

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



Ecole Nationale Polytechnique
Département de GENIE ELECTRIQUE
Laboratoire d'Analyse et de Commande
des Systèmes d'Energie et Réseaux Electriques

LACoSERE
U A T
Laghouat

Thèse de Doctorat en Electrotechnique Option : Réseaux Electriques

Présenté par :
CHOUCHA Abdelghani
Magister en Electrotechnique.de C U Tiaret

Intitulé

Optimisation et Répartition Optimale des Systèmes PSS dans un Réseau Electrique

Soutenu publiquement le **12 /09/2013** devant le jury composé de :

Président :	BOUBAKEUR Ahmed	Prof	E N P Alger
Rapporteur :	HELLAL Abdelhafid	Prof	U A T Laghouat
Examineurs :	BOUDJEMA Farés	Prof	E N P Alger
	BOUDOUR Mohamed	Prof	USTHB Alger
	BOUKTIR Tarik	Prof	U F A Sétif
	ARIF Salem	MC	U A T Laghouat
Invité :	AMOROUAYECHE Meriem	Dr	Sonelgaz Alger

ENP 2013

ملخص :

يتناول هذا العمل دراسة معالجة التحكم والتنسيق الأمثل لمثبتات نظام الطاقة (*PSS*). لهذا نقترح نهجين، الأول هو نهج من الخوارزميات الجينية ذات القيود الحركية على التحسين الأمثل لمثبتات القوة *PSS*. والثانية باستخدام نهج الهجين التي تنطوي على الجمع بين الطرق المثلى الميتاهورستية و القطعية. ويمكن لتطور الدالة الهدف أن تخفض أو بالأحرى تستقر أثناء استعمال مجالات البحث ذات القيود الثابتة وذلك قبل بلوغها الحل الأمثل. وتؤسس هذه المقاربة على تحسين نطاق البحث للإشكال بتغييره إن تطلب الأمر. فهي تعطي تحسينا معتبرا من حيث الاداء الأمثل والالتقاء. يتم تطوير هذه المناهج واختبارها على الاستفادة المثلى من معايير *PSS* ضمن نظام متعدد المولدات حيث يتألف من 16 مولدا. وتم تقييم النتائج المحصل عليها ومقارنتها مع تلك المتعلقة بالخوارزميات الجينية العادية والأبحاث السابقة.

الكلمات المفاتيح: الخوارزميات الجينية، التحسين الأمثل، استقرار باضطرابات خفيفة، شبكات كهربائية، مثبتات القوة. أساليب تحقيق المثلى.

Résumé :

Ce travail traite le réglage et la coordination optimaux des stabilisateurs de puissance (Power System Stabilizers *PSS*) dans les réseaux électriques. Pour cela on propose deux approches, la première utilise l'approche des algorithmes génétiques (*AG*) à contraintes dynamiques pour l'optimisation des *PSS*, la seconde utilise l'approche hybride qui fait intervenir la combinaison des méthodes d'optimisation métaheuristique et déterministes. Lors de l'utilisation des espaces de recherche ayant des contraintes fixes, l'évolution de la fonction objectif peut se décélérer, voire se stabiliser, bien avant d'atteindre la solution optimale. Notre approche se base sur l'amélioration de l'espace de recherche du problème en le modifiant lorsqu'il est nécessaire. Elle présente une amélioration significative dans la performance de l'optimisation et de la convergence. Ces approches sont mises en œuvre et testés sur l'optimisation des paramètres des *PSS* au sein d'un réseau multimachines de 16 générateurs. Les résultats obtenus ont été évalués et comparés avec ceux issus des *AG* ordinaires et de la littérature

Mots clés: Algorithmes génétiques, optimisation, stabilité aux petites perturbations, réseaux électriques, stabilisateurs de puissance, méthodes d'optimisation

Abstract :

This work deals the control and coordination optimal of power system stabilizers (*PSS* Power System Stabilizers). For this we propose two approaches; the first is an approach of genetic algorithms (*GA*) based on dynamic constraints, which is applied to the optimization of power system stabilizers (*PSS*), second, using the hybrid approach that involves the combination of meta-heuristic and deterministic methods optimization. When using search space with fixed constraints, the evolution of the objective function can decelerate or even stabilize well before reaching the optimal solution. Our approach focuses on improving the problem search space by modifying it when necessary. It presents a significant improvement in the performance of optimization and the convergence. These approaches are developed and tested on the optimization of *PSS* parameters within a multimachines system consisting of 16 generators. The obtained results using this approach are evaluated and compared with those obtained of ordinary *GAs* and the literature.

