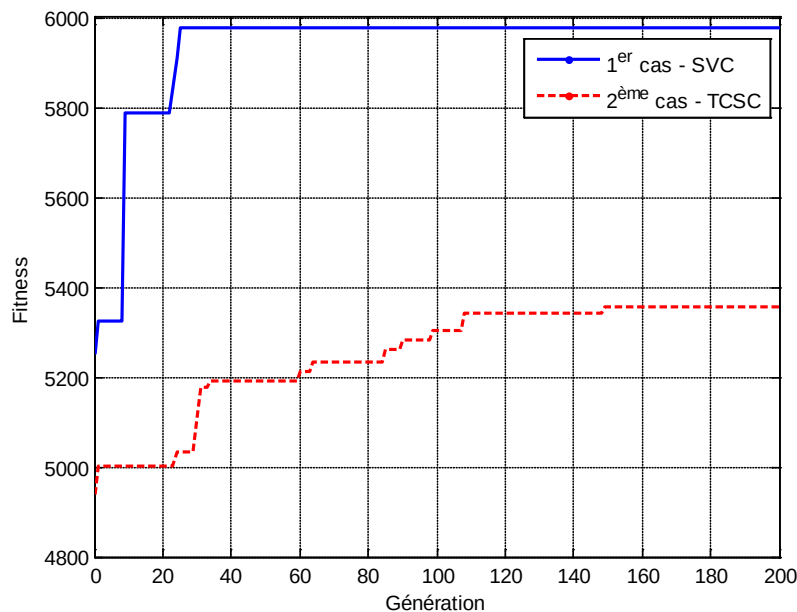


Figure 3.9 Fitness en fonction des générations

3.5 Conclusion

Dans les réseaux électriques, le choix du type et l'emplacement du FACTS est la première et la plus importante opération lors du dimensionnement des FACTS. Avec cet emplacement, le dimensionnement et la coordination des contrôleurs peuvent se faire.

Comme il a été signalé dans la dernière section, les FACTS ont l'aptitude de changer les paramètres du réseau d'une manière efficace et rapide. Donc, il est clair que les FACTS peuvent améliorer la fiabilité et la stabilité du système, et aussi réduire les coûts de génération.

Plusieurs critères de choix des emplacements peuvent être appliqués. Pratiquement, le critère le plus important est le critère économique, qui consiste à augmenter les capacités de transfert et réduire les coûts de production. Aussi, l'amortissement des oscillations peut être assuré par les FACTS. La méthode AG présentée est basée sur le critère économique, c'est une approche générale qui peut être utilisée pour le choix des emplacements des FACTS conjointement avec d'autres critères.

Dans les grands réseaux électriques, le phénomène des oscillations est dû à la faiblesse des lignes d'interconnexion interzone. Le transfert des grandes quantités de puissances, pour des raisons technico-économique à travers ces lignes d'interconnexion, devient possible quand ces dernières sont équipées de FACTS. Le choix de leurs emplacements est aussi assuré par le critère des résidus qui permet d'augmenter l'amortissement des oscillations électromécaniques.

Chapitre 4. Dimensionnement et installation optimal des stabilisateurs robustes type PSS par les Algorithmes Génétiques

4.1. Introduction

Les facteurs tels que l'augmentation de la demande de l'énergie et le besoin des réseaux électriques à fonctionner proche de leurs limites de stabilité, d'une manière rapide et flexible dans un environnement dérégulé, ont conduit à la diminution de l'amortissement globale des réseaux électriques.

Les problèmes d'instabilités liés aux oscillations interzones [56] à basses fréquences, dus aux réseaux ayant des lignes faibles d'interconnection ou aux réseaux à structure radiale, sont devenus des problèmes à portée significative. L'amélioration de l'amortissement de ces oscillations par des contrôleurs type PSS a fait l'objet de plusieurs travaux.

Au début, le dimensionnement des PSS a été basé sur le modèle d'une machine connectée à un nœud infini (Single Machine to Infinite Bus - SIMB), avec l'utilisation du concept des coefficients des couples d'amortissement et de synchronisme [10]. Cependant, cette approche n'assure l'amortissement que des modes locaux, et ne peut pas assurer la coordination simultanée de plusieurs PSS dans un système multimachine. Dans les dernières décennies, les PSS ont été introduits dans les réseaux électriques réels parce qu'ils ont prouvé leurs rentabilités en matière de contrôle de l'amortissement des oscillations électrodynamiques [11], [12], [57].

Récemment, plusieurs techniques modernes de contrôle [58] peuvent être utilisées pour le dimensionnement des PSS. Cependant, les compagnies d'électricité préfèrent le choix de la structure avance-retard à cause de sa simplicité et sa rentabilité.

Des travaux récents ont consacré une grande attention à l'amélioration des performances d'amortissement des PSS.

Plusieurs méthodes de dimensionnement des PSS utilisant les AG sont présentés dans [59], [60], [61], [61]. Ces travaux exploitent l'utilisation des AG pour la stabilisation simultanée des réseaux multimachines pour un grand nombre de scénarios par des PSS à paramètres

fixes. Dans [59], [60], [57] le dimensionnement simultané des PSS pour le modèle du réseau 16-machines 68-nœuds est réalisé pour plusieurs scénarios, et avec comme fonction objectif la maximisation de la somme des coefficients d'amortissement ou la maximisation de la valeur minimale de l'amortissement, avec un choix de l'emplacement des PSS déterminé à l'avance.

Dans [57], une technique d'optimisation multi-objectif utilisant les AG pour deux objectifs, à savoir ; le déplacement des valeurs propres à gauche de l'axe imaginaire ; et le déplacement des pôles dans une enveloppe représentant la valeur minimale de l'amortissement souhaitée (*i.e.* placement des valeurs propres dans une zone D). Tous ces travaux ont montré l'avantage de l'utilisation des AG pour le dimensionnement des PSS Robustes avec des localisations fixes. Le choix des emplacements des PSS ainsi que leurs paramètres déterminent la performance de l'amortissement des PSS. Ces derniers peuvent améliorer l'amortissement d'un mode local d'oscillation, mais peut générer un effet indésirable sur les autres modes. Différentes localisations des PSS engendrent des oscillations tout à fait différentes pour plusieurs scénarios.

Les travaux [59], [60], [61] et [57] ont déterminé les emplacements des PSS avant l'utilisation de la procédure de dimensionnement par les AG. L'emplacement est déterminé par les facteurs de participation. Une fois ces sites fixés, l'amortissement optimal n'est assuré que par cette configuration. Dans [62], [63], les auteurs ont essayé d'appréhender ce problème par l'utilisation des méthodes suivantes : le contrôle de la phase minimale, la spécification du coefficient d'amortissement et de l'indice d'amortissement, et la minimisation du nombre de PSS ainsi que par l'utilisation des micro-AG, en combinaison avec les Algorithmes Génétiques Hiérarchiques. Un bon amortissement a été assuré par un ensemble unique de PSS avec des paramètres fixes.

La méthode la plus utilisée pour le choix des machines candidates à être équiper par des PSS est la méthode des Facteurs de Participation Vitesse (FPV) [37]. Lorsqu'un PSS est installé, la sensibilité des modes aux PSS au niveau des autres générateurs est altérée. En plus, cette méthode nécessite une attention particulière lors de son application et n'est

généralement utilisée que pour le scénario de base. La robustesse de cette méthode sera ensuite confirmée par la mesure (c'est le cas du réseau Américain). La second méthode est proposée par [62]- [63], elle utilise les algorithmes génétiques où des bits de contrôle (1 : PSS installé, 0 : sinon) sont utilisés pour la recherche de l'emplacement adéquat.

Dans notre travail, nous étudions le cas, où, une compagnie de production de l'énergie électrique dispose d'un nombre déterminé de PSS et veut les répartir sur le réseau d'une manière optimale sans procéder à un investissement supplémentaire. Nous proposons ici pour contourner ce problème, la génération de toutes les possibilités d'installation de k PSS à travers les N machines et notre investissement sera indexé par la variable de décision (P_{loc}) sur la matrice des cas possibles. La caractéristique de cette méthode proposée est d'être confronter à des cas non réalisables, aussi nous devons insérer une contrainte qui est la somme des bits de contrôle égale au nombre de PSS : k . L'avantage de notre méthode est quelle ne nécessite pas un espace mémoire important [64].

Notre approche sera enfin validée sur le réseau Américain 68 nœuds - 16 machines, qui est suffisamment grand pour décrire le comportement d'un réseau réel. Plusieurs scénarios seront considérés, pour les nombres de PSS pris de 8 jusqu'à 16. Enfin, une analyse linéaire et une simulation non linéaire seront présentées pour confirmer la robustesse de notre méthode vis-à-vis de tous ces scénarios.

4.2. Dimensionnement des PSS et choix de leurs emplacements

La méthode de dimensionnement et du choix des meilleurs sites d'implantation des PSS, à travers un nombre déterminé de scénarios, est présentée dans ce qui suit.

Pour chaque point de fonctionnement, un modèle linéaire est obtenu par la perturbation du modèle non linéaire. Puis, pour assurer un amortissement maximal et choisir les bons

paramètres et sites, nous allons utiliser les AG pour résoudre le problème d'optimisation combinatoire et fortement non linéaire.

Pour tous les points de fonctionnement, le réseau électrique peut être modélisé par un ensemble d'équations différentielles :

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (4.1)$$

Où x est un vecteur de variables d'état $x = [\delta, \omega, E'_q, \Psi''_d, E'_d, \Psi''_q]$ et u est le vecteur des signaux de sortie des PSS. L'équation (4.1) est ensuite linéarisée autour d'un point d'équilibre du réseau. Les systèmes (4.2) et (4.3) décrivent le modèle linéaire d'un réseau électrique :

$$\dot{x} = Ax + Bu \quad (4.2)$$

$$y = Cx + Du \quad (4.3)$$

Dans le domaine fréquentiel, la fonction de transfert associée avec (4.2) et (4.3) est donnée par :

$$P(s) = C(sI - A)^{-1}B + D \quad (4.4)$$

Où les pôles de $P(s)$ correspondent aux valeurs propres de la matrice A .

Les PSS sont des contrôleurs à structure avance-retard qui peuvent être décrits par la matrice diagonale $K(s)$:

$$u(s) = K(s)e(s) \quad (4.5)$$

L'équation (4.5) peut être exprimée par :

$$\begin{cases} \dot{x}_k = A_k x_k + B_k e \\ V = C_k x_k + D_k e \end{cases} \quad (4.6)$$

Où $\dot{x}_k$ est le vecteur des variables d'état des contrôleurs.

Combinant (4.6) avec (4.2) et (4.3), le système en boucle fermée est:

$$\dot{x}_{cl} = A_{cl}x_{cl} \quad (4.7)$$

Où $x_{cl} = \begin{bmatrix} x \\ x_{cl} \end{bmatrix}$ est le vecteur des variables d'état du système en Boucle Fermée (BF).

Soit $\lambda_j = \sigma_j \pm i \omega_j$ la $j^{\text{ème}}$ valeur propre (mode) du système BF de la Figure 4.1.

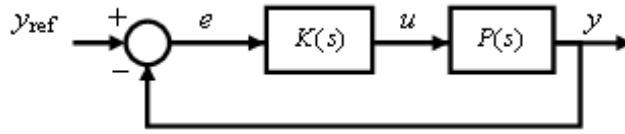


Figure 4.1 Système en Boucle Fermée

Le coefficient d'amortissement (ξ_j) de la $j^{\text{ème}}$ valeur propre est défini par :

$$\xi_j = -\frac{\sigma_j}{\sqrt{\sigma_j^2 + \omega_j^2}} \quad (4.8)$$

Le but de l'optimisation par les AG est d'assurer un amortissement global de 5% pour tous les scénarios [37] et ce par l'exploration de tout l'espace de recherche admissible des paramètres des PSS.

Soit l le nombre des PSS à installer sur le réseau. Si on adopte la structure avance-retard avec un washout, l'équation suivante décrit la fonction de transfert du $i^{\text{ème}}$ régulateur.

$$K_i(s) = \frac{k_i T_w s \left(1 + \frac{\sqrt{\alpha_i}}{\delta_i} s\right)^2}{1 + T_w s \left(1 + \frac{1}{\delta_i \sqrt{\alpha_i}} s\right)^2} \quad (4.9)$$

La variation de la constante de temps T_w de l'étage washout n'affecte pas les performances du PSS. En conséquence, les paramètres à déterminer par l'optimisation sont k_i , α_i et δ_i ($i = 1, \dots, l$), en plus de l'indice d'installation des PSS P_{loc} .

Soit Ψ_p le vecteur contenant les coefficients d'amortissement ξ_j $j = 1, \dots, n$ pour le $p^{\text{ème}}$ scénario, et n est la dimension de la matrice A_{cl} . Donc, le problème d'optimisation qui doit être résolu par les AG peut être écrit comme suit :

$$\begin{aligned}
 \max F = \min(\min(\Psi_p)) \quad p = 1, \dots, m \\
 \text{S. t.:} \\
 k_{\min} \leq k_i \leq k_{\max} \\
 \alpha_{\min} \leq \alpha_i \leq \alpha_{\max} \\
 \delta_{\min} \leq \delta_i \leq \delta_{\max} \\
 1 \leq P_{loc} \leq C_N^l
 \end{aligned} \tag{4.10}$$

Où m est le nombre total des scénarios pris en considération ; k_i , α_i et δ_i sont les paramètres du $i^{\text{ème}}$ PSS, P_{loc} est l'indice d'installation des PSS, représentant la répartition de l PSS parmi les N machines, soit C_N^l possibilités. On peut constater que ce problème est très complexe, car il fait appel à l'évaluation des valeurs propres de la matrice d'état. Il ne peut être résolu que par les techniques classiques d'optimisation, car la continuité de la fonction objectif ne peut être évaluée, de même pour le Hessian.

L'algorithme génétique (AG) est une méthode d'optimisation basée sur le mécanisme de la sélection naturelle et de la génétique naturelle. Le processus de recherche est très similaire à l'évolution naturelle des créatures biologiques, dans lequel les générations successives d'organismes sont nées puis grandissent, jusqu'à ce qu'elles soient en mesure de se reproduire. Seuls les individus les plus forts survivront à la reproduction alors que les plus faibles seront éliminés [65].

Les individus dans AG sont sous forme de chaînes de caractères analogues aux chromosomes trouvés dans l'ADN. Chaque individu représente une solution possible dans l'espace de recherche. Un certain nombre d'individus dans la population doit subir un processus d'évolution, afin de produire une nouvelle génération d'individus qui est plus

proche de la solution optimale. Les étapes principales d'un AG peuvent être résumées par la Figure 4.2.

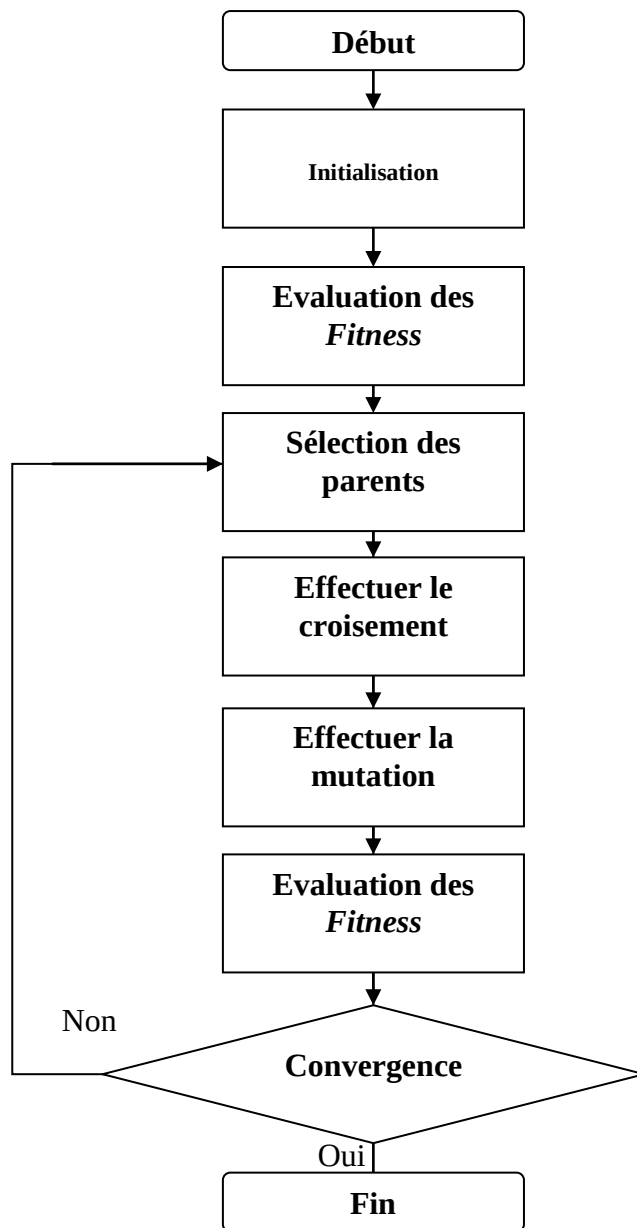


Figure 4.2 Organigramme des Algorithmes Génétiques

4.2. Analyse des paramètres des AG

Les éléments de base de l'AG utilisé dans notre étude sont définis comme suit :

4.2.1. Fonction fitness

La fonction fitness f est définie comme suit : En premier, nous générons toutes les combinaisons possibles de l'emplacement de l PSS à travers les N machines, soit C_N^l possibilités ; ensuite, ces possibilités seront enregistrées dans un vecteur dont les lignes représentent l'indice P_{loc} (Tableau 4.1) et les colonnes représentent les machines candidates.

Tableau 4.1 Possibilités de répartition de l PSS sur N machines candidates

Indice d'installation (P_{loc})	machines où les PSS sont installés					
1	1	2	3	...	$m - 1$	m
2	1	2	3	...	$m - 1$	$m + 1$
3	1	2	3	...	$m - 1$	$m + 2$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
$N - l + 2$	2	3	4	...	M	$m + 1$
$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$	$\vdots$
C_N^l	$N - l + 1$	$N - l + 2$	$N - l + 3$	...	$N - 1$	N

La fonction fitness s'écrit sous la forme :

$$f = \min \begin{cases} \text{si pour un } j \left(\sqrt{\sigma_j^2 + \omega_j^2} \right) < \varepsilon \text{ et } \xi_j = -1 \text{ mis } \xi_j = 1 \\ \text{si non } \xi_j \end{cases} \quad (4.11)$$

4.2.2. Codage des paramètres

Les paramètres des PSS ainsi que l'indice d'installation, sont codés par une chaîne binaire fixe dont la longueur est définie par :

$$Bits = round(\log_2(v_u - v_l)/pr)) \quad (4.12)$$

où

Bits: nombre de bits pour la variable
v_u, v_l: les limites de la variable
pr: précision souhaitée par variable (10⁻⁴)

Chaque variable de décision de valeurs limites x_{min}, x_{max} , sera transformée dans un espace de recherche de $g_{max} = 2^{Bits} - 1$ valeurs, par un entier g :

$$g = \frac{x - x_{min}}{x - x_{max}} g_{max}$$

Dans notre cas, aucune violation de contrainte n'est enregistrée. Cependant, il faut signaler que pour la variable P_{loc} la valeur arrondie à un entier de la variable de décision concernée est prise.

4.2.3. Les opérations génétiques

La sélection : la sélection par la méthode du tournoi est implémentée.

La mutation: la mutation binaire est choisie ; chaque bits sera inversé si la probabilité $U(0,1)$ est inférieure à la probabilité de mutation :

$$x'_i = \begin{cases} 1 - x_i & U(0,1) < P_m \\ x_i & \text{sinon} \end{cases} \quad (4.13)$$

Le croisement: un simple croisement est adopté dans notre algorithme ; une variable aléatoire est générée entre 1 et m et puis deux enfants X' et Y' seront nés suivant la formulation suivante :

$$x'_i = \begin{cases} x_i & \text{si } i < r \\ y_i & \text{sinon} \end{cases} \quad \text{et} \quad y'_i = \begin{cases} y_i & \text{si } i < r \\ x_i & \text{sinon} \end{cases} \quad (4.14)$$

4.2.4. Initialisation

Généralement, la population initiale peut être générée aléatoirement. Cependant, dans notre travail, cette population correspond au cas où il n'y a pas de PSS, *i.e.* tous les gains des PSS sont mis à zéro.

4.2.5. Critère d'arrêt

Plusieurs critères d'arrêt existent. Dans ce travail, ce critère correspond au nombre de générations choisi à l'avance.

4.3 Application

Le modèle du réseau d'étude considéré dans notre étude est représenté dans la Figure 4.3. Il compte cinq zones *cohérentes en oscillations interzones*, représentant l'agrégation du réseau Américain (New England et New York). Les lignes en gras sont les lignes faibles d'interconnexion responsables des oscillations à basses fréquences. Sans PSS, ce système est instable. Les paramètres détaillés de ce réseau sont donnés dans [37].