Key words: Genetic algorithms, optimization, power system stabilizer, small signal stability, optimisations methods.

Remerciements

Au terme de ce travail, je tiens tout d'abord à remercier mon encadreur le Professeur Abdelhafid Hellal qui m'a offert la possibilité de réaliser une thèse de doctorat sous sa direction. Je lui suis reconnaissant de la liberté et de la confiance qu'il m'a témoignée tout au long de ce travail.

Je remercie vivement Monsieur Ahmed Boubakeur, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique Alger, qui m'a fait l'honneur d'accepter de présider le jury et de juger ce travail.

Je tiens à exprimer ma reconnaissance à Monsieur Farès Boudjema, Professeur à l'Ecole Nationale Polytechnique Alger, à Monsieur Mohamed Boudour, Professeur à l'Université de Sciences et Technologie Houari Boumediene (USTHB), à Monsieur Tarek Bouktir, Professeur à l'Université Ferhat Abbas de Sétif, à Monsieur Salem Arif, Maître de Conférences à l'Université Amar telidji de Laghouat et à Madame le Dr. Meriem Amorouayeche, expert- Sonelgaz d'avoir bien voulu juger ce travail et participer au jury.

Je tiens également à exprimer mes remerciements à mes collègues et amis. Je pense en particulier à Monsieur Lakhdar Mokrani, Professeur à l'Université Amar Telidji de Laghouat, pour ses discussions profitables, ses encouragements, ses conseils judicieux et ses suggestions.

Je ne saurais terminer ces remerciements sans mentionner mes amis et les membres de ma famille et spécialement a Messieurs : Benbertal Djamel, Lahdeb Mohamed, Tahar Djamate, Mohamed Bouhicha, Ibn khaldoun Lefkaeir, Cheknane Ali, Mohamed Yousfi, Mekhanet Mohamed, Brahim Doudi, Khelifa Megoussi, Bachir Rouigui, Mohamed Sayaf, Ahmed Kouidri, Slimane Benbahaz, Djamel Soufari, Ahmed Boutmedjet et Abdelkader Bedrina a qui m'ont soutenu par leurs encouragements. Qu'ils trouvent ici toute ma gratitude et mon amour pour eux.

Je voudrai aussi remercier mon doctorant Lakhdar Chaib pour m'avoir aidé à faire la mise en page de ce manuscrit.

Mes remerciements vont également Monsieur Professeur Djamel Boukhatala, à ENP d'Alger et à tout le personnel de l'université de Laghouat, enseignants et administrateurs, en particulier ceux du Département de Génie Electrique.

Dédicaces

A la mémoire de mon Père Abdelaziz : Aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour, l'estime, le dévouement et le respect que j'ai toujours eu pour vous. Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour mon éducation et mon bien être. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as consentis pour mon éducation et ma formation.

A ma très chère mère : Tu représentes pour moi le symbole de la bonté par excellence, la source de tendresse et l'exemple du dévouement qui n'a pas cessé de m'encourager et de prier pour moi. Ta prière et ta bénédiction m'ont été d'un grand secours pour mener à bien mes études. Puisse Dieu, le tout puissant, te préserver et t'accorder santé, longue vie et bonheur.

A ma très chère femme : Quand je t'ai connu, j'ai trouvé la femme de ma vie et la lumière de mon chemin. Ma vie à tes côtés est remplie de très belles choses. Tes sacrifices, ton soutien moral, ta gentillesse sans égal, ton profond attachement m'ont permis de réussir, que dieu réunisse nos chemins pour une longue vie commune sereine.

A mes frères et sœurs : DADI, Noureddine, Nadia, Fatiha, Tita et Samia. En témoignage de l'attachement, de l'amour et de l'affection que je porte pour vous. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur, de santé et de réussite.

A mes Enfants : Belkacem, Mohamed, Abdelaziz et Fatima Zohra. A cœur vaillant rien d'impossible, A conscience tranquille tout est accessible. Mon souhait est que la religion et la science éclairent le chemin des mes enfants. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur et de santé et de réussite.

A mes oncles Belhadj et Abdelhamid Djoudi : Vous avez toujours été présent pour les bons conseils. Votre affection et votre soutien m'ont été d'un grand secours au long de ma vie professionnelle et personnelle. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur et de santé.

A ma chère belle mère : votre soutien m'ont été d'un grand secours au long de ma vie professionnelle et personnelle. En témoignage de l'attachement, de l'amour et de l'affection que je porte pour vous. Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur et de santé.

A mes beaux frères et sœurs Tarek et Boubakeur Khedidja et Meriem : En guise de reconnaissance de soutien, Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur et de santé.

A tous les autres membres de ma famille

Que je n'est pas cité, mais qui n'en demeurent pas moins chères.

Liste des figures

Figure I.1 Structure d'un système de puissance	8
Figure I.2 (a) Représentation du circuit électrique d'une machine synchrone, (b) Enroulements équivalents biphasés dans le repère de Park.	9
Figure I.3 Diagramme vectoriel de la $i^{\text{ème}}$ machine d'un système multimachine	9
Figure I.4 Couples mécanique et électrique agissant sur l'arbre d'un générateur.	12
Figure I.5 Représentation d'une unité de production par un système d'oscillation	12
Figure I.6 Représentation schématique d'un transformateur à prise variable	16
Figure I.7 Schéma équivalent en π d'un transformateur	17
Figure I.8 Modélisation d'une ligne électrique	17
Figure I.9 Modélisation de la charge statique après écoulement de puissance	18
Figure I.10 Représentation des régulateurs de vitesse et de tension dans une unité de production	19
Figure I.11 Modèle du régulateur de vitesse et de la turbine	20
Figure I.12 Modèle simple d'un régulateur de tension (AVR)	20
Figure II.1 : Système mécanique produisant des oscillations	35
Figure II.2 : classification des oscillations	36
Figure II.3 Classification des différents types de stabilité des systèmes de puissance	44
Figure II.4 stabilité angulaire	47
Figure II.5 stabilité de fréquence	48
Figure II.6 Oscillations électromécaniques dans les réseaux électriques	51
Figure II.7 Influence du couple d'amortissement sur la stabilité oscillatoire	53
Figure II.8 Modèle simplifié de connexion entre un PSS et le reste du système.	55
Figure II.9 Schéma bloc d'un PSS à avance -retard de phase.	56
Figure II.10 Schéma block d'un système monomachine muni d'un PSS à avance-retard de phase	57
Figure II.11 Evolution du gain du filtre en fonction de la constante de temps T_{ω}	58
Figure II.12 Variation de la phase du PSS pour différentes valeurs de T_1 et T_2 .	59
Figure II.13 Recherche de T_1 qui compense le retard de phase pour $T_2=0.05s$	60
Figure II.14 Zone D de stabilité.	62

Liste des figures

Figure III.1 Nombre d'article publié sur les PSS	70
Figure III.2 Nombre d'article publié sur PSS utilisant les métaheuristiques	71
Figure III.3 Modèle de la boîte noire	72
Figure III.4 Solution d'une fonction utilisant une méthode déterministe	74
Figure III.5 Nombre d'article publié sur PSS utilisant les AI	75
Figure III.6 Solution globale d'une fonction utilisant une méthode stochastique	77
Figure III.7 Classification des métaheuristiques	78
Figure III.8 hybridation séquentielle ou par lot (batch model)	81
Figure III.9 hybridation parallèle synchrone ou intégrative	82
Figure III.10 hybridation parallèle asynchrone ou intégrative multiple	82
Figure IV.1 Croisement à un point	87
Figure IV.2 Croisement à deux points	88
Figure IV.3 Mutation d'un gène d'un individu	89
Figure IV.4 Organigramme pour la recherche	92
Figure IV.5 Valeurs propres en boucle fermée du réseau système (avec 14 PSS fixé par la méthode de facteur de participation).	94
Figure IV.6 Réponse au court circuit triphasé pour les trois cas (avec 14 PSS fixé par la méthode de facteur de participation).	94
Figure IV.7 Valeurs propres en boucle fermée du système (avec 14 PSS trouvés utilisant algorithmes génétiques).	95
Figure IV.8 Réponse au court circuit triphasé pour les trois cas (avec 14 PSS trouvés utilisant algorithmes génétiques).	96
Figure IV.9 Valeurs propres en boucle fermée du système (avec 11 PSS trouvés utilisant algorithmes génétiques).	96
Figure IV.10 Réponse au court circuit triphasé pour les trois cas (avec 11 PSS trouvés utilisant algorithmes génétiques).	97
Figure V.1 Organigramme de l'approche proposée.	101
Figure V.2 Zone D de stabilité.	103
Figure V.3 Valeurs propres du système sans PSSs.	104