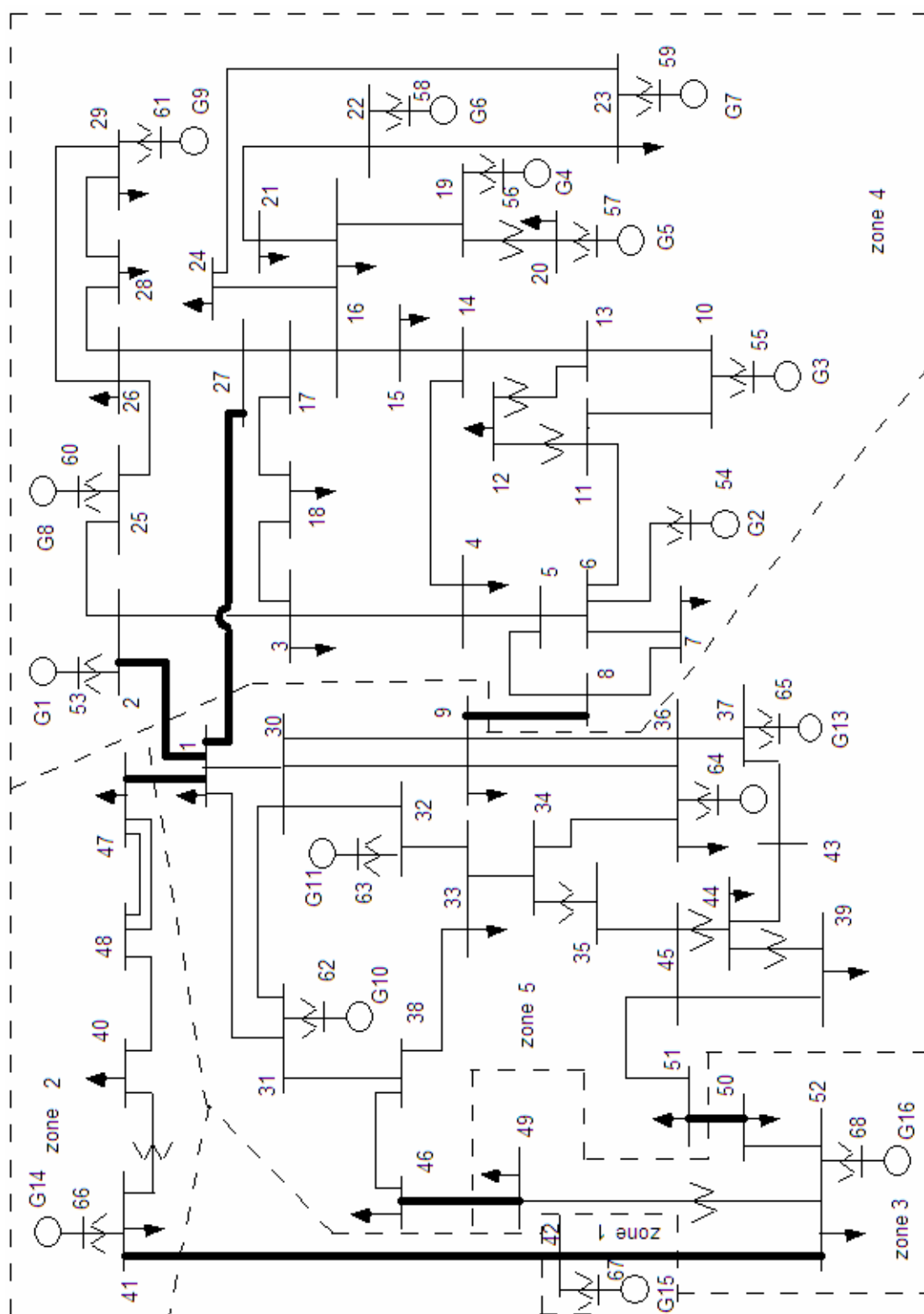


Figure 4.3 Modèle réduit du réseau Américain New England

Cinq scénarios seront considérés lors de notre dimensionnement. L'analyse des valeurs propres révèle que le réseau est instable sans PSS (Figure 4.4 (a)). Notre objectif est de dimensionner les PSS et chercher leurs emplacements optimaux, le nombre de PSS pris est entre 8 et 16 PSS. Le réseau avec PSS doit être stable et suffisamment amorti pour les différents scénarios. La méthode décrite en §-II est appliquée avec les paramètres du Tableau 4.3.

Tableau 4.2 Scénarios considérés lors de l'étude

Scenario	Description
1	Cas de base (toutes les lignes en Service)
2	Ligne 28-29 hors Service
3	Ligne 1-2 hors Service
4	Lignes 25-26 et 3-18 hors Service
5	Ligne 41-42 hors Service

Tableau 4.3 Paramètres de l'optimisation

Paramètre	α_{min}	α_{max}	δ_{min}	δ_{max}	k_{min}	k_{max}	ε
Valeur	0.1	10	1	13	0	10	10^{-5}

L'algorithme AG, utilisé dans ce travail, est dérivé du modèle détaillé en [65], avec une population de taille 30, une probabilité de croisement de 1, une probabilité de mutation de 0,9 et un maximum de générations égal à 1500. Le Tableau 4.4 présente les résultats obtenus après optimisation.

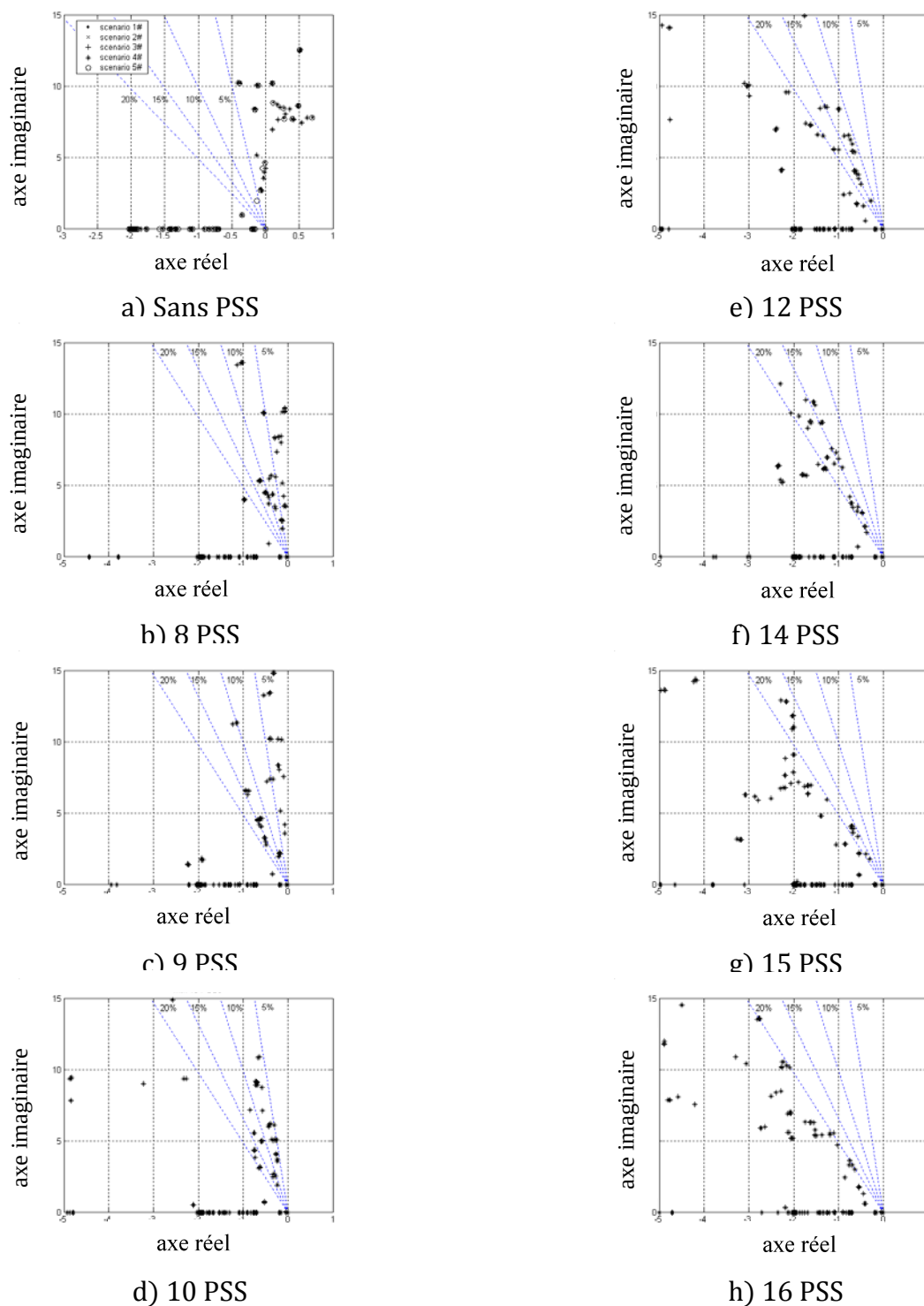


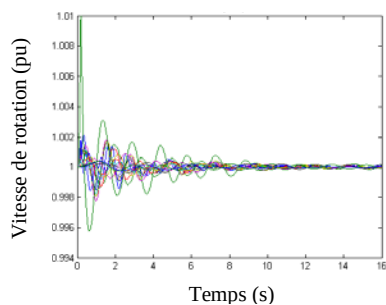
Figure 4.4. Valeurs propres du réseau New England- New York pour les cinq scénarios

Tableau 4.4 Paramètres et emplacements des PSS obtenus

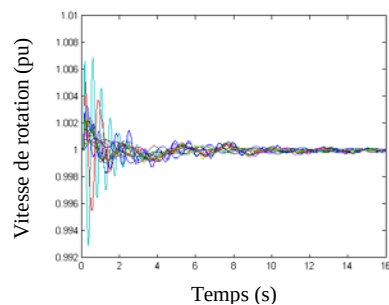
num de PSS		Machines																ζ_{min}
		#01	#02	#03	#04	#05	#06	#07	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14	#15	#16	
8	K		4	4				1	0	8	10	2	10					0,66%
	T ₁		0,65	0,67				0,09	0,30	0,32	0,31	0,10	0,40					
	T ₂		0,09	0,15				0,08	0,03	0,04	0,03	0,07	0,04					
9	K.T _w		10	4			2	10		10	10	3		8	3			1,34%
	T ₁		0,38	1,71			1,60	0,30		0,28	0,42	0,24		1,54	0,07			
	T ₂		0,04	0,59			0,63	0,03		0,05	0,06	0,26		0,35	0,10			
10	K	10	10	3		6		1		9	9	6	6				10	5,05%
	T ₁	0,36	0,33	0,34		0,14		0,26		0,28	0,36	0,12	0,28				1,32	
	T ₂	0,07	0,04	0,03		0,12		0,03		0,03	0,04	0,08	0,03				0,76	
11	K	2	4	8	2			4	6	9	8	6	5				10	5,09%
	T ₁	0,96	0,53	0,36	0,16			1,41	0,18	1,35	0,37	0,14	0,39				1,32	
	T ₂	0,10	0,08	0,04	0,04			0,71	0,04	0,74	0,04	0,07	0,04				0,76	
12	K	10	6	3	6			3		7	8	3	9	10		10	10	11,70%
	T ₁	0,39	0,17	0,44	0,20			0,21		0,16	0,33	0,14	0,30	1,49		1,78	1,37	
	T ₂	0,08	0,06	0,10	0,04			0,04		0,05	0,04	0,06	0,08	0,66		0,56	0,44	
13	K	9	3	6	6	1		8		2	6	2	9	9		2	3	12,96%
	T ₁	0,27	0,47	0,17	0,26	1,38		0,18		0,50	0,26	0,21	0,21	1,34		2,25	1,97	
	T ₂	0,07	0,15	0,04	0,03	0,69		0,09		0,14	0,11	0,04	0,04	0,44		0,44	0,45	
14	K	8	2	7		5	9	5		7	5	2	5	7	9	10	10	14,22%
	T ₁	0,26	0,27	0,25		0,15	0,24	0,16		0,19	0,33	0,18	0,18	1,23	0,44	0,78	0,35	
	T ₂	0,05	0,06	0,08		0,10	0,05	0,05		0,08	0,07	0,04	0,04	0,42	0,22	0,23	0,15	
15	K	7	10	10	5	4	4	7	4	10	4	1	10	10		9	9	16,60%
	T ₁	0,16	0,16	0,14	0,23	0,89	0,51	0,19	0,23	0,10	0,30	0,21	0,25	0,32		1,78	1,11	
	T ₂	0,05	0,05	0,05	0,05	0,64	0,24	0,08	0,05	0,07	0,08	0,06	0,03	0,10		0,56	0,44	
16	K	10	10	1	6	4	7	2	4	8	10	2	6	9	10	10	5	19,55%
	T ₁	0,20	0,22	0,56	0,12	0,30	0,23	0,24	0,24	0,25	0,19	0,17	0,25	1,66	1,47	0,79	1,90	
	T ₂	0,10	0,04	0,15	0,07	0,03	0,05	0,09	0,05	0,14	0,04	0,05	0,05	0,60	0,68	0,52	0,53	

$T_w=20s$, $T_3=T_1$ & $T_4=T_2$

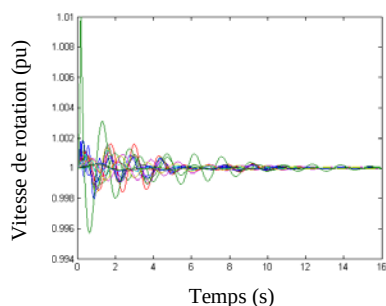
L'analyse linéaire (des valeurs propres) pour les cinq scénarios avec 8, 9, 10, 12, 14, 15 et 16 PSS est donnée à la Figure 4.4. Nous remarquons que pour plus de 10 PSS, le système est stable et l'amortissement global de 5% est assuré. (*i.e.* tous les pôles sont dans l'enveloppe triangulaire de 5% amortissement).



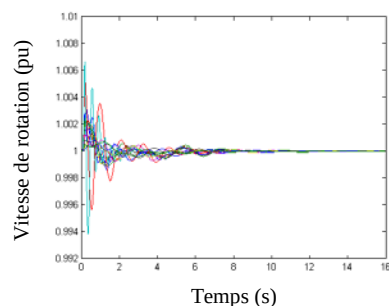
a.1) 08 PSS



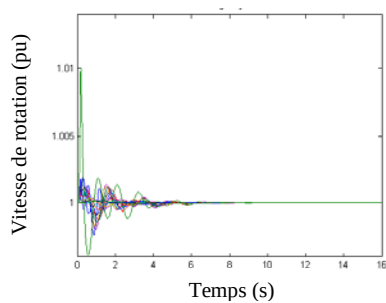
b.1) 08 PSS



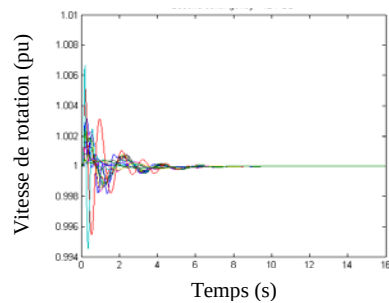
a.2) 10 PSS



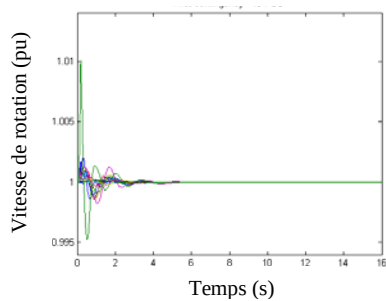
b.2) 10 PSS



a.3) 12 PSS

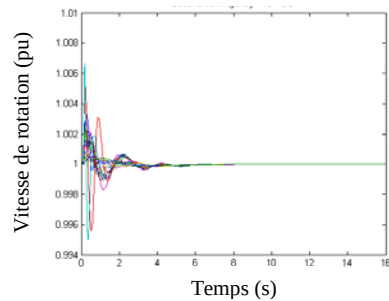


b.3) 12 PSS



a.5) 16 PSS

a) Première Contingence



b.5) 16 PSS

b) Deuxième Contingence

Figure 4.5 Évolution des vitesses après défaut

Pour la simulation non linéaire, deux contingences sont considérées :

- défaut triphasé à la terre sur la ligne 29-28 à 0.1 seconde durant 6 cycles.
- défaut triphasé à la terre sur la ligne 1-2 à 0.1 second durant 6 cycles.

Il est nettement apparent sur la Figure 4.5 que les vitesses des 16 générateurs atteignent rapidement leurs valeurs estimées (stady state) avec plus de 10 PSS. Donc, l'amélioration de la dynamique du réseau peut être réalisée avec moins de 16 PSS.

4.3.1. Analyse des paramètres des AG.

Dans cette section, il est montré que nous pouvons réduire le temps de calcul (atteindre un amortissement acceptable pour un nombre réduit de génération) et ce par un bon choix des probabilités de mutation et de croisement. Pour arriver à cette fin, l'étude s'est focalisée sur le cas de l'installation de 12 PSS pour différentes probabilités (Tableau 4.5).

Tableau 4.5 Paramètres de l'AG.

Génération	1500	200										
Probabilité de Mutation - P_m	0,9	0,004	0,003	0,00035	0,04	0,05	0,00016	0,05	0,08	0,9	0,04	0,006
Probabilité de Croisement - P_c	1	0,4	0,4	0,9	0,2	0,3	0,85	0,6	0,7	1	0,4	0,35

Le résultat dans le Tableau 4.6 confirme la nécessité de placer des PSS aux générateurs 3, 9, 11 et 2, ce qui rejoint le résultat obtenu par [37].

Tableau 4.6 Paramètres des PSS et leurs emplacements obtenus

Gen_max	Pm	Pc		Machines																ζ_{min}
				#01	#02	#03	#04	#05	#06	#07	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14	#15	#16	
1500	0.900	1.000	K	10	6	3	6			3			7	8	3	9	10		10	10
			T ₁	0.39	0.17	0.44	0.20			0.21			0.16	0.33	0.14	0.30	1.49		1.78	1.37
			T ₂	0.08	0.06	0.10	0.04			0.04			0.05	0.04	0.06	0.08	0.66		0.56	0.44
200	0.004	0.400	K		2	2	4			3	0.1	9	8	2	4	9		7	6	
			T ₁		0.38	1.15	0.27			0.21	2.09	0.37	0.15	0.23	0.22	0.92		1.40	1.38	
			T ₂		0.10	0.53	0.05			0.04	0.21	0.31	0.05	0.04	0.08	0.67		0.60	0.36	11.15%
	0.003	0.400	K		5	2	5			4	0.2	7	5	3	4	3	7		9	
			T ₁		0.28	0.37	0.26			0.19	0.49	0.18	0.32	0.13	0.17	0.88	1.34		1.03	
			T ₂		0.11	0.19	0.05			0.04	0.05	0.14	0.05	0.06	0.07	0.27	0.71		0.53	8.96%
3.50E-04	0.900	K		1	4	5	8			2	3	10	6	0.3	4			10	8	
		T ₁		1.28	0.83	0.14	0.28		0.24	0.20	0.29	0.42	0.64	0.49			1.15	0.17		
		T ₂		0.27	0.49	0.05	0.03		0.06	0.04	0.14	0.13	0.07	0.11			0.29	0.05	8.83%	
0.040	0.200	K	4	6	8	2			7	3		5	8	1	9			7	4	
		T ₁	0.32	0.19	0.12	0.41			0.26	0.40		0.18	0.25	0.27	0.36		0.99	2.14		
		T ₂	0.06	0.05	0.08	0.12			0.07	0.08		0.06	0.03	0.04	0.04		0.41	0.38	8.30%	
0.050	0.300	K	4	10	10	4			3	7	9	6	0	6			9		9	
		T ₁	0.41	0.23	0.21	0.19			0.29	0.18	0.19	0.26	0.99	0.26		1.09		0.18		
		T ₂	0.06	0.06	0.15	0.04			0.09	0.04	0.05	0.04	0.20	0.04		0.55		0.10	7.90%	
1.60E-04	0.850	K		10	10	2	10			7	1	5	5	1	5			8	10	
		T ₁		0.13	0.25	0.22	0.28		0.24	0.20	0.31	0.13	0.40	0.20			1.17	0.20		
		T ₂		0.08	0.11	0.03	0.03		0.06	0.03	0.06	0.06	0.04	0.09			0.53	0.04	7.46%	
0.050	0.600	K	8	1	5	5			7	1	9	3	1	1			3		2	
		T ₁	0.21	0.74	0.22	0.18			0.20	0.60	0.19	0.19	0.44	1.44		1.41		1.38		
		T ₂	0.04	0.13	0.09	0.04			0.04	0.07	0.06	0.06	0.07	0.24		0.26		0.37	7.34%	
0.040	0.400	K		2	9				3	5	3	5	9	3	1	2		9	10	
		T ₁		0.41	0.38				0.19	0.40	0.66	0.15	0.18	0.41	0.44	1.00		0.21	0.55	
		T ₂		0.04	0.24				0.05	0.05	0.22	0.09	0.04	0.18	0.13	0.16		0.07	0.25	7.04%
0.080	0.700	K	8	3	2				6	2	5	5	2	7	8			9	9	
		T ₁	0.22	0.31	0.25				0.25	0.27	0.37	0.22	0.23	0.26	0.37		0.32	0.11		
		T ₂	0.04	0.04	0.05				0.04	0.11	0.22	0.06	0.03	0.04	0.12		0.11	0.11	6.51%	
0.900	1.000	K	6	2	7	2	0.2		2		2	2	2	10			9	5		
		T ₁	0.29	0.33	0.29	0.25	0.46		0.60		0.89	0.53	0.33	0.27		0.22	0.31			
		T ₂	0.07	0.04	0.06	0.07	0.17		0.09		0.12	0.07	0.14	0.05		0.08	0.07		2.78%	
0.900	1.000	K	6	1	6	1	2	1	8		10	3	5	9					3	
		T ₁	0.31	0.22	0.17	0.33	0.22	1.39	0.23		0.24	0.69	0.15	0.17				0.14		
		T ₂	0.03	0.04	0.04	0.06	0.05	0.59	0.05		0.11	0.08	0.06	0.06				0.05	2.34%	
0.006	0.350	K	8	8	8				8	5	5	4	9	0	3	1	4			
		T ₁	0.82	0.40	0.38				1.16	0.34	0.40	0.48	0.45	0.35	0.14	1.28	0.18			
		T ₂	0.16	0.08	0.05				0.86	0.03	0.05	0.06	0.04	0.04	0.05	0.51	0.18		1.69%	

 $T_w = 20 \text{ s}, T_3 = T_1 \text{ \& } T_4 = T_2$

La Figure 4.6 montre que les valeurs optimales des probabilités de croisement et mutation sont respectivement $P_c = 0,4$ $P_m = 0,004$ et leurs voisinages. De plus, les solutions pour ces valeurs sont stables. En conséquence, un résultat acceptable peut être obtenu avec un nombre de générations inférieur à 200.