Liste des figures

Figure V.4 Evolution de la fonction multiobjectif.	105
Figure V.5 Variation des valeurs des trois paramètres (K_{PSS} (13), T_1 (14), T_3 (9)).	106
Figure V.6 Valeurs propres du système.	106
Figure V.7 Evolution de la fonction multiobjectif.	107
Figure V.8 Variation des valeurs des trois paramètres (K_{PSS} (13), T_3 (9), T_3 (14)).	109
Figure V.9 Evolution du rendement de la fonction multiobjectif	109
Figure V.10 Valeurs propres du système.	110
Figure V.11 Evolution de la fonction multiobjectif	111
Figure V.12 Evolution de la fonction multiobjectif.	113
Figure V.13 Valeurs propres du système.	113
Figure V.14 Evolution de la fonction multiobjectif.	114
Figure V.15 Evolution du rendement de la fonction multiobjectif.	115
Figure V.16 Valeurs propres du système.	115
Figure VI.1 Organigramme de l'optimisation intégrative AG/RS	119
Figure VI.2 Evolution de la fonction objectif	122
Figure VI.3 Répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe	123
Figure VI.4 Organigramme de l'optimisation par lot AG/RS	124
Figure VI.5 Evolution de la fonction objectif dans le cas de l'algorithme hybride (approche par lot)	125
Figure VI.6 Répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe	126
Figure VI.7 Organigramme de l'optimisation combinée AG/Gradient.	127
Figure VI.8.a Evolution de la fonction objectif en utilisant GA	128
Figure VI.8.b Evolution de la fonction objectif en utilisant le gradient	128
Figure VI.9 Répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe	129
Figure A.1 Représentation unifilaire du réseau New England (16 machines et 68 nœuds).	147

Liste des tableaux

Tableau V.1 Résultats de la première application.	112
Tableau V.2 Résultats de la deuxième application.	114
Tableau VI.1 Paramètres de simulation	120
Tableau VI.2 Paramètres de l'algorithme génétique	120
Tableau VI.3 Espace de recherche de l'algorithme génétique	121
Tableau VI.4 Paramètres de la méthode de recuit simulé	121
Tableau A.1 Paramètres de réglage de l'AG.	147
Tableau A.2 Espace de recherche de l'algorithme génétique	147
Tableau A.3. Configuration du système	148
Tableau A.4 Système des valeurs pour le cas normal	148
Tableau A.5 Système des valeurs pour les cas 2 et 3	149
Tableau A.6 Générateurs participants pour le cas normal	150
Tableau A.7 Paramètres optimisés par l'AG (réglage et coordination)	150
Tableau A.8 Paramètres optimisés par AG (localisation)	151
Tableau A.9 Paramètres optimisés par AG (optimisation des nombres)	151
Tableau B.1 Paramètres de réglage de l'AG.	152
Tableau B.2 Paramètres fixes des PSS (1ère et 2ème applications).	152
Tableau B.3 Paramètres optimisés des PSS (1ère application).	152
Tableau B.4 Paramètres optimisés des PSS (2 ^{ème} application).	153

Liste des symboles

A	<i>Matrice d'état du système</i>
B	<i>Matrice de commande</i>
Γ	<i>Matrice de perturbation</i>
D	<i>Constante d'amortissement (due au couple de frottement)</i>
H	<i>Constante d'inertie</i>
P	<i>Vecteur de perturbation</i>
P_m	<i>Puissance mécanique</i>
P_e	<i>Puissance électrique active</i>
Q_e	<i>Puissance électrique réactive</i>
U	<i>Vecteur de commande</i>
ω	<i>Vitesse angulaire</i>
ω_0	<i>Vitesse de synchronisme</i>
δ	<i>Angle du rotor (angle interne)</i>
S	<i>Puissance apparente complexe</i>
J	<i>Moment d'inertie totale de la turbine et le rotor du générateur</i>
τ_m	<i>Couple produit par la turbine</i>
D_d	<i>Coefficient du couple d'amortissement</i>
τ_e	<i>Couple électromagnétique</i>
E_{fd}	<i>Tension d'excitation</i>
E_q'	<i>Force électromotrice transitoire d'axe en quadrature</i>
z_1	<i>Impédance primaire du transformateur</i>
z_2	<i>Impédance secondaire ramenée au primaire du transformateur</i>
X'_d	<i>Réactance transitoire d'axe direct</i>
T'_{d0}	<i>Constante de temps transitoire d'axe direct</i>
K_A	<i>Gain de l'AVR</i>
T_A	<i>Constante de temps de l'AVR</i>
f	<i>Fréquence</i>
I	<i>Courant d'armature du générateur</i>
I_d	<i>Courant d'armature direct</i>
I_q	<i>Courant d'armature en quadrature</i>

Liste des symboles

$K_1 \dots K_6$	<i>Matrices de linéarisation</i>
P_L	<i>Puissance active de la charge</i>
$P_{réf}$	<i>Puissance de référence</i>
Q_L	<i>Puissance réactive de la charge</i>
S	<i>Opérateur de Laplace</i>
t	<i>Temps</i>
T_e	<i>Couple électrique</i>
V	<i>Tension terminale du générateur</i>
V_d, V_q	<i>Composante directe et Composante en quadrature de tension terminale</i>
X_d, X_q	<i>Réactances synchrones d'axe direct et en quadrature</i>
Y_r	<i>Matrice admittance réduite</i>
y_T	<i>Admittance série du transformateur</i>
λ	<i>Vecteur constitué de l'ensemble des valeurs propres ou pôles de la matrice A</i>
I	<i>Matrice identités</i>
P	<i>Matrice de contribution</i>
ξ	<i>Facteur d'amortissement</i>
v_i	<i>Vecteur propre à droite relatif à la $i^{\text{ème}}$ valeur propre λ_i</i>
w_i	<i>Vecteur propre à gauche relatif à la $i^{\text{ème}}$ valeur propre λ_i</i>
P_{ki}	<i>Facteur de contribution du $i^{\text{ème}}$ mode à l'évolution de la $k^{\text{ème}}$ variable d'état</i>
T_w	<i>Constante de temps du filtre passe-haut</i>
$T_1 \dots T_4$	<i>Constante de temps</i>
K_C	<i>Gain amplificateur</i>
G_c	<i>Fonction de transfert des blocs de compensation</i>
G_{Filtre}	<i>Fonction de transfert du filtre passe-haut</i>
$G_{\angle \text{PSS}}$	<i>Avance de phase provoquée par le PSS</i>

Abréviation

<i>PSS</i>	<i>Power System Stabilizer</i>
<i>AVR</i>	<i>Automatic Voltage Regulator</i>
<i>IA</i>	<i>Intelligence artificielle</i>
<i>GRASP</i>	<i>Greedy Randomized Adaptive Search Procedure</i>
<i>SBC</i>	<i>Système à bases de connaissances</i>
<i>AG</i>	<i>Algorithme génétique</i>
<i>RS</i>	<i>Recuit simulie</i>
<i>PSO</i>	<i>Particle swarm optimization</i>
<i>RT</i>	<i>Recherche Taboue</i>
<i>FL</i>	<i>Fuzzy Logic</i>
<i>ANN</i>	<i>Artificial Neural Network</i>
<i>ACO</i>	<i>Ant Colony Optimization</i>
<i>SH</i>	<i>Search Harmonic</i>
<i>EP</i>	<i>Evolutionary programming</i>