Le temps de calcul est en moyenne 1'23" pour chaque génération (optimisation effectuée sur un PC Pentium 3 GHz sous *Matlab*®). La grande partie de ce temps de calcul est dissipée dans le calcul des valeurs propres des matrices relatives aux 5 systèmes en boucle fermée (5x196). Cependant, un résultat acceptable (amortissement supérieur à 5%) peut être atteint pour 20 générations soit 27 minutes. Aussi, il faut signaler que le temps de calcul augmente exponentiellement avec la taille du réseau. L'utilisation des modèles équivalents pour l'agrégation des parties non sensibles dans le réseau et le bon choix des paramètres de probabilités peuvent contribuer à la réduction du temps de calcul.

Finalement, une simulation non linéaire est effectuée pour les contingences suivantes :

- défaut sur la ligne 29-28,
- défaut sur la ligne 1-2
- défaut sur la ligne 41-42
- défaut sur la ligne 3-18, augmentation de la charge de 30% au nœud 45, 25 % au nœud 33 et augmentation de 20% en production des machines G11 & G12.
- défaut sur la ligne 25-26 et augmentation de la puissance mécanique de 0.15 pu aux générateurs G12 et G11 à 10 s et durant 0.10 s

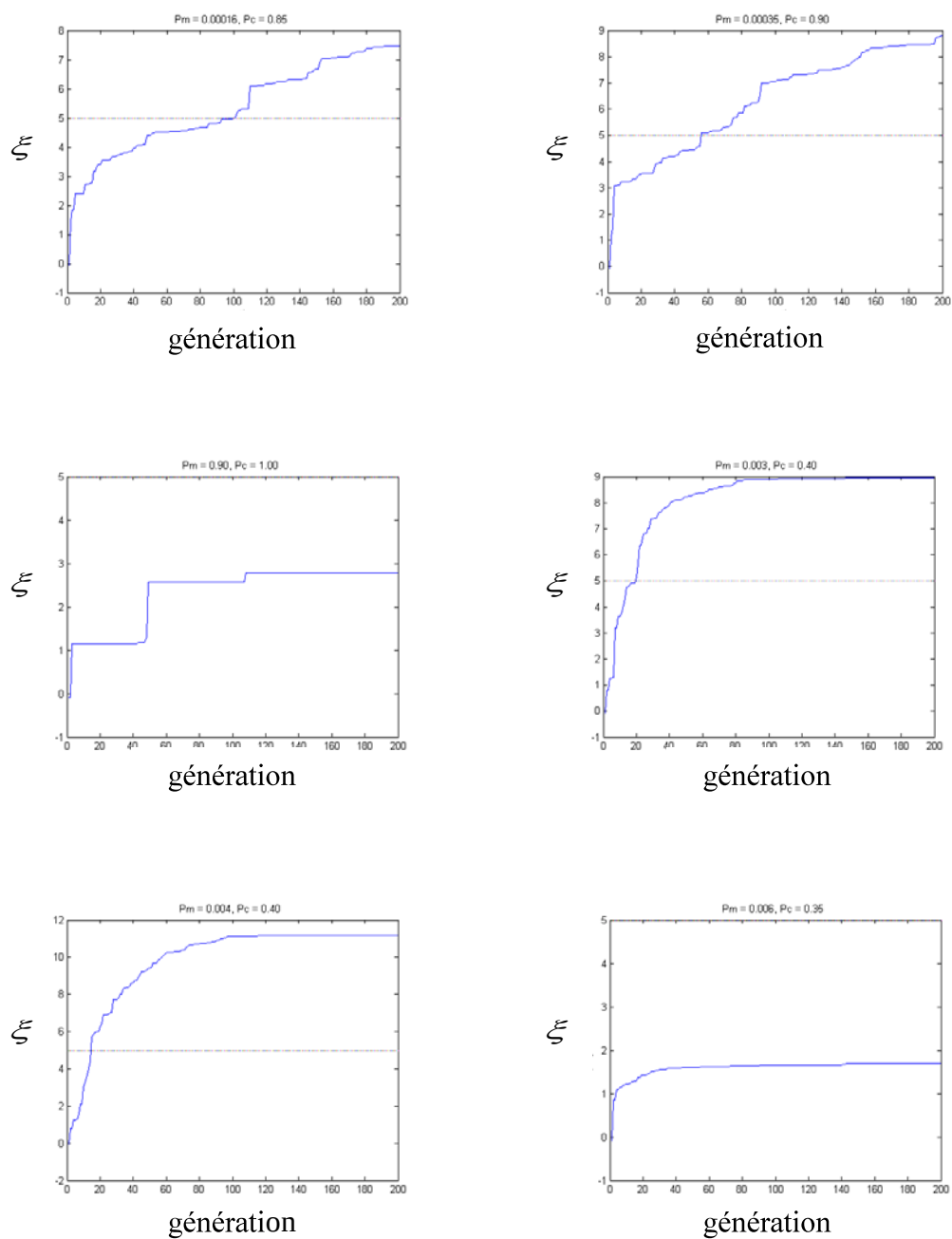
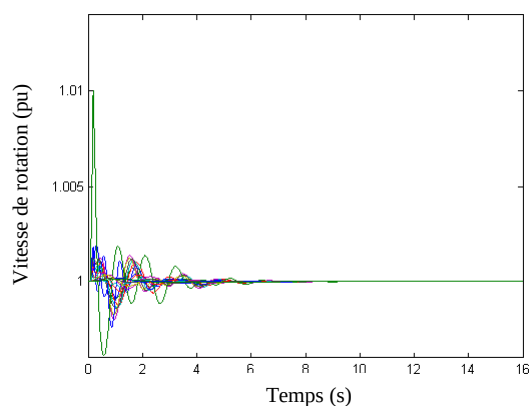
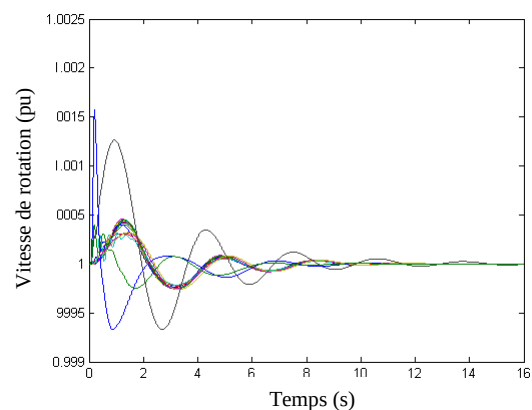


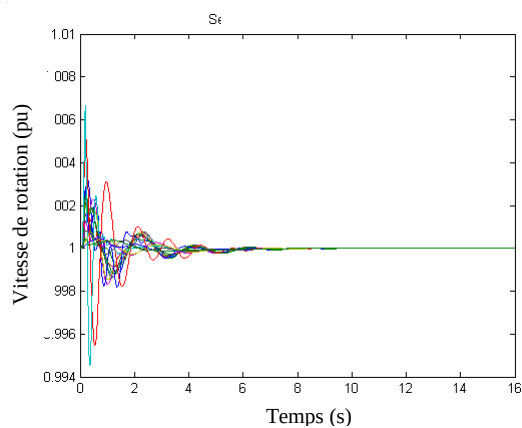
Figure 4.6 Facteur d'amortissement en fonction des générations pour 12 PSS



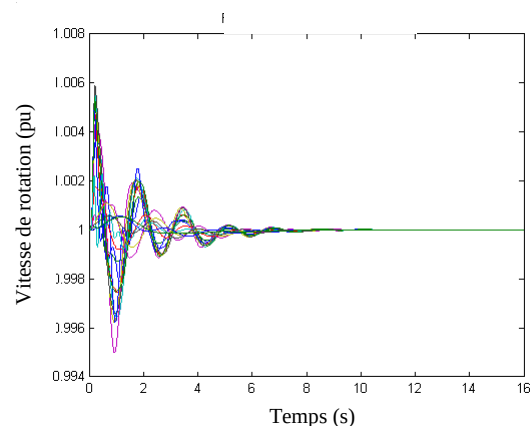
a) Défaut sur la ligne 29-28



c) Défaut sur la ligne 41-42

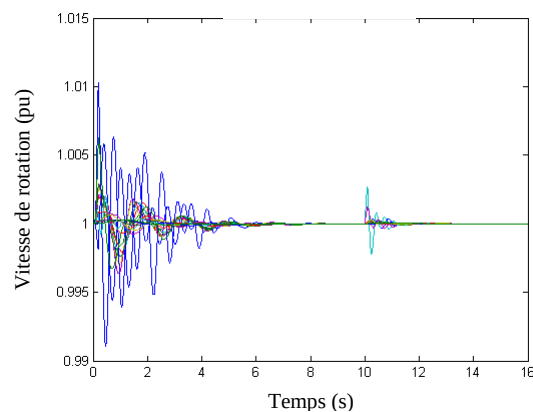


b) Défaut sur la ligne 1-2



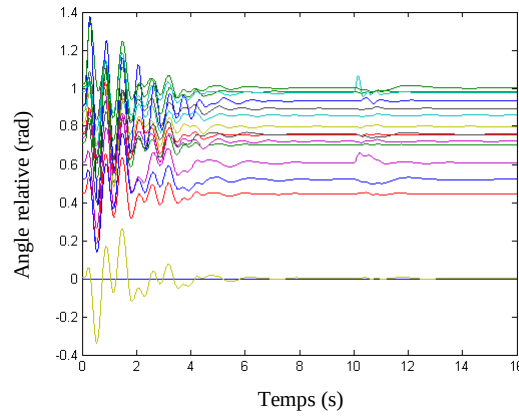
d) Défaut sur la ligne 3-18

Augmentation de la charge de 30% au nœud 45
Augmentation de la charge de 25% au nœud 33
Augmentation de la génération de 20% (G11 et G12)



e) Défaut sur la ligne 25-26 et augmentation de la Puissance mécanique aux générateurs G12 & G11 de 0.15 pu à 10 s pendant 0.10 s

Figure 4.7. Vitesses des générateurs / 12 PSS



e) Défaut sur la ligne 25-26 et augmentation de la puissance mécanique aux générateurs G12 & G11 de 0.15 pu à 10 s durant 0.10 s

Figure 4.8 Angles internes relatifs /12 PSS

Les Figures 4.7 et 4.8 montrent que le système est bien amorti pour les cinq contingences simulées.

4.4 Amélioration du dimensionnement (via l'algorithme multi objectif NSGA-II)

Dans cette section, nous essayerons d'améliorer le dimensionnement des contrôleurs PSS par l'utilisation d'un algorithme d'optimisation évolutionnaire multi-objectif (MO), dit *Non – dominated Sorting Genetic Algorithm – II* (NSGA-II). Un problème d'optimisation multi-objectif est formulé par l'utilisation de deux fonctions basées sur l'analyse des valeurs propres, à savoir, le coefficient d'amortissement et le facteur d'amortissement. Le but de ce choix est la recherche du bon compromis entre réaction du système et amortissement. Géométriquement,

cela revient à placer les valeurs propres du système dans une enveloppe en D dans le plan S .

Nous allons utiliser, dans ce qui suit, les emplacements obtenus dans la section précédente.

4.4.1 Formulation du problème

Les deux fonctions objectif sont décrites en détail ci-après.

- 1) La première fonction objectif est identique à celle présentée dans l'équation (4.10). Son rôle est de limiter les dépassements, c'est à dire maximiser l'amortissement du système.

$$F_1 = \min(\min(\Psi_p)) \quad p = 1, \dots, m \quad (4.15)$$

Ce qui revient à déplacer les valeurs propres du système en Boucle Fermée dans la zone décrite dans la Figure 4.9.

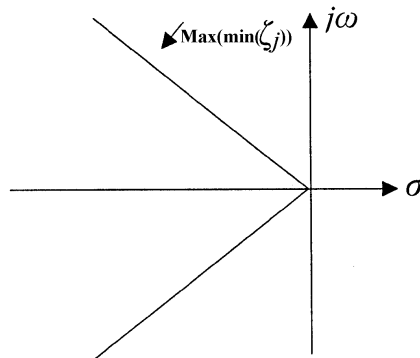


Figure 4.9. Région à amortissements égaux

- 2) La deuxième fonction objectif rend la réaction du system rapide, nous proposons de l'évaluer comme suit [66]:

$$F_2 = \frac{\sum_{i=1}^p \sum_{j=1}^{Dim(A_{cl})} (\sigma_j^{(i)} - \sigma_0)^2}{p \cdot Dim(A_{cl})} \quad (4.16)$$

où:

$\sigma_j^{(i)}$ est la partie réelle du $j^{ème}$ valeur propre, et pour la $i^{ème}$ condition de fonctionnement

Ce qui revient à placer les valeurs propres du système en Boucle Fermée dans le secteur hachuré de la Figure 4.10.

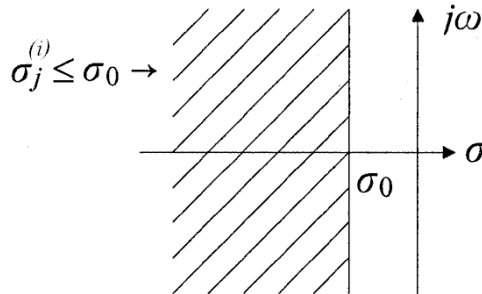


Figure 4.10 Région à gauche pour $\sigma_j^{(i)} > \sigma_0$

Alors, le problème d'optimisation multi objectif sera formulé de la sorte :

$$\begin{aligned}
 & \min[-F_1, F_2] \\
 & \text{s. t.} \\
 & k_{\min} \leq k_i \leq k_{\max} \\
 & \alpha_{\min} \leq \alpha_i \leq \alpha_{\max} \\
 & \delta_{\min} \leq \delta_i \leq \delta_{\max}
 \end{aligned} \tag{4.17}$$

Ce qui revient à placer toutes les valeurs propres du système Boucle Fermée dans la région en D (Figure 4.11).

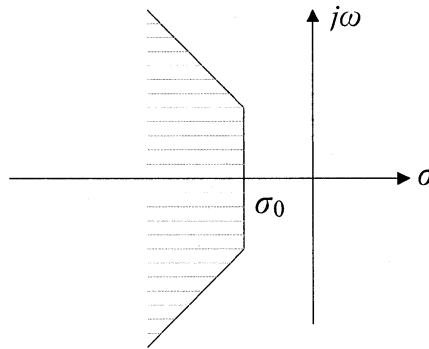


Figure 4.11 Région avec une réaction rapide et un bon amortissement

Le problème est un problème d'optimisation multicritère, habituellement converti en un problème d'optimisation monocritère, et ce, généralement, par la méthode d'agrégation [57]. Ce pendant, cette méthode possède plusieurs inconvénients, à savoir :

1. requiert une connaissance *a priori* sur la relativité entre les fonctions objectif, et leurs limites ;
2. donne une seule solution;
3. ne peut aider lors de l'analyse des compromis (Trade-offs analysis) ;
4. la solution n'est atteinte que si l'espace de recherche est convexe

Pour ces raisons, nous optons pour des techniques d'optimisation MO, qui se basent sur les concepts de la non-dominance et de la frontière de Pareto. Parmi ces techniques, il y a l'algorithme NSGA-II développé par Deb et ses assistants [67].

4.4.2 Non-dominated Sorting Genetic Algorithm-II (NSGA-II)

Deb et ses assistants [67] 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, donc plus rapide.
- 3- Il ne nécessite aucun réglage de paramètre.
- 4- Il utilise un opérateur de comparaison basé sur un calcul de la distance de *crowding* (voir la section 4.5.2.1).

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 4.12. Cet assemblage permet d'assurer l'élitisme. La population de taille ($2N$) est ensuite triée selon un 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 de *crowding* 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 de *crowding* entre deux solutions voisines.

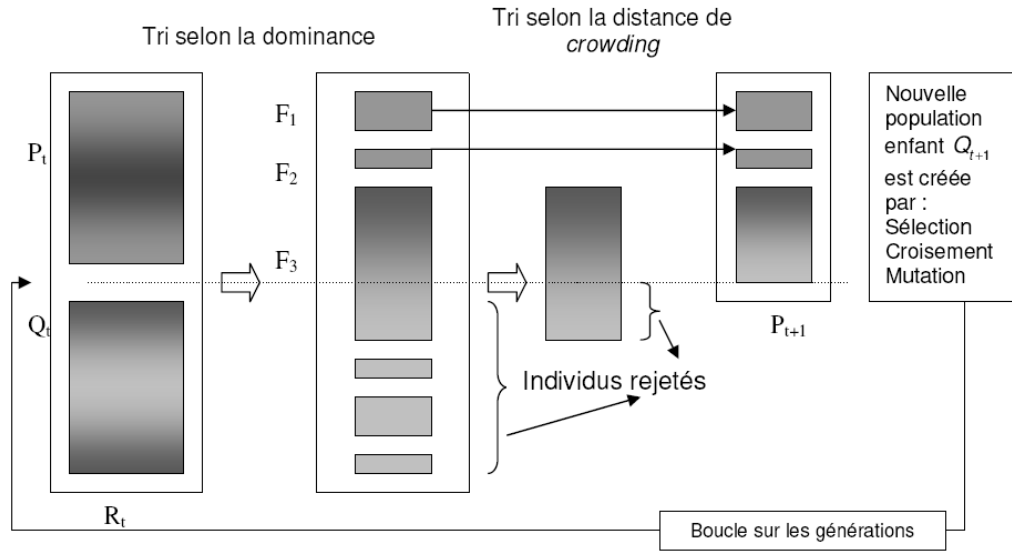


Figure 4.12 Principe de l'algorithme NSGA-II

Une fois que les individus appartenant à la population (P_{t+1}) sont identifiés, une nouvelle population enfant (Q_{t+1}) est créée par sélection, croisement et mutation. La sélection par tournoi est utilisée mais le critère de sélection est maintenant basé sur l'opérateur de comparaison ($<_n$) défini ci-après. Le processus continue, d'une génération à la suivante, jusqu'à ce qu'un critère d'arrêt soit vérifié. La Figure 4.13 résume les différentes étapes que nous venons de décrire de l'algorithme NSGA-II.

Pour chaque itération, effectuer

-
1. $R_t = P_t \cup Q_t$ (Combiner les deux populations)
 2. $F = fast_nondominated_sort(R_t)$ (Calcul de tous les fronts non dominés de R_t)
 3. $P_{t+1} = \emptyset$ et $i = 1$ $|P_{t+1}|$
 4. Tant que $|P_{t+1}| + |F_i| \leq N$ (Tant que la population n'est pas pleine)
 - 4.a. $i = i + 1$
 - 4.b. $crowding_distance_assignment(F_i)$ (Calculer la distance de "crowding" du front F_i)
 - 4.c. $P_{t+1} = P_{t+1} \cup F_i$ (Inclure le i front non dominé dans P_{t+1})
 5. $sort(F_i, <_n)$ (Trier dans un ordre descendant en utilisant l'opérateur de comparaison $<_n$)
 6. $|P_{t+1}| = |P_i| \cup F_i(N - |P_{t+1}|)$ (Choisir les premiers $N - |P_{t+1}|$ individus du front les mieux répartis)
 7. Q_{t+1} (Générer une nouvelle population enfant Q_{t+1} par sélection, croisement et mutation)
 - a. $t = t + 1$
-

Figure 4.13 Algorithme du NSGA-II

4.4.2.1 Calcul de la distance de *crowding*

La distance de *crowding* d'une solution (i) (ou d'un individu) se calcule en fonction du périmètre formé par les points les plus proches de (i) sur chaque objectif. La Figure 4.14 montre une représentation à deux dimensions associée à la solution (i). Le calcul de la distance de *crowding* nécessite, avant tout, le tri des solutions selon chaque objectif, dans un ordre ascendant. Ensuite, pour chaque objectif, les individus possédant les valeurs limites (la plus petite et la plus grande valeur de fonction objectif) se voient associés une distance infinie (∞). Pour les autres solutions intermédiaires, on calcule une distance de *crowding* égale à la différence normalisée des valeurs de fonctions objectif de deux solutions adjacentes. Ce calcul

est réalisé pour chaque fonction objectif. La distance de *crowding* d'une solution est calculée en sommant les distances correspondantes à chaque objectif. L'algorithme de la figure 4.14 montre la procédure de calcul de la distance de toutes les solutions non dominées de l'ensemble (I). Dans cet algorithme, f_m^{i+1} et f_m^{i-1} représentent respectivement la valeur de la $m^{\text{ème}}$ fonction objectif de la solution $i + 1$ et $i - 1$, alors que les paramètres $f_m^{\max}$ et $f_m^{\min}$ représentent les valeurs maximale et minimale de la fonction objectif. Après ce calcul, toutes les solutions de I auront une distance métrique.