Sommaire

Introduction générale	1
Chapitre I <i>Modélisation des systèmes électriques de puissance multimachine</i>	6
I.1 Introduction.....	7
I.2 Modélisation des alternateurs.....	7
I.2.1 Hypothèses simplificatrices.....	7
I.2.2 Equations électriques.....	8
I.2.3 Equation des tensions.....	10
I.2.4 Puissances électriques.....	11
I.2.5 Equations mécaniques.....	11
I.3 Modélisation des transformateurs.....	16
I.4 Modélisation des lignes électriques.....	17
I.5 Modélisation des charges.....	18
I.6 Modélisation du régulateur de vitesse et de tension	18
I.6.1 Régulateur de fréquence.....	19
I.6.2 Régulateur de tension.....	20
I.6.3 Modèle du Système d'excitation.....	21
I.7 Modèle du réseau électrique multimachine.....	21
I.8 Equations d'état généralisés du modèle.....	23
I.9 Linéarisation du modèle d'un réseau électrique multimachine.....	24
I.10 Analyse du modèle linéaire.....	29
I.10.1 Analyse modale	29
I.10.2 Décomposition modale	30
I.10.3 Facteurs de contribution (participation).....	31
I.11 Conclusion	32
CHAPITRE II <i>Oscillations électromagnétiques et stabilité</i>	33
II.1 Introduction	34
II.2 Oscillations dans les systèmes de puissance.....	35

II.3 Nature des oscillations électromécaniques.....	36
II.3.1 Oscillations inter régions (Inter area mode oscillations).....	37
II.3.2 Oscillations locales (Local plant mode oscillations).....	37
II.3.3 Oscillations locale-interne (Intra plant mode oscillations).....	37
II.3.4 Oscillations en mode de contrôle (Control mode oscillations).....	37
II.3.5 Oscillations en mode de torsion entre les centrales (Torsional mode oscillations)	37
II.4 Stabilité des systèmes électriques de puissance.....	38
II.4.1 Stabilité au sens de Lyapunov.....	41
II.4.2 Description et classification des stabilités.....	43
II.4.3 Stabilité angulaire.....	44
II.4.3.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations.....	45
II.4.3.2 Stabilité transitoire (angulaire).....	46
II.4.4 Stabilité de fréquence.....	47
II.4.5 Stabilité de tension.....	49
II.4.5.1 Stabilité de tension vis-à-vis de petites perturbations.....	49
II.4.5.2 Stabilité de tension vis-à-vis de grandes perturbations.....	50
II.5 Etude de la stabilité aux petites perturbations.....	50
II.5.1 Influence du système d'excitation sur la stabilité angulaire.....	51
II.5.1.1 Influence sur la stabilité transitoire.....	52
II.5.1.2 Influence sur la stabilité oscillatoire.....	52
II.5.2 Amélioration de la stabilité aux petites perturbations.....	53
II.5.2.1 Stabilisateurs de puissance.....	54
II.5.2.2 Stabilisateur de puissance à avance/retard de phase.....	55
II.5.2.3 Conception d'un PSS à avance-retard de phase d'un système monomachine	57
II.5.2.4 Conception des PSS d'un système multimachine	61
II.5.2.4.1 Formulation du problème	61
II.5.2.4.2 Méthodes de conception des PSS d'un système multimachine.....	63