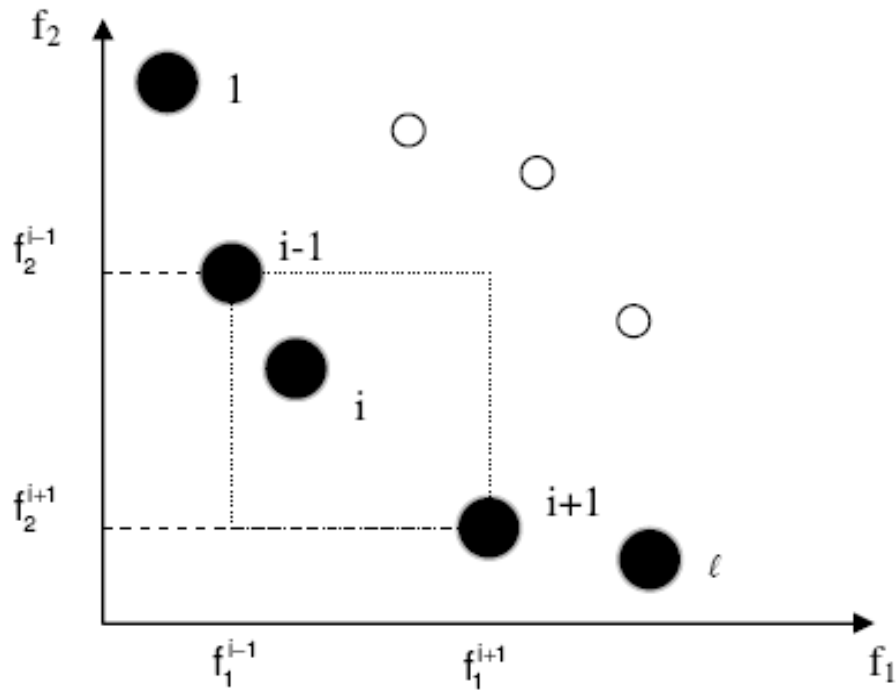


Figure 4.14. Distance de *crowding*,

Les points noirs sont des solutions appartenant au même front

$l = I $	Nombre de solutions dans l'ensemble I
Pour chaque i , poser $I[i]_{distance} = 0$	Initialiser les distances
Pour chaque objectif m	
$I = Trier(I, m)$	Trier selon la valeur de l'objectif m
$I[1]_{distance} = \infty$	
$I[l]_{distance} = \infty$	
Pour allant de $i = 2$ à $(l - 1)$	
$I[i]_{distance} = I[i]_{distance} + \frac{f_m^{i+1} - f_m^{i-1}}{f_m^{max} - f_m^{min}}$	

Figure 4.15. Calcul de la distance de *crowding* pour chaque solution d'un front

L'opérateur *crowded-comparison* ($<_n$) est utilisé pour guider le processus de sélection comme suit : chaque solution (i) de la population est identifiée par son rang (i_{rang}) et la distance de *crowding* ($i_{distance}$). L'opérateur ($<_n$) permet d'identifier un ordre de préférence entre deux solutions :

$$i <_n j \quad \text{si } (i_{rang} < j_{rang}) \text{ ou } ((i_{rang} = j_{rang}) \text{ et } (i_{distance} > j_{distance}))$$

4.5 Application de l'algorithme NSGA-II.

Le test sera effectué sur le même réseau (New England 68 nœuds, 16 machines), avec les mêmes scénarios et les mêmes paramètres relatifs aux limites des PSS. Néanmoins, seuls les cas de l'utilisation des 10, 12, 14 et 16 PSS seront traités.

L'algorithme NSGA-II à codage réel est utilisé pour l'amélioration du dimensionnement des PSS. Ces paramètres sont donnés au Tableau 4.7

Tableau 4.7 Paramètres de l'algorithme NSGA-II (à codage réel)

Paramètres	Valeur
Taille de la population	200
Nombre de générations	1500
Indice de distribution de croisement (η_c)	20
Indice de distribution de mutation (η_m)	20

Les nouveaux paramètres des contrôleurs PSS, sont exprimés pour trois compromis :

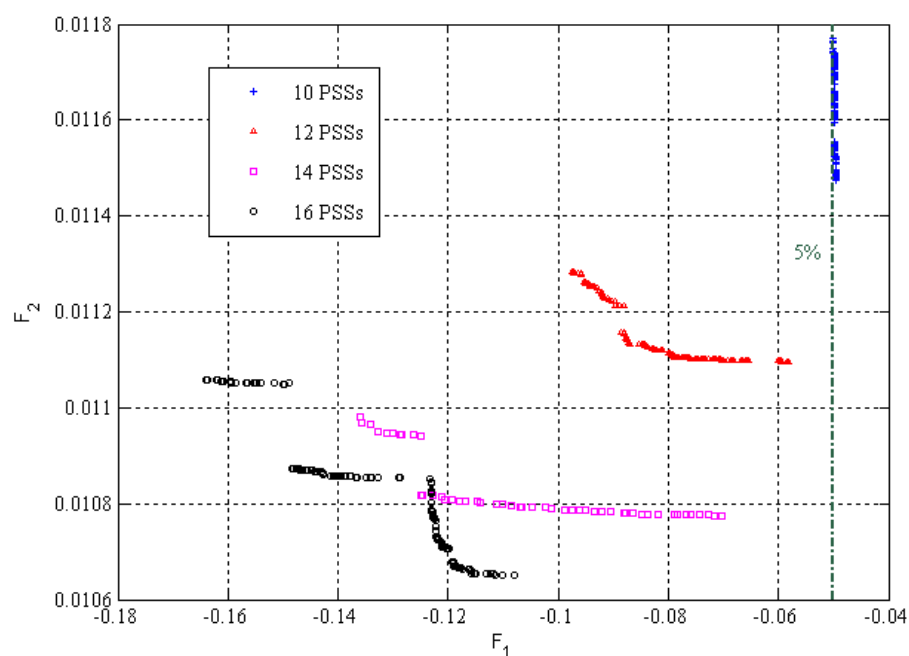
- 1^{er} compromis $\min(-F_1)$ (un meilleur amortissement)
- 2^{ème} compromis $\min(F_2)$ (une réaction rapide)
- 3^{ème} compromis *optimal* (combinaison des deux compromis)

Ces trois compromis peuvent être facilement visualisés dans la Figure 4.15, représentant les frontières de *Pareto* obtenus. L'analyse des compromis peut se faire facilement, entre les deux critères amortissement-réaction du système.

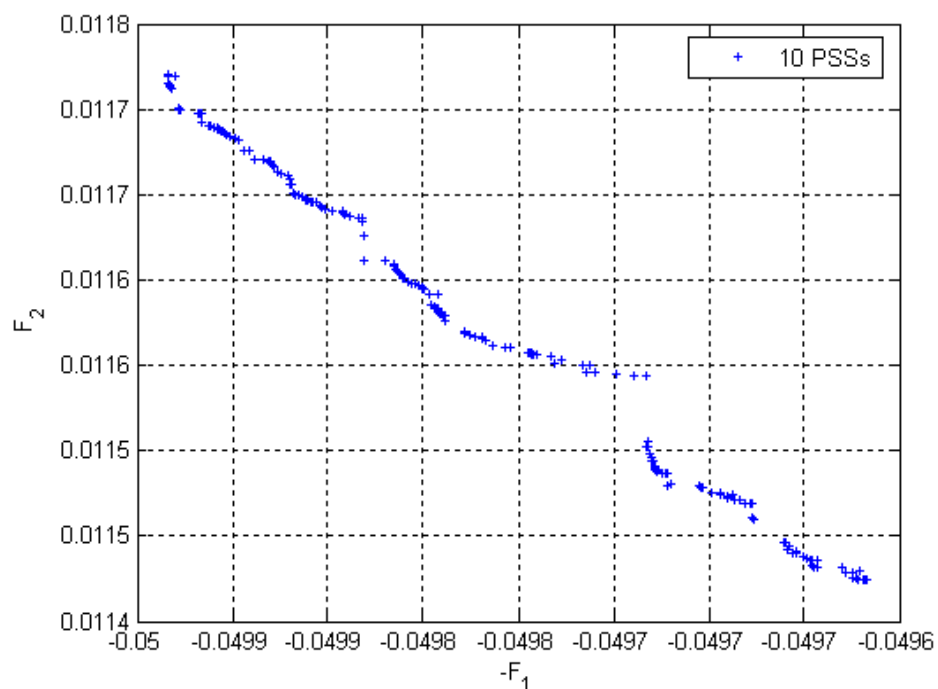
Tableau 4.8 Paramètres des PSS obtenus par le NSGA-II

num de PSS		Machines																F ₁ (%)	F ₂
		#01	#02	#03	#04	#05	#06	#07	#08	#09	#10	#11	#12	#13	#14	#15	#16		
10	K.T _w	60	33	9		57		193		200	106	14	92				200		
	T ₁	0.66	1.26	3.12		0.19		0.26		0.27	0.71	0.59	0.27				1.31	4.96	0.002295
	T ₂	0.13	0.31	0.32		0.09		0.14		0.10	0.21	0.14	0.03				0.76		min(F ₂)
	K.T _w	59	25	30		59		25		183	110	11	90				200		
	T ₁	0.63	1.64	0.87		0.18		0.28		0.28	0.73	0.49	0.43				1.32	5.00	0.002354
	T ₂	0.13	0.32	0.09		0.09		0.08		0.11	0.23	0.11	0.05				0.76		min(F ₂)
	K.T _w	59	23	13		60		64		188	115	10	90				200		
	T ₁	0.64	1.56	1.68		0.18		0.20		0.31	0.70	0.54	0.41				1.33	4.98	0.002321
	T ₂	0.13	0.30	0.17		0.09		0.08		0.13	0.23	0.12	0.05				0.75		Opt
12	K.T _w	58	133	82	69			68		131	54	12	112	200			199	200	
	T ₁	0.57	0.19	0.39	0.15			0.23		0.68	0.56	0.20	0.13	1.30			1.75	0.15	5.83
	T ₂	0.13	0.04	0.17	0.05			0.04		0.29	0.18	0.04	0.06	0.77			0.57	0.07	0.002219
	K.T _w	52	88	62	78			60		56	94	36	126	190			119	195	
	T ₁	0.44	0.23	0.50	0.14			0.26		0.43	0.30	0.23	0.20	1.24			1.87	0.19	9.74
	T ₂	0.09	0.05	0.20	0.05			0.04		0.16	0.06	0.06	0.04	0.66			0.49	0.06	0.002257
	K.T _w	65	115	73	71			68		101	63	16	118	200			183	200	
	T ₁	0.45	0.20	0.35	0.14			0.24		0.75	0.46	0.23	0.13	1.30			1.85	0.16	8.12
	T ₂	0.10	0.05	0.14	0.06			0.04		0.30	0.11	0.04	0.07	0.76			0.54	0.07	0.002224
14	K.T _w	173	200	200		90	154	200		113	131	61	199	200	200		0	200	
	T ₁	0.16	0.24	0.14		1.39	1.02	0.12		0.18	0.26	0.17	0.16	0.13	1.56	0.24	1.20		7.03
	T ₂	0.05	0.03	0.12		0.72	0.58	0.07		0.05	0.06	0.06	0.05	0.13	0.64	0.16	0.68		0.002187
	K.T _w	170	166	118		56	146	198		121	97	34	173	199	200	200	200		13.60
	T ₁	0.20	0.24	0.15		0.77	0.31	0.14		0.16	0.26	0.16	0.16	0.16	1.56	0.28	1.05		0.002197
	T ₂	0.04	0.03	0.05		0.37	0.18	0.07		0.05	0.05	0.08	0.04	0.12	0.57	0.18	0.63		min(F ₂)
	K.T _w	170	166	118		56	146	198		121	97	34	173	199	200	200	200		13.60
	T ₁	0.20	0.24	0.15		0.77	0.31	0.14		0.16	0.26	0.16	0.16	0.16	1.56	0.28	1.05		0.002197
	T ₂	0.04	0.03	0.05		0.37	0.18	0.07		0.05	0.05	0.08	0.04	0.12	0.57	0.18	0.63		Opt
16	K.T _w	10	91	62	146	181	15	29	56	199	45	24	199	199	167	110	141		14.98
	T ₁	1.34	0.34	0.34	0.17	0.25	0.38	0.23	0.32	0.82	0.33	0.22	0.21	1.30	0.18	1.75	1.50		0.002210
	T ₂	0.28	0.07	0.11	0.07	0.18	0.04	0.03	0.10	0.62	0.10	0.06	0.03	0.76	0.06	0.54	0.67		min(F ₂)
	K.T _w	10	97	59	145	178	16	29	54	184	47	22	191	200	159	110	141		16.39
	T ₁	1.30	0.34	0.35	0.17	0.23	0.39	0.23	0.33	0.79	0.34	0.22	0.21	1.28	0.18	1.77	1.49		0.002212
	T ₂	0.27	0.07	0.11	0.07	0.17	0.04	0.03	0.10	0.59	0.11	0.06	0.03	0.78	0.06	0.55	0.67		min(F ₂)
	K.T _w	10	91	60	145	180	15	30	56	197	45	24	197	200	166	112	141		15.86
	T ₁	1.34	0.34	0.34	0.17	0.24	0.38	0.22	0.33	0.83	0.33	0.22	0.21	1.29	0.18	1.75	1.50		0.002211
	T ₂	0.28	0.07	0.11	0.07	0.18	0.04	0.03	0.10	0.65	0.10	0.06	0.03	0.75	0.06	0.55	0.67		Opt
T ₃ =T ₁ , T ₄ =T ₂ & T _w =20 s																			

T₃=T₁, T₄=T₂ & T_w=20 s



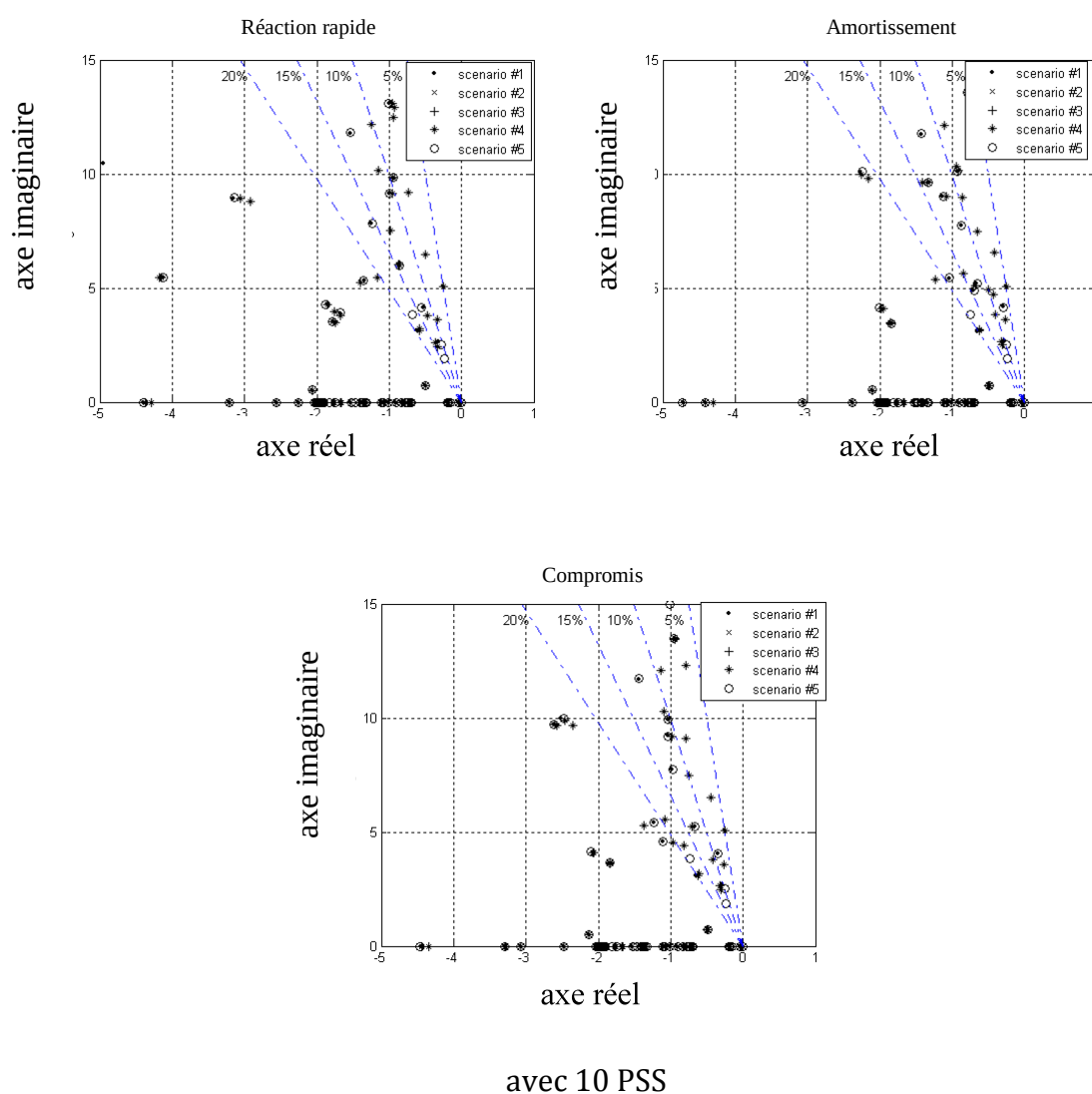
a) Pour les quatre cas



b) Agrandissement autour de 10 PSS

Figure 4. 16. Solutions non dominées

L'analyse des valeurs propres pour les cinq scénarios (Figure 4.16) confirme nos résultats et aussi le fait qu'avec 10 PSS, le système est stable. Toutes les valeurs propres sont sous la droite des 5%.



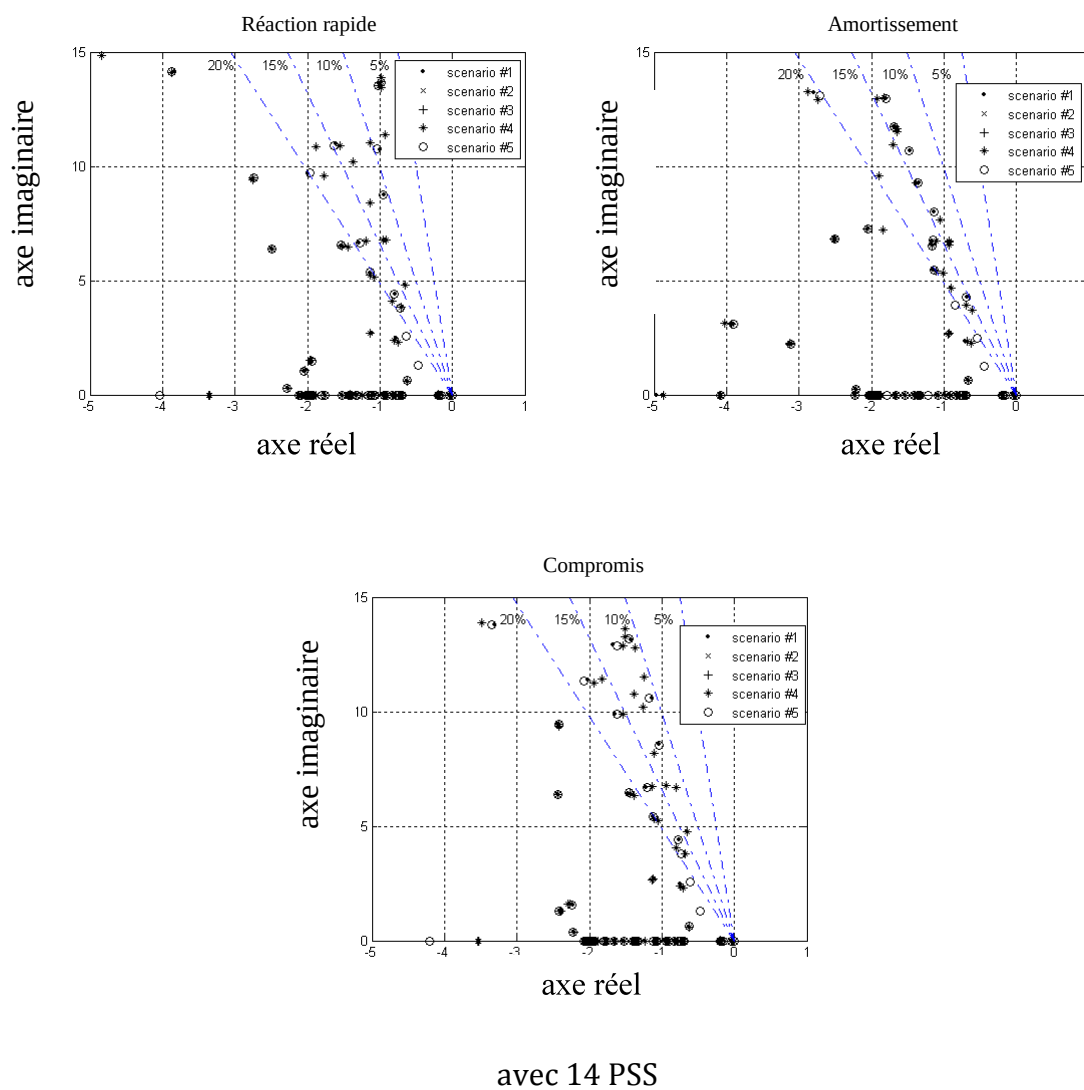
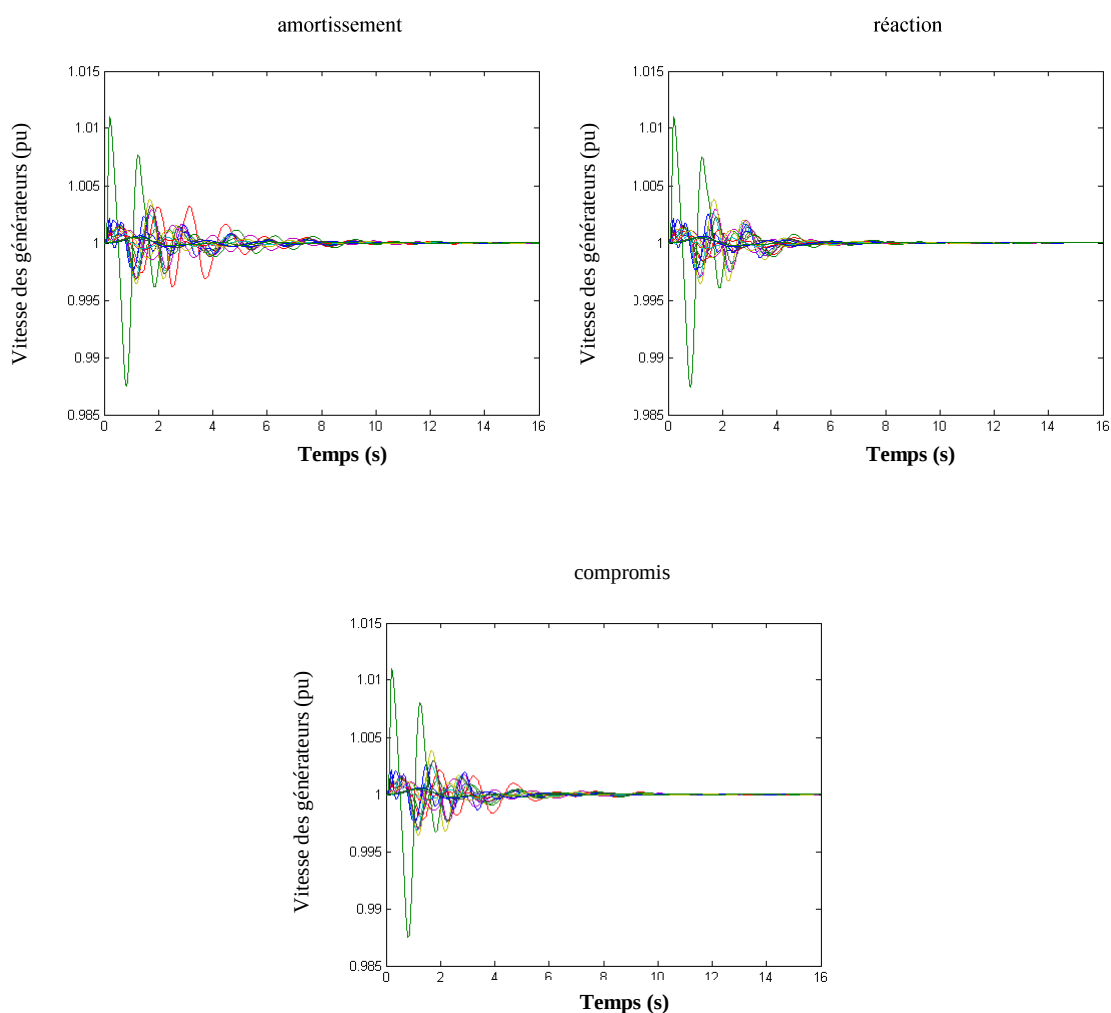


Figure 4. 17. valeurs propres du réseau d'étude pour les cinq scénarios

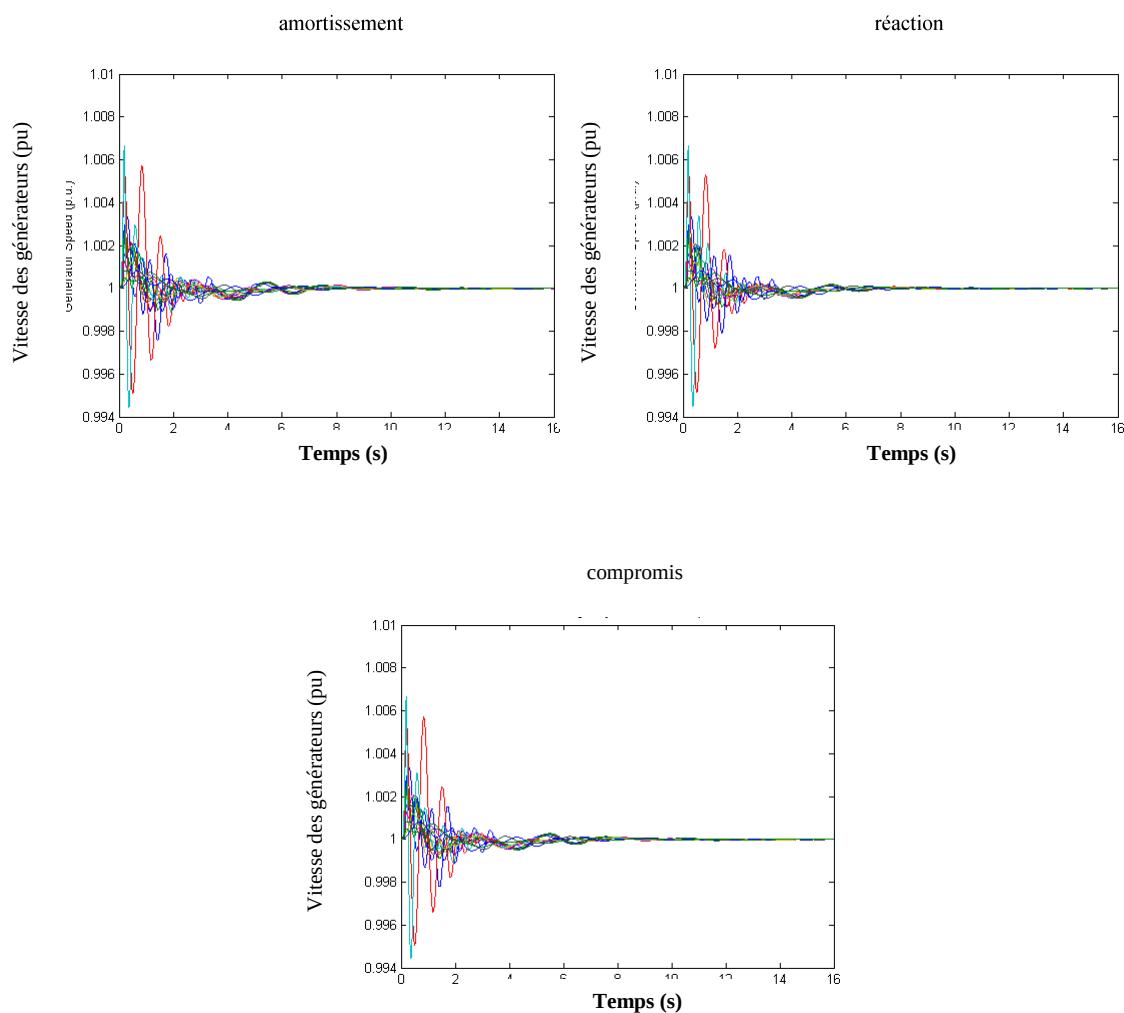
De plus, dans la première colonne de la Figure 4.16, correspondant à un système à réaction rapide, il y a peu de valeurs propres à droite de l'axe $\sigma_0 = -1$, alors que

dans la colonne du milieu, il est nettement visible que c'est le cas d'un bon amortissement.

Pour la simulation non linéaire, ce sont les mêmes contingences qui sont simulées. Nous remarquons bien que la colonne du milieu de la Figure 4.17 correspond bien à une bonne réaction du système, alors que la première colonne, possède un bon amortissement, et c'est dans la dernière colonne que se trouve notre compromis.



a) 1^{er} contingence



b) 2^{ème} contingence

Figure 4.18. Simulation non linéaire – cas de 10 PSS

En outre, les PSS proposés sont efficaces pour l'amortissement des modes locaux, ainsi que les modes d'oscillations interzones. Cela montre la supériorité de cette approche de dimensionnement pour l'obtention d'un ensemble de PSS capable à la

fois d'amortir les oscillations électromécaniques et de minimiser le plus possible le temps de réaction du système.

4.5 Conclusion

Dans ce chapitre un nouvel algorithme d'optimisation basé sur les AG est développé pour le dimensionnement et l'emplacement simultané des PSS sur les réseaux électriques. L'algorithme, décrit ici, cherche les bons paramètres des PSS ainsi que leurs emplacement afin d'assurer un amortissement global acceptable du réseau. Cette procédure a été testée sur le réseau Américain 68 nœuds et 16 machines avec neuf possibilités d'installation de PSS à savoir de 8 PSS à 16 PSS et ceci pour cinq scénarios. La simulation a donné un bon résultat en matière d'amélioration de l'amortissement global du réseau. De plus, nous avons procédé à l'optimisation du dimensionnement des PSS par l'évaluation de plusieurs compromis entre l'amortissement et la réaction du système et ce par l'utilisation de l'algorithme métaheuristique multicritères NSGA-II. Une analyse Trade-off a été effectuée et nous a permis d'obtenir les meilleurs paramètres des PSS.

Chapitre 5. Coordination simultanée des FACTS POD et PSS pour l'amortissement des oscillations dans les REE

5.1 Introduction

Dans les grands REE, l'amortissement des oscillations de puissance entre les zones interconnectées est très important pour un fonctionnement à la fois stable et sécurisé. L'utilisation des PSS conventionnels peut ne pas assurer un amortissement suffisant. Comme il a été discuté précédemment, les FACTS POD peuvent contribuer à l'amélioration de ces oscillations.

Cependant, une mauvaise coordination de ces contrôleurs peut conduire à des interactions non désirées, conduisant à la "déstabilisation" du système. Pour améliorer la performance de l'intégrité du système de contrôle, plusieurs recherches se sont focalisées sur la thématique de coordination de ces dispositifs stabilisateurs [68], [69], [70], [71], [72]. Une partie de ces recherches est basée sur la simulation non linéaire du réseau [68], [41], tandis que l'autre fait appel à des modèles linéaires [69], [70], [71] [72]

La performance globale du système est optimisée par les AG, en minimisant la fonction objectif, dans laquelle les influences des contrôleurs type PSS et FACTS POD sont prises en compte. En conséquence, les interactions entre ces contrôleurs d'amortissement sont améliorées.

Le réseau 16-machines du Chapitre 3 est utilisé dans cette partie. Le FACTS série est employé pour l'amortissement des modes d'oscillations interzones. Il est installé dans la ligne connectant les deux zones 3 et 4, i.e. entre les nœuds 50 et 51.

5.2 Les contrôleurs type PSS et FACTS POD

5.2.1 Le contrôleur type PSS

Dans cette étude, tous les générateurs sont équipés de PSS. Comme il a été mentionné précédemment le PSS agit via le système d'excitation pour lui ajouter

une composante additionnelle du couple d'amortissement proportionnelle à la vitesse [37]. Sa fonction de transfert consiste en un block d'amplification, un wash-out et deux blocks avance-retard [37].

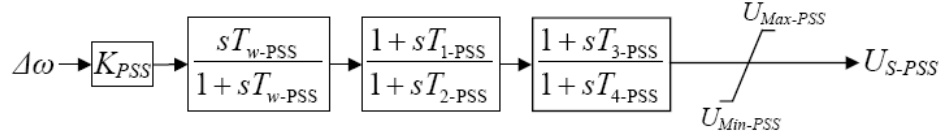


Figure 5.1 contrôleur type PSS

5.2.2 Contrôleur FACTS POD

Par ailleurs, la structure d'un FACTS POD est similaire à celle d'un PSS (voir Figure 5.2). Généralement, les signaux locaux sont pris comme des entrées pour l'amortissement des oscillations dans les réseaux électriques. Dans cette étude, la puissance active P_{ligne} traversant le FACTS est choisie comme entrée. Pour la sortie C_{FACTS} , et puisque il s'agit d'un TCSC, c'est la réactance B_{TCSC} qui est choisie [34], [73], [74].

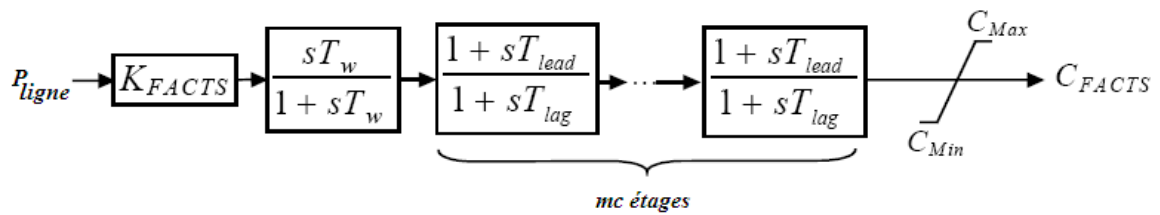


Figure 5.2 contrôleur FACTS POD

5.2.3 Approche Conventionnelle pour le choix de l'emplacement et des paramètres des contrôleurs PSS et FACTS POD

Initialement, le rôle des contrôleurs FACTS POD était l'amortissement des oscillations dans les lignes où ils sont installés. En se basant sur l'analyse des Facteurs de Participation (FP), les PSS sont dimensionnés pour amortir les modes critiques qui peuvent être influencés par ces derniers. Un bon dimensionnement de l'ensemble PSS et FACTS POD peut assurer un excès en termes de facteur d'amortissement à travers un nombre considérable de points de fonctionnement.

Avec l'utilisation des techniques modernes de commande, le dimensionnement des PSS et FACTS POD est bien traité pour les systèmes monomachines (machine-nœud infini SMIB). Cependant, le dimensionnement de ces contrôleurs d'amortissement se complique lorsqu'il s'agit d'un grand réseau. Les approches de dimensionnement conventionnelles sont généralement basées sur l'analyse modale, la procédure est la suivante [75]:

1. Les emplacements des PSS et FACTS sont déterminées en utilisant la méthode des FP et des résidus.
2. Ensuite, ils sont dimensionnés suivant plusieurs méthodes [33], [34], [69].
3. En dernier, les contrôleurs sont testés pour plusieurs conditions de fonctionnement.

Les approches conventionnelles, utilisant la méthode séquentielle de dimensionnement, ne peuvent pas traiter de manière adéquate les interactions entre les contrôleurs. Une bonne coordination et un dimensionnement adéquat peuvent atténuer les effets indésirables des interactions entre les contrôleurs [76].

Dans ce chapitre, un algorithme de dimensionnement basé sur les notions d'optimisation multicritères est proposé pour assurer la coordination de plusieurs contrôleurs simultanément.

5.3 Méthode de dimensionnement coordonnée et simultanée

Plusieurs recherches traitant du dimensionnement coordonné des paramètres de ces contrôleurs ont été effectuées [33], [69], [70], [71], [72]. Dans [69], une approche non linéaire a été proposée pour réduire l'interaction entre les PSS et FACTS POD. Cette méthode se base sur le modèle complexe du réseau, particulièrement à la suite d'un incident critique (défaut). Cependant, et comme toute méthode non linéaire, elle nécessite un temps de simulation très important, ce qui la pénalise pour l'application aux grands REE. En conséquence, pour ces derniers, c'est la méthode linéaire qui est recommandée [33] étant donné son temps d'exécution relativement réduit.

Dans cette section, nous proposons une méthode d'optimisation basée sur l'analyse des valeurs propres pour le dimensionnement coordonné des contrôleurs FACTS POD et PSS dans les REE. L'objectif de cette optimisation est d'améliorer l'amortissement global du réseau. Cela mène à réaliser simultanément le dimensionnement et la coordination des paramètres des contrôleurs, ce qui maximise l'amortissement des modes d'oscillation : interzones, locaux, d'excitation et d'autres modes de contrôle.

Dans cette étude, les paramètres de chaque PSS et FACTS POD sont déterminés simultanément par les AG. Le principe de cette procédure est le suivant :

- 1° Linéarisation du REE pour l'analyse des modes d'oscillation.
- 2° Installation des PSS et des FACTS POD par l'analyse des FP et résidus.
- 3° Application des AG pour l'optimisation des paramètres des contrôleurs.

De nos jours, la linéarisation ne pose pas de problème pour les grands REE et ce par l'application de la méthode ARNOLDI modifié, donc les étapes 1, 2 sont facilement réalisées. Dans cette section, c'est la dernière étape qui sera détaillée. En outre, pour contourner l'aspect non linéaire des REE, quelques points de fonctionnement seront considérés pour vérifier la robustesse de nos contrôleurs.

5.3.1 Modèle linéaire du REE

Une fois les emplacements optimaux des contrôleurs choisis, conformément à ce qu'il a été présenté dans la § 2.3, le modèle global linéaire contenant des contrôleurs PSS et FACTS peut être déterminé. Ainsi, les valeurs propres $\lambda_i = \sigma_i \pm \omega_i$ ($i = \widetilde{1, n}$) du système en boucles fermées peuvent être obtenues, où n est le nombre total des valeurs propres du système (voir Figure 5.3).

Cette méthode consiste à chercher les meilleurs paramètres des contrôleurs, tout en minimisant l'indice d'amortissement global du système (Equation 5.1).

$$IA = \sum_{\substack{i=1 \\ \xi_i < \xi_0}}^n (\xi_0 - \xi_i) \quad (5.3)$$

Où $\xi_i = -\frac{\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}}$ est le facteur d'amortissement du $i^{ème}$ mode et ξ_0 est le facteur d'amortissement global désiré.

Parmi les valeurs propres dominantes, seules celles qui ont un facteur d'amortissement faible, sont considérées dans l'optimisation, et aussi celles ayant un facteur d'amortissement de moins de 10 % sont prises en compte. L'objectif de

l'optimisation est de déplacer l'ensemble considéré des valeurs propres à gauche du secteur- s , et aussi à maximiser le facteur d'amortissement autant que possible.

Les déplacements des valeurs propres sur la base de cette approche d'optimisation sont présentés dans la Figure 5.3.

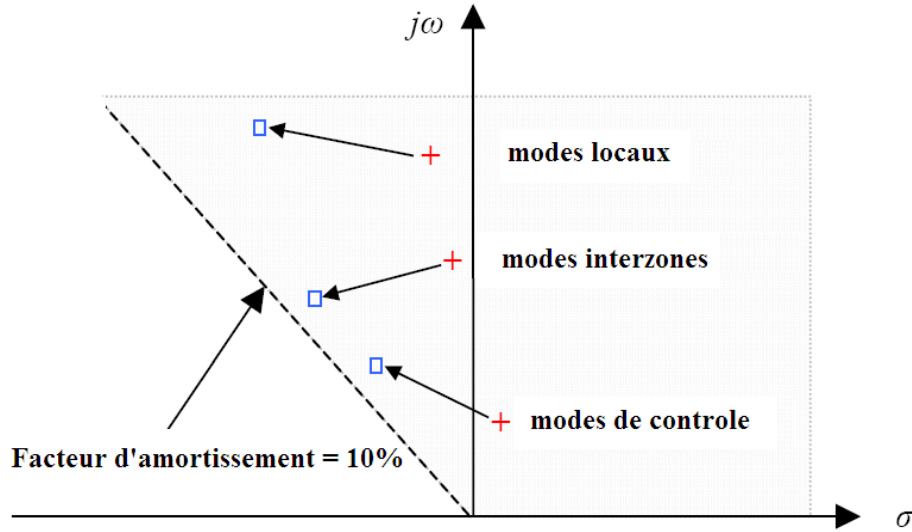


Figure 5.3 Déplacement des valeurs propres

$+$: valeurs propres avant optimisation

$\square$: valeurs propres après optimisation

5.3.2 Technique d'optimisation

Dans le but de minimiser la fonction objectif de l'Equation 5.1, l'optimisation avec les AG est utilisée, et ce pour chercher les gains des contrôleurs PSS et FACTS POD. Nous avons maintenu les étages avance-retard issus du dimensionnement conventionnel traité dans la référence [11] pour les PSS et ceux des résidus pour le FACTS POD.