II.6 Conclusion.....	63
CHAPITRE III <i>Optimisation, coordination et réglage de paramètres des PSS</i>	65
III.1 Introduction.....	66
III.2 Méthodes d'optimisation.....	71
III.2.1 Caractéristiques des méthodes d'optimisation.....	71
III.2.1.1 Sensibilité et robustesse d'une méthode d'optimisation.....	71
III.2.1.2 Ordre d'une méthode de résolution.....	72
III.2.1.3 Opérateurs de recherches fondamentaux.....	73
III.2.2 Classification des méthodes d'optimisation.....	73
III.2.2.1 Méthodes déterministes	73
III.2.2.1.1 Caractéristiques des méthodes déterministes	74
III.2.2.2 Intelligence artificielle (IA)	75
III.2.2.3 Les méthodes stochastiques ou métaheuristiques.....	76
III.2.2.3.1 Méthodes à parcours.....	78
III.2.2.3.2 Méthodes à populations.....	79
III.2.3 Méthodes d'optimisations hybrides.....	
III.2.3.1 Choix des méthodes à hybrider.....	81
III.2.3.2 Les techniques d'hybridations.....	81
III.2.3.2.1 Hybridation séquentielle.....	81
III.2.3.2.2 Hybridation parallèle synchrone.....	82
III.2.3.2.3 Hybridation parallèle asynchrone.....	82
III.3 Conclusion	82
	84
CHAPITRE IV <i>Réglage et localisation des paramètres des PSS par l'algorithme génétique</i>	
IV.1 Introduction.....	85
IV. 2 Algorithme génétique.....	85
IV.2.1 Opérateurs de l'algorithme génétique.....	86
IV.2.2 Forme canonique de l'algorithme génétique.....	89

IV.3 Optimisation des PSS par l'algorithme génétique.....	90
IV. 3.1 Objectif d'optimisation.....	90
IV.4 Applications	92
IV.4.1 Réseau Test.....	93
IV.4.2 Résultats de simulation.....	93
IV.4.3 Optimisation des paramètres des PSS	95
IV.4.4 Recherche de la localisation des PSS	97
IV.4.5 Réduction du nombre de PSS	99
IV.5 Conclusion.....	100
	102
<i>CHAPITRE V Amélioration des performances des PSS en utilisant les AGs à contraintes dynamiques</i>	
V.1 Introduction.....	103
V.2 Nouvelle approche proposée.....	103
V.3 Formulation de la fonction multiobjectif.....	106
V.4 Résultats de simulation.....	107
V.4.1 Première application.....	107
V.4.1.1 Analyse du système sans PSS.....	107
V.4.1.2 Optimisation par contraintes fixes.....	108
V.4.1.3 Optimisation par contraintes dynamiques.....	111
V.4.2 Deuxième application.....	116
V.4.2.1 Optimisation par contraintes fixes.....	116
V.4.2.2 Optimisation par contraintes dynamiques.....	117
V.6 Conclusion.....	119
	121
<i>CHAPITRE VI Conception optimisée des PSS par les méthodes hybrides</i>	
VI.1 Introduction.....	122
VI.2 Hybridation Métaheuristique.....	122
VI.2.1 Approche intégrative.....	122

VI.2.2 Approche par lot.....	127
VI.2.3 Hybridation d'une méthode métaheuristique avec une méthode déterministe...	130
VI.3 Conclusion.....	134
Conclusion générale et Perspectives	135
Liste des publications.....	140
Références	144
Annexes	154

Introduction générale

Le 20^{ème} siècle a vu peu à peu l'énergie électrique s'imposer dans la majorité des domaines domestiques et industriels. Les réseaux électriques de transport et de distribution, moyens d'acheminement de cette énergie, représentent aujourd'hui un enjeu économique et technologique considérable. La maîtrise des régimes de fonctionnement perturbés et la conception de systèmes de protection rapides, sûrs et sélectifs contribuent à augmenter à la fois la fiabilité des réseaux d'énergie et la qualité d'énergie électrique. Par ailleurs, la libération du marché de l'électricité, qui concerne progressivement tous les pays du monde, modifie profondément l'approche technico-économique dans l'exploitation et l'optimisation des grands systèmes de production, transport et distribution d'énergie électrique. C'est dans ce nouveau contexte que les spécialistes des réseaux électriques, que se soit dans le domaine de l'exploitation ou de la recherche, se voient de plus en plus confrontés à de nombreux défis.

Cependant, compte tenu de la variété des conditions et schémas d'exploitation, de la sévérité des incidents, les équipements de commande actuellement installés sur les réseaux peuvent s'avérer trop limités et insuffisants pour répondre efficacement aux diverses perturbations. En effet, les opérateurs de réseaux cherchent à en optimiser le fonctionnement en améliorant par exemple les capacités de transport des équipements existants tout en maintenant un niveau de sécurité satisfaisant [SAF99].