Les scénarios ainsi que paramètres de l'AG sont les mêmes que ceux du Chapitre 4. La valeur ξ_0 est quant à elle prise égale à 10 %.

D'après la Figure 5.4, Il est clair que la solution issue de l'optimisation par les AG est stable.

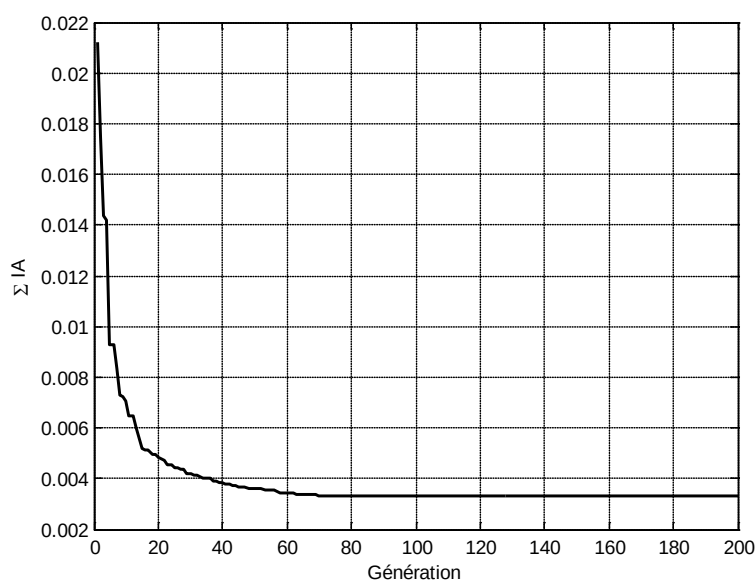


Figure 5.4 indice d'amortissement ΣIE en fonction de la génération

Les nouveaux paramètres obtenus sont :-

Tableau 5.1 Paramètres des PSS après optimisation

No.	K _{PSS}	T _ω	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄	No.	K _{PSS}	T _ω	T ₁	T ₂	T ₃	T ₄
G1	7.54	10	0.08	0.01	0.08	0.01	G9	7.81	10	0.05	0.01	0.05	0.02
G2	7.43	10	0.08	0.01	0.08	0.01	G10	5.43	10	0.08	0.01	0.08	0.02
G3	4.31	10	0.04	0.02	0.1	0.01	G11	5.31	10	0.08	0.03	0.05	0.01
G4	9.87	10	0.08	0.02	0.08	0.02	G12	5.97	10	0.08	0.01	0.08	0.01
G5	1.37	10	0.05	0.01	0.08	0.02	G13	6.50	10	0.04	0.01	0.05	0.01
G6	1.24	10	0.05	0.01	0.08	0.02	G14	10	10	0.04	0.01	0.05	0.01
G7	7.41	10	0.05	0.01	0.08	0.02	G15	10	10	0.05	0.01	0.04	0.01
G8	9.55	10	0.08	0.01	0.08	0.02	G16	10	10	0.03	0.02	0.05	0.01

Tableau 5.2 Paramètres du FACTS POD sur le TCSC de la ligne 50-51

$K_{FACTS\ POD}$	T_w	T_1	T_2	T_3	T_4
8.75	10	0.14	0.53	0.14	0.53

5.3.3 Application

Pratiquement, les contrôleurs PSS et FACTS POD optimisés doivent produire un couple d'amortissement adéquat sous plusieurs conditions de fonctionnement. Ainsi, il est nécessaire d'optimiser les paramètres des contrôleurs tout en considérant ces conditions, et ce pour palier la non linéarité du réseau.

L' IA sera incrémenté par les IA de chaque condition de fonctionnement. Les paramètres résultants assureront un bon amortissement pour les différentes conditions choisies.

Cette approche est plus rapide que celle proposée par [68]. Elle optimise l'amortissement du système en ajustant seulement les gains des stabilisateurs.

5.4 Application

Pour évaluer les performances de cette méthode, le réseau New England 68 noeuds 16 machines, avec des excitations statiques et des PSS installés sur toutes les machines, sera examiné.

L'analyse des valeurs propres du système sans contrôle (Figure 5.5) montre que le réseau est instable.

Avec la méthode de dimensionnement conventionnel séquentiel des PSS et FACTS POD et sans coordination, le système devient stable. Cependant, il y a quelques modes pour lesquels le facteur d'amortissement n'est pas satisfaisant (quelques modes locaux).

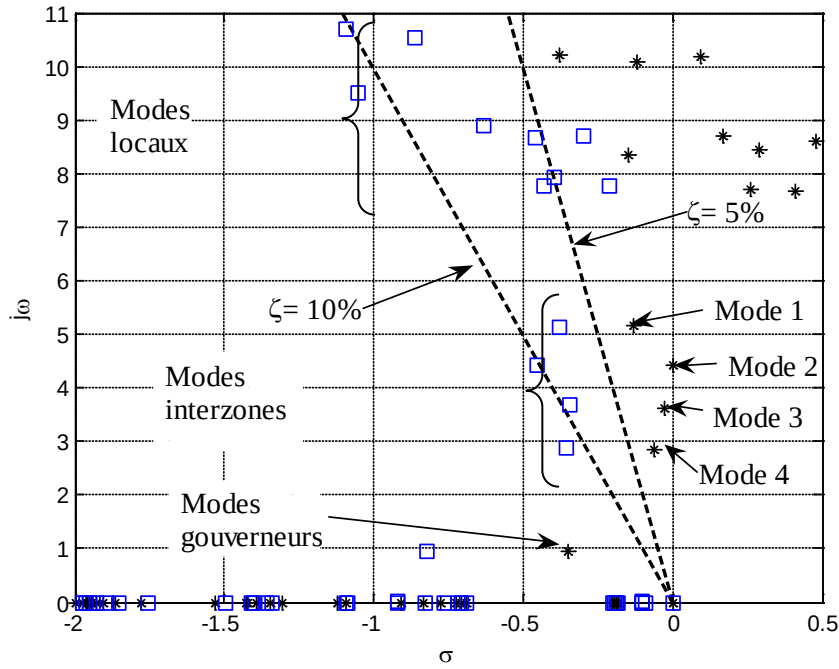


Figure 5.5 dimensionnement conventionnel des contrôleurs

*: Valeurs propres sans contrôleurs

□: Valeurs propres avec PSS et FACTS POD

5.4.1 Lieu des pôles

Quand le gain du FACTS POD varie entre 0 et 30, il est clair que ce contrôleur n'a pas d'impact sur les modes locaux. Cependant, il a une influence significative sur les modes d'oscillation interzones. Un gain de 30 augmente considérablement l'amortissement des modes interzones 2, 3 et 4. Au delà de cette valeur, l'amortissement de ces modes est affecté (notamment l'amortissement du mode 3).

En conclusion, la coordination des PSS et FACTS POD est nécessaire.

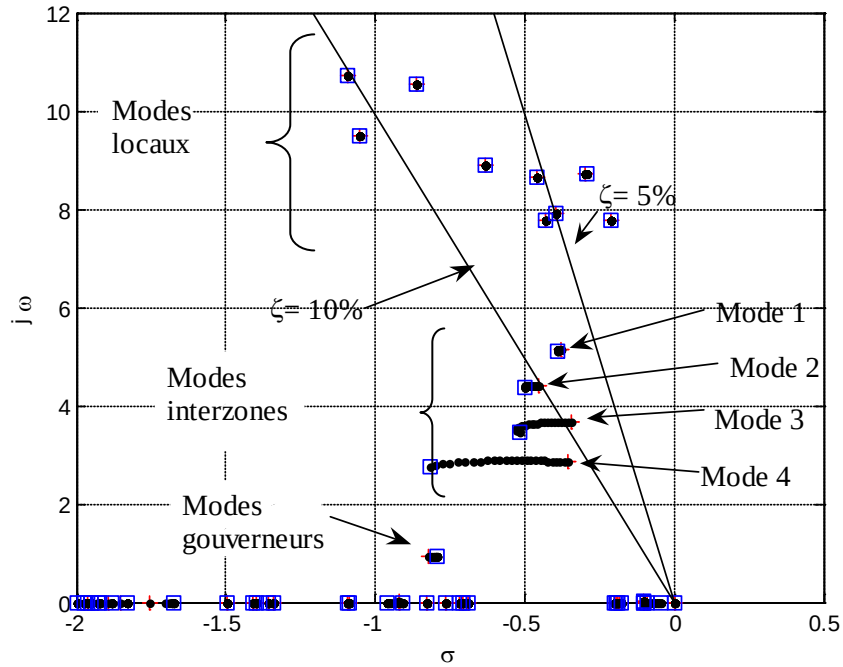


Figure 5.6 Lieu des pôles pour le contrôleur FACTS POD

Quand K_{FACTS} varie entre 0 (+) et 30 (□)

5.4.2 Performance du système optimisé

Après la coordination, l'amortissement des modes s'améliore nettement. Les modes d'oscillation sont illustrés par la Figure 5.7 ; tous possèdent maintenant un amortissement voisin de 10%.

5.4.3 Performance du système sous conditions d'opérations

Pour assurer la robustesse des contrôleurs, plusieurs conditions de fonctionnement doivent être considérées. L'élimination des deux lignes connectant les deux zones 4 et 5 est prise en compte (ligne 1-2 et ligne 9-8) dans la vérification de la robustesse de ces contrôleurs. L'analyse des valeurs propres de la Figure 5.7 confirme que même sans ces deux lignes importantes, les modes possèdent un amortissement

suffisant. Cependant, l'amortissement des modes 2, 3 et 4 est affecté négativement, par contre celui du mode 1 s'améliore. Les modes 4 et 3 se déplacent significativement dans le sens de l'instabilité, mais gardent un amortissement voisin de 10%.

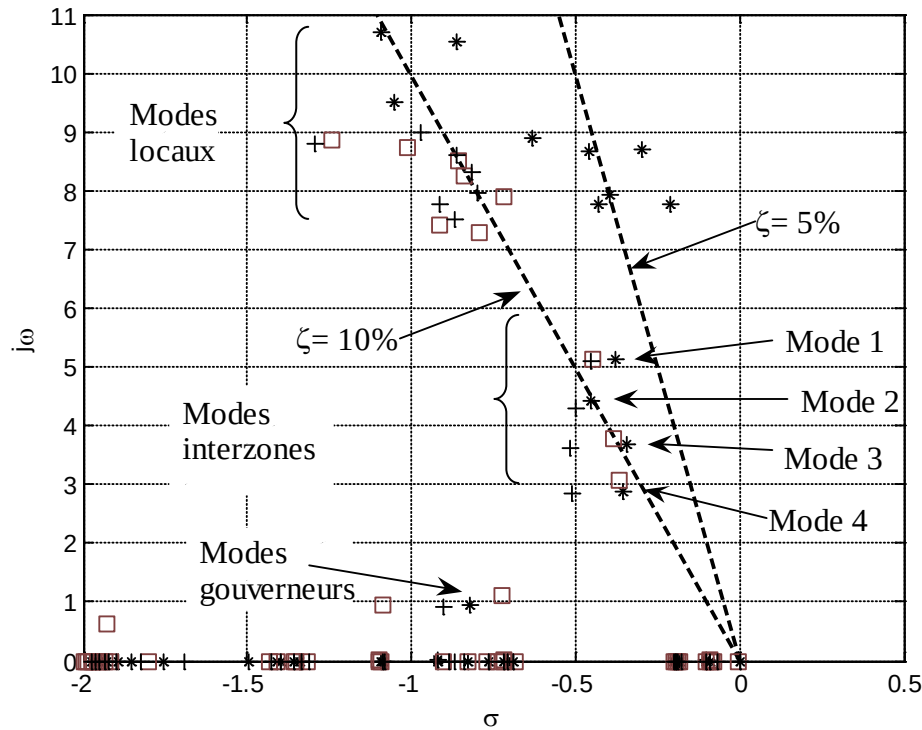


Figure 5.7 Valeurs propres - Dimensionnement coordonné des contrôleurs

+: avant optimisation *: après optimisation

□: avec suppression des deux lignes 1-2 & 8-9

5.4.5 Simulation non-linéaire

Dans le but d'examiner la performance des contrôleurs, un défaut triphasé sur la ligne 1-2 est appliqué durant 6 cycles. Pour examiner le comportement du réseau, l'angle relatif entre les deux machines 12 et 16 est visualisé ainsi que la puissance

transitée via le TCSC pour visualiser les oscillations de puissance, qui peuvent être néfastes pour les composants du réseau.

Le résultat de simulation est présenté aux Figures 5.8 et 5.9. Il est clairement constaté que la coordination apporte une nette amélioration en matière d'amortissement de la puissance transitée dans la ligne où le TCSC est installé.

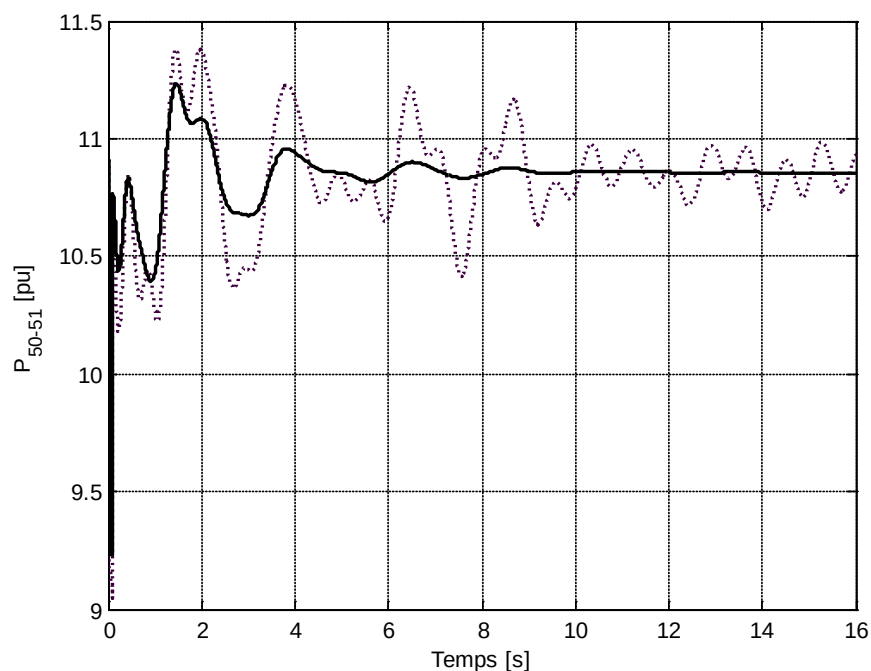


Figure 5.8 Simulation non linéaire – transit de puissance du nœud 50 au 51

Défaut au nœud 1 pendant 100 ms avec élimination de la ligne 1-2

- Dimensionnement conventionnel sans coordination
- Dimensionnement après coordination

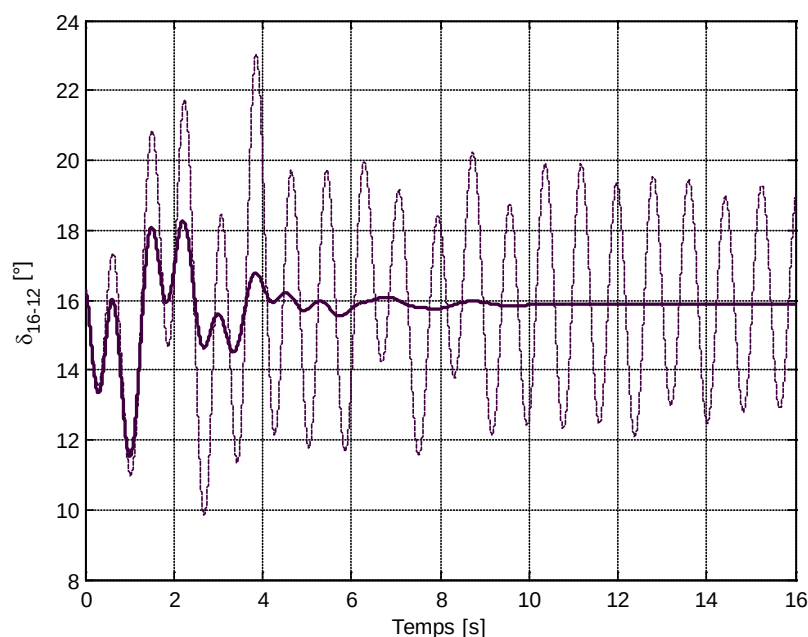


Figure 5.9 Simulation non linéaire – Angle relatif entre les générateurs 12 -16

Défaut au nœud 1 pendant 100 ms avec élimination de la ligne 1-2

..... Dimensionnement conventionnel sans coordination
 ——— Dimensionnement avec coordination

5.5 Conclusion

Dans ce chapitre une méthode de coordination simultanée des FACTS POD et PSS basée sur l'optimisation avec les AG est présentée. Cette méthode utilise l'analyse des valeurs propres du réseau et aussi exploite les méthodes conventionnelles de dimensionnement des contrôleurs. Ainsi, elle réduit l'espace et le temps de calcul, ce qui lui qualifie pour son utilisation dans les grands REE.

Chapitre 6. Conclusion Générale

Les travaux de cette thèse se sont focalisés sur l'amortissement des oscillations dans les réseaux électriques par la coordination des PSS conventionnels et les FACTS en utilisant les méthodes heuristiques d'optimisation et la logique floue.

En premier lieu, pour les études dynamiques et statiques, les FACTS sont modélisés par la méthode du courant injecté. Ils sont ensuite synthétisés par l'utilisation de la méthode des résidus et le choix des signaux locaux d'asservissement. La méthode des résidus est la plus adéquate lorsqu'il s'agit des réseaux de grande dimension.

Le choix des emplacements optimaux des FACTS peut se faire selon plusieurs critères. Pratiquement les critères les plus utilisés sont le critère économique et le critère dynamique. Pour le critère économique, les FACTS peuvent être implantés pour augmenter la capacité de transfert des REE et ce sans violation de contraintes, avec un coût de production réduit et un minimum d'investissement. Dans cette thèse, les AG sont utilisés pour résoudre le problème du choix de l'emplacement, le type et les valeurs nominales des FACTS à installer. Et ce, par la maximisation d'une fonction composite regroupant à la fois le coût de production et l'investissement.

Outre le critère économique du choix des emplacements, la méthode des résidus est aussi appliquée pour l'amélioration de la stabilité dynamique du REE et ce par l'analyse des différents emplacements et signaux d'asservissement possibles.

Pour le dimensionnement et le choix des emplacements optimaux des PSS, une méthode originale basée sur l'analyse de toutes les combinaisons possibles est proposée, par la maximisation de l'amortissement global du système. Les paramètres et emplacements obtenus sont par la suite raffinés pour aboutir à des compromis *amortissement global – réaction du système*. Ce dernier a été rendu possible par la formulation du problème multi-objectif où l'analyse Trade-off est effectuée via l'algorithme génétique NSGA-II.

A la fin, nous avons traité le problème de coordination des PSS conventionnels et contrôleurs FACTS d'amortissement (POD). Une formulation du problème d'optimisation non linéaire basé sur l'analyse du modèle linéaire du REE sous plusieurs points de fonctionnement est élaborée. Ce problème est résolu aussi par l'utilisation des AG. L'interaction entre PSS et FACTS est prise en compte et les paramètres des PSS et FACTS POD sont réglés simultanément. Cet algorithme est pratique et peut faire l'objet d'applications sur des réseaux électriques réels.

Pour des futurs travaux, l'action à mener consiste à développer un champ d'application de ces méthodes pour les adapter aux grands réseaux pratiques tel le réseau National Sonelgaz.

Aussi, nous proposons l'application d'autres méthodes de simulation pour le choix des emplacements optimaux des contrôleurs. Nous citons la méthode Monte-Carlo et la méthode Cross-Entropy qui peuvent aborder des problèmes combinatoires de grande dimension. L'analyse d'autres fonctions objectif peut aussi conduire à des résultats intéressants dans la formulation multicritères du problème.

Bibliographie

- [1] IEEE/CIGRE (Institute of Electrical and Electronic Engineers/Conseil International des Grands Réseaux Electriques)., *FACTS Overview*. Piscata-way, NJ : IEEE Service Centre, 1995. special issue. 95TP108.
- [2] Mathur, R. M. et Varma, R. K., *Thyristor-based FACTS controllers for electrical transmission systems*. s.l. : Piscataway: IEEE Press, 2002.
- [3] Moore, P. et Ashmole, P., "Flexible AC transmission systems. III. Conventional FACTS controllers." s.l. : Power Engineering Journal, 1997, Vol. 11, pp. 177-183.
- [4] Hingorani, N.G. et Gyugyi, L., *Understanding FACTS – Concepts and technology of Flexible AC Transmission Systems*. s.l. : IEEE Press, 2000.
- [5] Song, Y. H. et John, A. T., *Flexible AC Transmission Systems (FACTS)*. London : IEE Press, 1999.
- [6] IEEE/CIGRE (Institute of Electrical and Electronic Engineers/Conseil International des Grands Réseaux Electriques)., *FACTS Overview*. Piscata-way, NJ : IEEE Service Centre, 1995. special issue, 95TP108.
- [7] Guo, Y., Hill, D.J. et Wang., "Global transient stability and voltage regulation for power systems." IEEE Transactions on Power Systems., November 2001, Issue 4, Vol. 16.
- [8] Liu, J. Y., Song, Y.H. et Mehta, P.A., "Strategies for handling UPFC constraints in steady-state power flow and voltage control." IEEE Transactions on Power Systems, May 2000, Vol. 15, pp. 566-571.
- [9] Gerbex, S., Cherkaoui, R. et Germond, A. J., "Optimal location of multi-type FACTS devices in a power system by means of genetic algorithms." IEEE Transactions on Power Systems, August 2001, Vol. 16, pp. 537-544.
- [10] deMello, F. P. et Concordia, C., "Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control." IEEE Trans. Power App. Sys. PAS-88, 1969, pp. 316–329.
- [11] Kundur, P., *Power System Stability and Control*. NY : Power System Stability and Control, 1994.
- [12] Larsen, E. et Swann, D., "Applying power system stabilizers." IEEE Trans. Power Appar. Syst., 1981, Vol. vol. PAS-100, pp. 3017–3046.
- [13] CIGRE., *Technical Brochure on Control of Power System Oscillations*. July 1996. Final Report.
- [14] Klein, M., Rogers, G. J. et Kundur, P., "A Fundamental study of Inter-Area Oscillations in Power Systems." s.l. : IEEE Transactions on Power Systems, 1991, Issue 3, Vol. 6, pp. 914-921.
- [15] Metsubishi., Power system stabiliser. [En ligne] www.meppi.com/ProductsGenerator/Excitation Products/DocumentsPower System/Stabilizer.pdf.
- [16] Wenxin, et al., "Design of an adaptive neural network based power system stabilizer." Advances in Neural Networks Research: IJCNN '03, June-July 2003, Issue 5-6, Vol. 16, pp. 891-898.

- [17] Hsu et Chen, C.L., "Tuning of power system stabilizers using an artificial neural network." IEEE Transaction on Energy Conversion, 1991, Issue 4, Vol. 6, pp. 612–619.
- [18] El-Metwally, K.A., Hancock, G.C. et Malik, O.P., "Implementation of a fuzzy logic PSS using a micro-controller and experimental test results." IEEE Transaction on Energy Conversion, 1996, pp. 91–96.
- [19] Hiyama, T. et Tomsovic, K., "Current status of fuzzy system applications in power systems." Tokyo : s.n., 1999. Proceedings of the IEEE, SMC99. pp. 527–532.
- [20] Sebaa, K, Boudour, M et Hellal, A., "Fuzzy-Logic-Based Power System Stabilizer for weakly connected power systems." Algiers : s.n., 19 et 20 Septembre 2005. 1ère Conférence internationale sur le transport d'Electricité en Algérie.
- [21] PSS/E., *Power System Simulator for Engineering*. NY : Power Technologies Inc., Schenectady, 2001.
- [22] PSAPAC., *The Power System Analysis Package*. Vancouver, Canada : Powertech Labs Inc, 2001.
- [23] EUROSTAG., *Software for the Simulation of Power System Dynamics*. Belgium : Tractebel Energy Engineering, Brussels, 2001.
- [24] J. Chow., *Power System Toolbox 2.0*. Ontario, Canada : Cherry Tree Scientific Software, 2000.
- [25] Hydro-Quebec, TEQSIM International., *Power System Blockset for Use with Simulink*. s.l. : The Mathworks Inc, 2001.
- [26] Dymola., *Dynamic Modeling Laboratory*. s.l. : Dynasim, 2001.
- [27] Fuerte-Esquivel, C.R., *Steady State Modelling and Analysis of Flexible AC Transmission Systems*. Glasgow : University of Glasgow, 1997. PhD thesis, Department of Electronics and Electrical Engineering.
- [28] Acha, Enrique, et al., *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*. England : John Wiley & sons, 2004.
- [29] Lie, T. T. et Deng, W., "Optimal flexible AC transmission systems (FACTS) devices allocation." Electrical power & Energy System, 1997, Issue 2, Vol. 19, pp. 125-134.
- [30] F. Wang, G. B. Shrestha, "Allocation of TCSC devices to optimize total transmission capacity in a competitive power market." 2001. Power Engineering Society Winter Meeting IEEE. Vol. 2, pp. 587–593.
- [31] Fang, W. L. et Ngan, H. W., "Optimising location of unified power flow controllers using the method of augmented Lagrange multipliers." IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib., September 1999, Vol. 146, pp. 428-434.
- [32] Verma, K.S., Singh, S.N. et Gupta, H. O., "Location of unified power flow controller for congestion management." Electric Power Systems Research, 2001, Vol. 58, pp. 89-96.
- [33] Renz, H. O.B. A., et al., "AEP unified power flow controller performance." IEEE Trans. Power Delivery, November 1999, Issue 4, Vol. 14, pp. 1374-1381.
- [34] Lei, X., Jiang, D. et Retzmann, D., "Stability improvement in power systems with non-linear TCSC control strategies." ETEP, November/December 2000, Issue 6, Vol. 10, pp. 339-345.
- [35] Chow, J. H., et al., "Power System Damping Controller Design Using Multiple Input Signals." *IEEE Control Systems Magazine*. 2000, Vol. 20, 4, pp. 82-90.

- [36] Oudalov, A., *Coordinated control of multiple FACTS devices in an electric power system*. s.l. : Thèse de Doctorat, EPF Lausanne, 2003.
- [37] Rogers, G., *Power System Oscillations*. s.l. : Kluwer Academic Publishers, 1999.
- [38] Sadikovic, R., Andersson, G. et Korba, P., *Power Flow Control with FACTS Devices*. Seville : World Automation Congress (WAC), 2004.
- [39] Yang, N., Liu, Q.H. et McCalley, J.D., "TCSC controller design for damping inter area oscillations." IEEE Trans. Power Systems, May 1998, Vol. 13, pp. 1304-1310.
- [40] Pagola, F.L., Perez-Arriaga, I.J. et Verghese, G.C., "On sensitivities, residues and participations: Applications to oscillatory stability and Control." IEEE Trans. Power Systems, May 1989, Vol. 4, pp. 278-285.
- [41] Lei, X., Lerch, E. N. et Povh, D., "Optimization and coordination of damping controls for improving system dynamic performance." IEEE Trans. Power Systems, August 2001, Vol. 16, pp. 473-480.
- [42] Limyingcharone, S., Annakkage, U. D. et Pahalawaththa, N. C., "Fuzzy logic based unified power flow controllers for transient stability improvement." IEE Proc, 1998, Issue 3, Vol. 145, pp. 225-232.
- [43] Chedid, R. B., Karaki, S. H. et El-Chamali, C., "Adaptive fuzzy control for winddiesel weak power systems." EEE Trans. on Energy Conversion I, 2000, Issue 1, Vol. 15, pp. 71-78.
- [44] E1-Hawary, M. E., *Electric Power Applications of Fuzzy Systems*. New York : IEEE Press, 1999.
- [45] Xiao, Y., et al., "Available transfer capability enhancement using FACTS devices." IEEE Transactions on Power Systems, February 2003, Vol. 18, pp. 305-312.
- [46] Verma, K. S., Singh, S. N. et Gupta, H. O., "FACTS devices location for enhancement of total transfer capability." 2001. Power Engineering Society Winter Meeting, IEEE . Vol. 2, pp. 522-527.
- [47] NERC, North American Electricity Reliability council., *Available transfer capability – definitions and determinations*. 1996.
- [48] Ambriz-Pérez, H., *Flexible AC Transmission Systems Modelling in Optimal Power Flows Using Newton's Method*. PhD thesis, Department of Electronics and Electrical Engineering, University of Glasgow, Glasgow. : s.n., 1998.
- [49] Zimmermann, R. D. et Gan, D., *Matpower - a Matlab power system simulation package - User's Manual ver. 2*. 1997.
- [50] Habur, K. et Oleary, D., "FACTS - Flexible AC Transmission Systems, For cost effective and reliable transmission of electrical energy." [En ligne] <http://www.siemensstd.com/TransSys/pdf/CostEffectiveReliabTrans.pdf>.
- [51] Galiana, F. D., et al., "Assessment and control of the impact of FACTS devices on power system performance." IEEE Trans. Power Systems, November 1996, Issue 4, Vol. 11.
- [52] Wang, X. P. et Cao, L. P., *Genetic Algorithms – Theory, Application and Software Realization*. Xi'an, China : Xi'an Jiaotong University, , 1998.
- [53] C. Houck, J. Joines and M. Kay., *A Genetic Algorithm for Function Optimization: A Matlab Implementation*. 1995. NCSU-IE TR 95-05.
- [54] Man, K.F., Tang, K.S. et Kwong, S., *Genetic Algorithms*. s.l. : pringer-Verlag London Berlin Heidelberg, 1999.

- [55] Chung, T.S. et Li, Y.Z., "A hybrid GA approach for OPF with consideration of FACTS devices." *IEEE Power Engineering Review*, February 2001, pp. 47-57.
- [56] Klein, M., Rogers, G. J. et Kundur, P., "A Fundamental study of Inter-Area Oscillations in Power Systems." *IEEE Transactions on Power Systems*. 1991, Vol. 6, 3, pp. 914-921.
- [57] Abdel-Magid, Y. L. et Abido, M. A., "Optimal multiobjective Simultaneous stabilization of multimachine power systems via genetic algorithms." *IEEE Trans. Power Systems*, 1999, Vol. 14, pp. 1428-1439.
- [58] Brogan, W.L., *Modern Control Theory*. s.l. : Prentice Hall, 1985.
- [59] do Bomfim, A. L. B., Taranto, G. N. et Falcão, D. M., "Simultaneous Tuning of Power System Damping Controllers Using Genetic Algorithms." *IEEE Trans. Power Syst.*, 1999, Issue 1, Vol. 15 , pp. 163-169.
- [60] Hasanović, A. et Feliachi, A., "Genetic Algorithm Based inter-area oscillation damping controller design using MATLAB." 2002. Power Engineering Society Summer Meeting. Vol. 3, pp. 1136-1141.
- [61] Abdel-Magid, Y. L., et al., "Simultaneous stabilization of power system genetic algorithms." *Proc. Inst. Elect. Eng.- Gen. Trans. Dist.* , 1997, Issue 1, Vol. 144, pp. 39-44.
- [62] Hongesombut, K., Mitani, Y. et Tsuji, K., "An Automated Approach to Optimize Power System Damping Controllers Using Hierarchical Genetic Algorithms." *Proc. of Intelligent System Application to Power Systems*, 2001, pp. 3-8.
- [63] Hongesombut, K., Mitani, Y. et Tsuji, K., "Simultaneous Tuning of Power System Stabilizers Based on a Combined Method of a Micro-GA, HGA and Minimum Phase Control." *IEE Trans. of Japan*, 2002, Issue 12, Vol. 122-8, pp. 1270-1277.
- [64] Sebaa, K. et Boudour, M., "Optimal Locations and tuning of Robust Power System Stabilizers using Genetic Algorithms." Paris : s.n., 2006. *IEEE Industrial Electronics, IECON 2006 - 32nd Annual Conference on*. pp. 501-506.
- [65] Goldberg, D.E., *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. s.l. : Addison-Wesley, 1989.
- [66] Sebaa, K. et Boudour, M., "Robust power systems stabilizer design using Multiobjective Genetic Algorithm." Florida USA : s.n., 2007. *Proceeding of the IEEE Power Energy Systems*. pp. 501-506.
- [67] Deb, K., et al., "A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA-II." *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, april 2002, Issue 2, Vol. 6, pp. 182-197.
- [68] Cai, L. et Erlich, L.J., "Fuzzy coordination of FACTS controllers for damping power system oscillations." 2002. *Modern Electric Power Systems Proc. of the International Symposium Wroclaw*. pp. 251-256.
- [69] Lei, X., Lerch, E. N. et Povh, D., "Optimization and coordination of damping controls for improving system dynamic performance." *IEEE Trans. Power Systems*, August 2001, Vol. 16, pp. 473-480.
- [70] Sanchez-Gasca, J. J. et Chow, J. H., "Power system reduction to simplify the design of damping controllers for inter-area oscillations." *IEEE Trans. Power Systems*, August 1996, Issue 3, Vol. 11 , pp. 1342-1349.
- [71] Pourbeik, P. et Gibbard, M. J., "Simultaneous coordination of Power-System Stabilizers and FACTS device stabilizers in a multimachine power system for

- enhancing dynamic performance." IEEE Trans. Power Systems, 1998, Issue 2, Vol. 13, pp. 473–479.
- [72] Arnautovic, D. et Medanic, J., "Design of decentralized multi-variable excitation controller in multi-machine power systems by projective controls." IEEE Trans. Energy Conversion, December 1987, Issue 4, Vol. EC-2, pp. 598–604.
- [73] Huang, Z.Y., et al., "Application of unified power flow controller in interconnected power systems - modeling, interface, control strategy, and case study." IEEE Trans. on Power Systems, 2000, Issue 2, Vol. 15, pp. 817–824.
- [74] Ker, A. J. F., Lombard, X. et Edris, A. A., "Unified power flow controller (UPFC): modeling and analysis." IEEE Trans. on Power Delivery, April 1999, Issue 2, Vol. 14, pp. 648–654.
- [75] Hong, Y. Y. et Wu, W. C., "A new approach using optimization for tuning parameters of power system stabilizers." IEEE Trans. on Energy Conversion, 1999, Issue 3, Vol. 14, pp. 780–786.
- [76] Martins, N., *Impact of interactions among power system controls*. Paris : s.n., 1999. CIGRE Task Force 38.02.16 Report. CIGRE Task Force 38.02.16 Report.
- [77] do Bomfim, A.L.B., Taranto, G.N. et Falcão, D.M., "Simultaneous tuning of power system damping controllers using genetic algorithms." IEEE Trans. Power Syst. , 2000, Issue 1, Vol. 15, pp. 163–169.
- [78] Hasanovic, A et Feliachi, A., "Genetic Algorithm based inter-area oscillation damping controller design using MATLAB." 2002. Eng. Soc. Summer Meeting 3. pp. 1136–1141.
- [79] Abdel-Magid, Y.L., et al., "Simultaneous stabilization of power system genetic algorithms." Proc. Inst. Elect. Eng.: Gen. Transm. Distrib., 1997, Issue 1, Vol. 144, pp. 39–44.
- [80] Abdel-Magid, Y.L. et Abido, M.A., "Optimal multiobjective simultaneous stabilization of multimachine power systems via genetic algorithms." IEEE Trans. Power Syst., 1999, Issue 14, pp. 1428–1439, Vol. 14.
- [81] Y.L., Abdel-Magid, et al., "Simultaneous stabilization of multimachine power systems via genetic algorithms." IEEE Trans. Power Syst. , 1999, Vol. 14 , pp. 1428–1439.
- [82] Hongesombut, K., Mitan, Y.i et Tsuji, K., "An automated approach to optimize power system damping controllers using hierarchical genetic algorithms." Proc. Intell. Syst. App. Power Syst. , 2001, pp. 3–8.
- [83] Hongesombut, K., Mitan, Y.i et Tsuji, K., "Simultaneous tuning of power system stabilizers based on a combined method of a micro-GA, HGA and minimum phase control." IEEE Trans. Jpn., 2002, Issue 12, Vol. 122-B, pp. 1270–1279.

Articles et conférences

a) ARTICLES

K. Sebaa and M. Boudour, "Optimal Locations and tuning of Robust Power System Stabilizers using Genetic Algorithms", article in press, Electrical Power System Research (elsevier), accepted August 2008.

K. Sebaa and M. Boudour, "Combination and Genetic Algorithms for the locations and Tuning of Robust Power Systems Stabilizers", Archives of Control Sciences, Vol. 17(LIII), No.2, pp.121-138, 2007.

K. Sebaa and M. Boudour, " Coordination of PSSs and FACTS-based Controllers using Hierarchical Real Coded NSGA-II" Submitted to Journal of Electrical Systems, 2008.

K. Sebaa and M. Boudour, "Non-dominated Sorting Genetic Algorithm for PSS Optimal Location and Design", Submitted to the Arabian Journal for Science and Engineering, AJSE, 2008.

b) COMMUNICATIONS INTERNATIONALES

K. Sebaa and M. Boudour, "Power System Dynamic Stability Enhancement via coordinated Design of PSSs and SVC-based Controllers using Hierarchical Real Coded NSGA-II" Proceeding of the IEEE Power Energy Systems, PES'2008, Pittsburgh, Pennsylvania, July 20-24, 2008.

K. Sebaa and M. Boudour, "Robust power systems stabilizer design using Multiobjective Genetic Algorithm", Proceeding of the IEEE Power Energy Systems, PES'2007, Florida USA-28 June 2007.

K. Sebaa and M. Boudour, " Multi-Objective Optimization using Genetic Algorithms for Power System Planning: Application to National Grid ", Proceedings of the 7th Regional Conference of CIGRE National Committees, Amman, Jordan, September. 2007.

K. Sebaa and M. Boudour, "Multi-objective Genetic Algorithm to Robust Power System Stabilizers Design", Proceedings of the International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices, SSD'07, Tunisia, March. 2007.

K. Sebaa and M. Boudour, "Optimal Locations and tuning of Robust Power System Stabilizers using Genetic Algorithms ", Proceedings of the IEEE Conference on Industrial Electronics, IECON'06, France, pp.501-506, Nov. 2006.

K. Sebaa, M. Boudour and A. Hellal, "Fuzzy-Logic-Based Power System Stabilizer for weakly connected power systems", 1^{ère} Conférence Internationale sur le transport d'Electricité en Algérie, 19 et 20 Septembre 2005 – Alger. ;

Annexe 1 : Dérivation de la formule de l'équation 2.28 [40]

Supposons qu'un système de fonction de transfert $G(s)$ est asservi par un autre sous-système de fonction de transfert $H(s)$ et soit la description de la fonction $H(s)$ en variables d'état:

$$\begin{aligned} s\mathbf{x}(s) &= \mathbf{A}_H\mathbf{x}(s) + \mathbf{B}_H\mathbf{u}(s) \\ \mathbf{y}(s) &= \mathbf{C}_H\mathbf{x}(s) + \mathbf{D}_H\mathbf{u}(s) \end{aligned} \quad (\text{A.1})$$

La solution formelle du système précédent peut être obtenue comme suit :

$$\mathbf{H}(s) = \mathbf{C}_H\mathbf{M}_H(s)\mathbf{B}_H\mathbf{x}(s) + \mathbf{D}_H \quad (\text{A.2})$$

Où

$$\mathbf{M}_H(s) = (s\mathbf{I} - \mathbf{A}_H)^{-1} \quad (\text{A.3})$$

Selon (2.22) et (A.1), la matrice complète du système en Boucle Fermée est :

$$\tilde{\mathbf{A}} = \begin{bmatrix} \mathbf{a} + \mathbf{bD}_H\mathbf{c} & \mathbf{bC}_H \\ \mathbf{B}_H\mathbf{c} & \mathbf{A}_H \end{bmatrix} \quad (\text{A.4})$$

Avec (A.2) et (A.4), la dérivée partielle de $H(s)$ par rapport à K_P est :

$$\frac{\partial H(s)}{\partial K_P} = \frac{\partial \mathbf{C}_H}{\partial K_P} \mathbf{M}_H \mathbf{B}_H + \mathbf{C}_H \mathbf{M}_H(s) \frac{\partial \mathbf{A}_H}{\partial K_P} \mathbf{M}_H(s) \mathbf{B}_H + \mathbf{C}_H \mathbf{M}_H(s) \frac{\partial \mathbf{B}_H}{\partial K_P} + \frac{\partial \mathbf{D}_H}{\partial K_P} \quad (\text{A.5})$$

$$\frac{\partial \tilde{\mathbf{A}}}{\partial K_P} = \begin{bmatrix} \mathbf{b} \frac{\partial \mathbf{D}_H}{\partial K_P} \mathbf{c} & \mathbf{b} \frac{\partial \mathbf{C}_H}{\partial K_P} \\ \frac{\partial \mathbf{B}_H}{\partial K_P} \mathbf{c} & \frac{\partial \mathbf{A}_H}{\partial K_P} \end{bmatrix} \quad (\text{A.6})$$

Aussi avec (2.13), (2.14) et (A.4), les vecteurs propres de $H(s)$ peuvent être dérivés par

$$\Phi_H = \mathbf{M}_H(\lambda_i) \mathbf{B}_H \mathbf{c} \Phi_i \quad (\text{A.7})$$

$$\Psi_H = \Psi_i \mathbf{b} \mathbf{C}_H \mathbf{M}_H(\lambda_i) \quad (\text{A.8})$$

Puisque

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K_P} = \Phi_i \frac{\partial \mathbf{A}}{\partial K_P} \Psi_i \quad (\text{A.9})$$

Remplaçons (A.6, 7 et 8) dans (A.9):

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K_P} = \Psi_i \cdot [I : \mathbf{b} \mathbf{C}_H \mathbf{M}_H(\lambda_i)] \cdot \begin{bmatrix} \mathbf{b} \frac{\partial \mathbf{D}_H}{\partial K_P} \mathbf{c} & \mathbf{b} \frac{\partial \mathbf{C}_H}{\partial K_P} \\ \frac{\partial \mathbf{B}_H}{\partial K_P} \mathbf{c} & \frac{\partial \mathbf{A}_H}{\partial K_P} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I \\ \vdots \\ \mathbf{M}_H(\lambda_i) \mathbf{B}_H \mathbf{c} \end{bmatrix} \cdot \Phi_i \quad (\text{A.10})$$

Avec multiplication de (A.10) et remplacement de $s = \lambda_i$:

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K_P} = \Psi_i \cdot \mathbf{b} \cdot \frac{\partial H(\lambda_i)}{\partial K_P} \cdot \mathbf{c} \cdot \Phi_i \quad (\text{A.11})$$

Selon (2.26), l'équation (A.11) peut s'écrire comme suit :

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial K_P} = R_i \cdot \frac{\partial H(\lambda_i)}{\partial K_P} \quad (\text{A.12})$$

Annexe 2 : Données du réseau New York New England 16 Machines 68

CARTE NŒUDS

Nombre	V(pu)	$\angle$ (degré)	Pg(pu)	Gg(pu)	P _L (pu)	Q _L (pu)	G(pu)	B(pu)	Type
1	1	0	0	0	2,527	1,1856	0	0	PQ
2	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
3	1	0	0	0	3,22	0,02	0	0	PQ
4	1	0	0	0	5	1,84	0	0	PQ
5	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
6	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
7	1	0	0	0	2,34	0,84	0	0	PQ
8	1	0	0	0	5,22	1,77	0	0	PQ
9	1	0	0	0	1,04	1,25	0	0	PQ
10	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
11	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
12	1	0	0	0	0,09	0,88	0	0	PQ
13	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
14	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
15	1	0	0	0	3,2	1,53	0	0	PQ
16	1	0	0	0	3,29	0,32	0	0	PQ
17	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
18	1	0	0	0	1,58	0,3	0	0	PQ
19	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
20	1	0	0	0	6,8	1,03	0	0	PQ
21	1	0	0	0	2,74	1,15	0	0	PQ
22	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
23	1	0	0	0	2,48	0,85	0	0	PQ
24	1	0	0	0	3,09	-0,92	0	0	PQ
25	1	0	0	0	2,24	0,47	0	1,7222	PQ
26	1	0	0	0	1,39	0,17	0	0	PQ
27	1	0	0	0	2,81	0,76	0	0	PQ
28	1	0	0	0	2,06	0,28	0	0	PQ
29	1	0	0	0	2,84	0,27	0	0	PQ
30	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
31	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
32	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
33	1	0	0	0	1,12	0	0	0	PQ
34	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
35	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
36	1	0	0	0	1,02	-0,1946	0	0	PQ
37	1	0	0	0	60	3	0	0	PQ
38	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
39	1	0	0	0	2,67	0,126	0	0	PQ
40	1	0	0	0	0,6563	0,2353	0	0	PQ

Nombre	V(pu)	$\angle$ (degré)	Pg(pu)	Gg(pu)	Pi(pu)	Qi(pu)	G(pu)	B(pu)	Type
41	1	0	0	0	10	2,5	0	0	PQ
42	1	0	0	0	11,5	2,5	0	0	PQ
43	1	0	0	0	0	0	0	0	PQ
44	1	0	0	0	2,6755	0,0484	0	0	PQ
45	1	0	0	0	2,08	0,21	0	0	PQ
46	1	0	0	0	1,507	0,285	0	0	PQ
47	1	0	0	0	2,0312	0,3259	0	0	PQ
48	1	0	0	0	2,412	0,022	0	0	PQ
49	1	0	0	0	1,64	0,29	0	0	PQ
50	1	0	0	0	1	-1,47	0	0	PQ
51	1	0	0	0	3,37	-1,22	0	0	PQ
52	1	0	0	0	24,7	1,23	0	0	PQ
53	1,045	0	2,5	0	0	0	0	0	PV
54	0,98	0	5,45	0	0	0	0	0	PV
55	0,983	0	6,5	0	0	0	0	0	PV
56	0,997	0	6,32	0	0	0	0	0	PV
57	1,011	0	5,052	0	0	0	0	0	PV
58	1,05	0	7	0	0	0	0	0	PV
59	1,063	0	5,6	0	0	0	0	0	PV
60	1,03	0	5,4	0	0	0	0	0	PV
61	1,025	0	8	0	0	0	0	0	PV
62	1,01	0	5	0	0	0	0	0	PV
63	1	0	10	0	0	0	0	0	PV
64	1,0156	0	13,5	0	0	0	0	0	PV
65	1,011	0	0	0	0	0	0	0	Slack
66	1	0	17,85	0	0	0	0	0	PV
67	1	0	10	0	0	0	0	0	PV
68	1	0	40	0	0	0	0	0	PV

CARTE LIGNES

noeud amont	noeud aval	R(pu)	X (pu)	Bc (pu)	r	Delta (deg)	noeud amont	Nœud aval	R (pu)	X (pu)	Bc (pu)	R	Delta (deg)
1	2	0,0035	0,0411	0,6987	0	0	26	29	0,0057	0,0625	1,029	0	0
1	30	0,0008	0,0074	0,48	0	0	28	29	0,0014	0,0151	0,249	0	0
2	3	0,0013	0,0151	0,2572	0	0	29	61	0,0008	0,0156	0	1,025	0
2	25	0,007	0,0086	0,146	0	0	9	30	0,0019	0,0183	0,29	0	0
2	53	0	0,0181	0	1,025	0	9	36	0,0022	0,0196	0,34	0	0
3	4	0,0013	0,0213	0,2214	0	0	9	36	0,0022	0,0196	0,34	0	0
3	18	0,0011	0,0133	0,2138	0	0	36	37	0,0005	0,0045	0,32	0	0
4	5	0,0008	0,0128	0,1342	0	0	34	36	0,0033	0,0111	1,45	0	0
4	14	0,0008	0,0129	0,1382	0	0	35	34	0,0001	0,0074	0	0,946	0
5	6	0,0002	0,0026	0,0434	0	0	33	34	0,0011	0,0157	0,202	0	0
5	8	0,0008	0,0112	0,1476	0	0	32	33	0,0008	0,0099	0,168	0	0
6	7	0,0006	0,0092	0,113	0	0	30	31	0,0013	0,0187	0,333	0	0
6	11	0,0007	0,0082	0,1389	0	0	30	32	0,0024	0,0288	0,488	0	0

noeud amont	noeud aval	R(pu)	X (pu)	Bc (pu)	r	Delta (deg)
6	54	0	0,025	0	1,07	0
7	8	0,0004	0,0046	0,078	0	0
8	9	0,0023	0,0363	0,3804	0	0
9	30	0,0019	0,0183	0,29	0	0
10	11	0,0004	0,0043	0,0729	0	0
10	13	0,0004	0,0043	0,0729	0	0
10	55	0	0,02	0	1,07	0
12	11	0,0016	0,0435	0	1,06	0
12	13	0,0016	0,0435	0	1,06	0
13	14	0,0009	0,0101	0,1723	0	0
14	15	0,0018	0,0217	0,366	0	0
15	16	0,0009	0,0094	0,171	0	0
16	17	0,0007	0,0089	0,1342	0	0
16	19	0,0016	0,0195	0,304	0	0
16	21	0,0008	0,0135	0,2548	0	0
16	24	0,0003	0,0059	0,068	0	0
17	18	0,0007	0,0082	0,1319	0	0
17	27	0,0013	0,0173	0,3216	0	0
19	20	0,0007	0,0138	0	1,06	0
19	56	0,0007	0,0142	0	1,07	0
20	57	0,0009	0,018	0	1,009	0
21	22	0,0008	0,014	0,2565	0	0
22	23	0,0006	0,0096	0,1846	0	0
22	58	0	0,0143	0	1,025	0
23	24	0,0022	0,035	0,361	0	0
23	59	0,0005	0,0272	0	0	0
25	26	0,0032	0,0323	0,531	0	0
25	60	0,0006	0,0232	0	1,025	0
26	27	0,0014	0,0147	0,2396	0	0
26	28	0,0043	0,0474	0,7802	0	0

noeud amont	Nœud aval	R (pu)	X (pu)	Bc (pu)	R	Delta (deg)
1	31	0,0016	0,0163	0,25	0	0
31	38	0,0011	0,0147	0,247	0	0
33	38	0,0036	0,0444	0,693	0	0
38	46	0,0022	0,0284	0,43	0	0
46	49	0,0018	0,0274	0,27	0	0
1	47	0,0013	0,0188	1,31	0	0
47	48	0,0025	0,0268	0,4	0	0
47	48	0,0025	0,0268	0,4	0	0
48	40	0,002	0,022	1,28	0	0
35	45	0,0007	0,0175	1,39	0	0
37	43	0,0005	0,0276	0	0	0
43	44	0,0001	0,0011	0	0	0
44	45	0,0025	0,073	0	0	0
39	44	0	0,0411	0	0	0
39	45	0	0,0839	0	0	0
45	51	0,0004	0,0105	0,72	0	0
50	52	0,0012	0,0288	2,06	0	0
50	51	0,0009	0,0221	1,62	0	0
49	52	0,0076	0,1141	1,16	0	0
52	42	0,004	0,06	2,25	0	0
42	41	0,004	0,06	2,25	0	0
41	40	0,006	0,084	3,15	0	0
31	62	0	0,026	0	1,04	0
32	63	0	0,013	0	1,04	0
36	64	0	0,0075	0	1,04	0
37	65	0	0,0033	0	1,04	0
41	66	0	0,0015	0	1	0
42	67	0	0,0015	0	1	0
52	68	0	0,003	0	1	0
1	27	0,032	0,32	0,41	1	0

CARTE MACHINE

nœud	Sbase(MVA)	xl	xd	xd'	xd''	Tdo'	Tdo''	xq	xq'	xq''	Tqo'	Tqo''	H(s)	D
53	100	0,0125	0,1	0,031	0	10,2	0	0,069	0,031	0	1,5	0	42	4
54	100	0,035	0,295	0,0697	0	6,56	0	0,282	0,0697	0	1,5	0	30,2	9,75
55	100	0,0304	0,2495	0,0531	0	5,7	0	0,237	0,0531	0	1,5	0	35,8	10
56	100	0,0295	0,262	0,0436	0	5,69	0	0,258	0,0436	0	1,5	0	28,6	10
57	100	0,027	0,33	0,066	0	5,4	0	0,31	0,066	0	0,44	0	26	3
58	100	0,0224	0,254	0,05	0	7,3	0	0,241	0,05	0	0,4	0	34,8	10
59	100	0,0322	0,295	0,049	0	5,66	0	0,292	0,049	0	1,5	0	26,4	8
60	100	0,028	0,29	0,057	0	6,7	0	0,28	0,057	0	0,41	0	24,3	9
61	100	0,0298	0,2106	0,057	0	4,79	0	0,205	0,057	0	1,96	0	34,5	14
62	100	0,199	0,169	0,0457	0	9,37	0	0,115	0	0	0	0	31	5,56
63	100	0,0103	0,128	0,018	0	4,1	0	0,123	0	0	0	0	28,2	13,6
64	100	0,022	0,101	0,031	0	7,4	0	0,095	0	0	0	0	92,3	13,5
65	100	0,0049	0,0296	0,0055	0	5,9	0	0,286	0	0	0	0	248	33
66	100	0,0017	0,018	0,0029	0	4,1	0	0,0173	0	0	0	0	300	100
67	100	0,0017	0,018	0,0029	0	4,1	0	0,0173	0	0	0	0	300	100
68	100	0,0041	0,0356	0,0071	0	7,8	0	0,0334	0	0	0	0	225	50

CARTE EXCITATION DC type 1 (voir annexe)

Machine	TR	KA	TA	TB	TC	V_Rmax	V_Rmin	K_E	T_E	E_1	S_E(E_1)	E_2	S_E(E_2)	K_F	T_F
1	0	5	0,06	0	0	1	-1	-0,0485	0,25	3,5461	0,08	4,7281	0,26	0,04	1,00
2	0	6,2	0,05	0	0	1	-1	-0,0633	0,405	0,9183	0,66	1,2244	0,88	0,06	0,50
3	0	5	0,06	0	0	1	-1	-0,0198	0,5	2,3423	0,13	3,123	0,34	0,08	1,00
4	0	5	0,06	0	0	1	-1	-0,0525	0,5	2,8681	0,08	3,8241	0,314	0,08	1,00
5	0	40	0,02	0	0	10	-10	1	0,785	3,9267	0,07	5,2356	0,91	0,03	1,00
6	0	5	0,02	0	0	1	-1	-0,0419	0,471	3,5868	0,064	4,7824	0,251	0,08	1,25
7	0	40	0,02	0	0	6,5	-6,5	1	0,73	2,8017	0,53	3,7356	0,74	0,03	1,00
8	0	5	0,02	0	0	1	-1	-0,047	0,528	3,1915	0,072	4,2553	0,282	0,09	1,26
9	0	40	0,02	0	0	10,5	-10,5	1	1,4	4,2568	0,62	5,6757	0,85	0,03	1,00

Annexe 3: Paramètres des fonctions des coûts de Génération (réseau modifié IEEE 14)

Générateur	α_0	α_1	α_2
G1	100	60	0.06
G2	100	50	0.05
G3	500	300	1.00
G4	100	15	0.02
G5	100	45	0.03

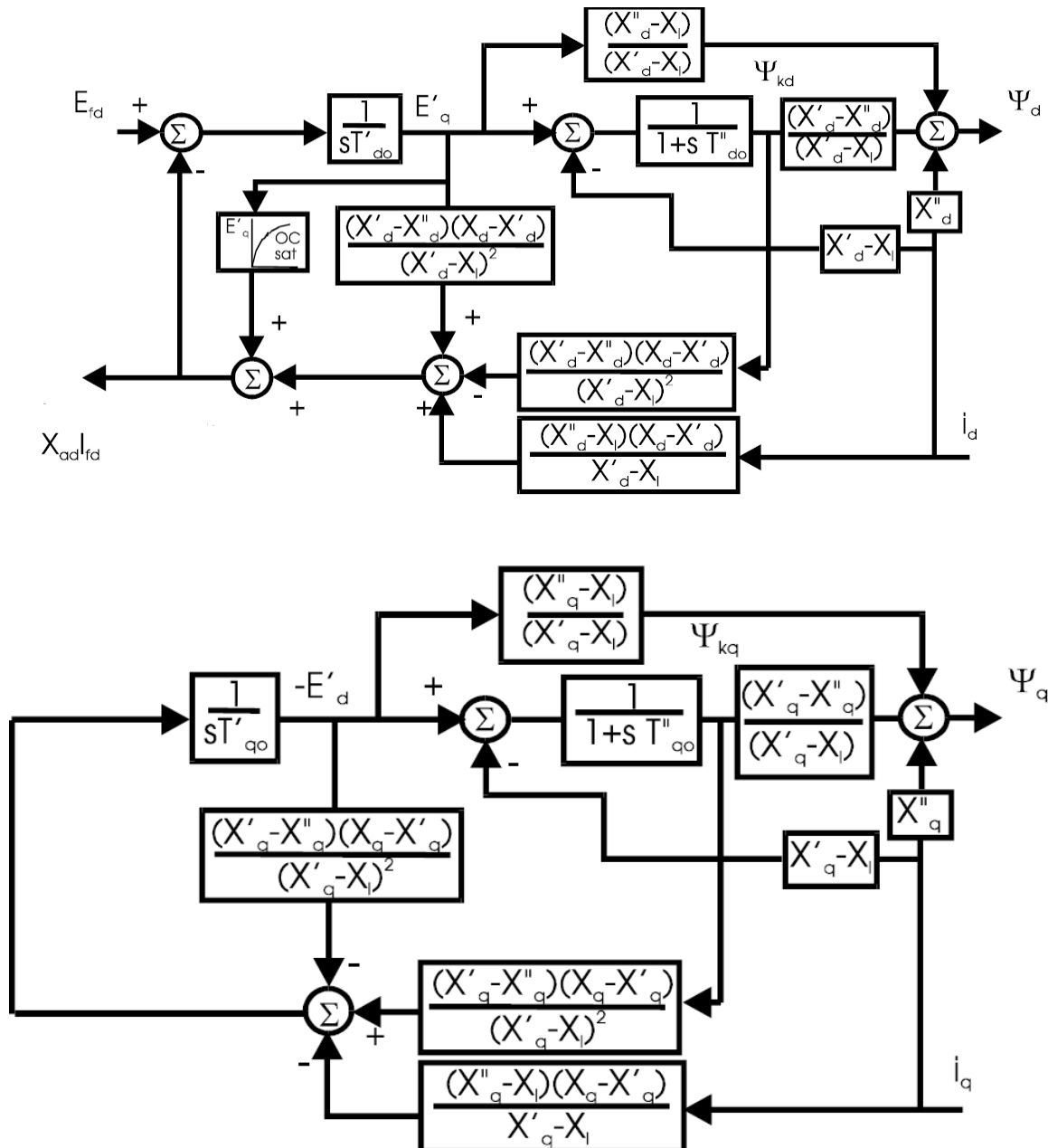


Figure A-1 Diagrammes Blocks des axes Direct et Quadrature pour le modèle

Subtransitoire des générateurs

b) AVR

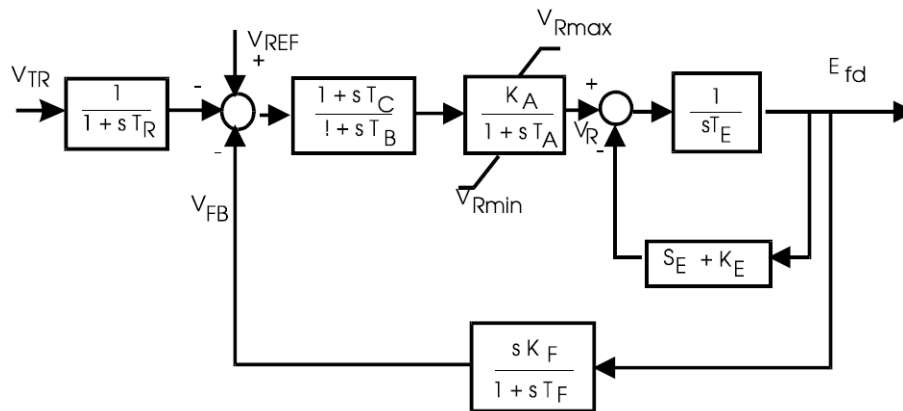


Figure A-2 Diagramme block du modèle AVR DC type 1

c) TCSC

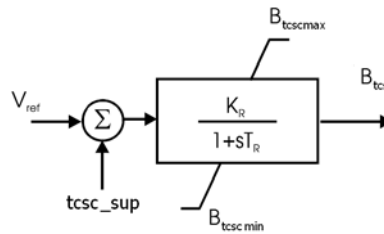


Figure A-3 Diagramme block du modèle TCSC

d) SVC

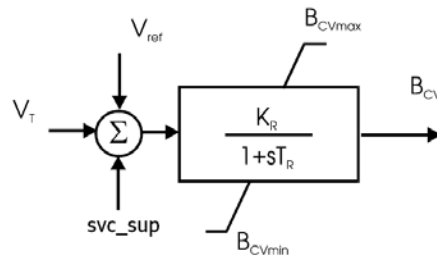


Figure A-4 Diagramme block du modèle SVC

e) Turbine et gouverneur

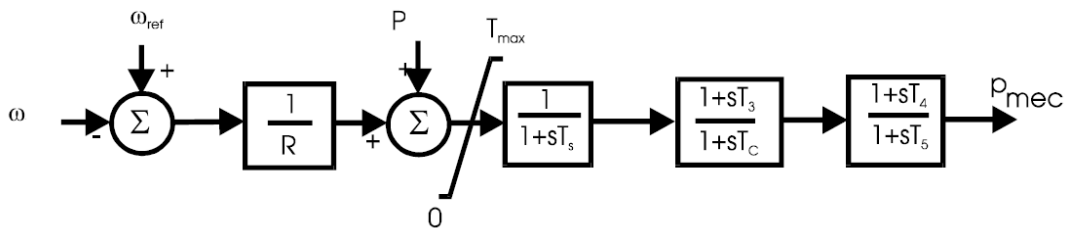


Figure A-5 Diagramme block du modèle de la turbine+ gouverneur