De plus, diverses perturbations telles que les courts circuits, les pertes dans les lignes, les pertes d'ouvrages (lignes, générateurs, transformateurs, ...) et les aléas de consommation peuvent affecter les réseaux à tout instant et peuvent, dans certains cas, les amener dans le cas d'une instabilité.

Malgré le savoir-faire des exploitants des réseaux électriques, la complexité même des réseaux peut modifier leur bon fonctionnement. En effet, une fois que les réseaux atteignent une taille relativement grande, pour des raisons économiques et de sécurité ils sont reliés entre eux par des lignes d'interconnexion. Or ces interconnexions, même si elles sont faibles, peuvent poser des problèmes de stabilité dynamique par la manifestation d'oscillations. Ces oscillations limitent le fonctionnement des réseaux en régime permanent (transfert de puissance) et peuvent causer des instabilités en régime perturbé. [MAR98]

La solution d'employer des enroulements amortisseurs sur les rotors des générateurs et des turbines pour atténuer ces oscillations s'est s'avérée satisfaisante, le problème de stabilité dynamique étaient négligé de ce fait pendant un certain temps. Cependant, comme des réseaux

ont commencé à être actionnés plus près de leurs limites de stabilité, la faiblesse d'un couple de synchronisation parmi les générateurs a été identifiée comme cause importante d'instabilité de système. Le régulateur automatique de tension (AVR : Automatic Voltage Regulator) a permis d'améliorer la stabilité en régime permanent, mais la stabilité transitoire est devenue un souci pour les opérateurs des réseaux. Avec l'élargissement et l'interconnexion des réseaux, le souci était le transfert de grandes quantités de puissance à travers les lignes de transport d'énergie extrêmement longues. L'introduction d'un régulateur supplémentaire dans la boucle de commande de tension, telle que les stabilisateurs de puissance (*PSS*) (Power System Stabilizer), fournit les moyens de réduire les oscillations électromécaniques de basse fréquence .

Est pour ce faire, le *PSS* ajoute un signal, en opposition de phase par rapport à l'oscillation, dans l'excitatrice. En utilisant les signaux de la machine où se situe le correcteur, un réglage relativement performant sur une grande plage de points de fonctionnement du réseau peut être trouvé. Cette solution est peu coûteuse et performante dans certaines conditions de fonctionnement des réseaux. Cependant, ces correcteurs « locaux » sont limités en performance par leur vision « locale » du réseau en particulier pour ce qui est des oscillations inter-régions. En effet, du fait même de la nature de ces oscillations, des informations sur les diverses portions de réseaux ou machines participant à ces oscillations, si elles sont disponibles, peuvent être utilisées pour une meilleure « gestion d'oscillation » du réseau. Ceci devrait contribuer à un meilleur amortissement de ces oscillations [IEEE/CIGRE04].

Le développement des nouvelles techniques d'optimisation comme les méthodes déterministes, de l'intelligence artificielle et les méthodes stochastiques (métaheuristiques) a permis d'élargir l'éventail des méthodes d'optimisation soit par l'amélioration de ces techniques ou soit par la combinaison de ces techniques qui sont connus sous le nom de l'hybridation .

Les méthodes évolutives, et plus particulièrement les algorithmes génétiques, ont été largement étudiés depuis les tous premiers développements réalisés au début des années 70 (Holland, 1975) dans divers domaines. Parmi ces domaines, le domaine de réglage, coordination et localisation des *PSS* dans les réseaux électriques. A fur et à mesure, les nombreuses adaptations qui ont été proposées dans la littérature comblent les déficiences principales des méthodes évolutives classiques dont les performances globales sont souvent bien inférieures à celle d'une méthode de recherche locale telle que la méthode tabou ou le recuit simulé. Dans un cadre plus spécifique, il est désormais établi qu'un algorithme génétique simple n'est pas en mesure de fournir de bons résultats lorsque l'espace des solutions est très contraint. Il a été

montré aussi dans divers références qu'il était possible de tirer profit des particularités du problème étudié dans la définition de tous les opérateurs qui composent un algorithme génétique.

Lors de l'optimisation des *PSS* par l'*AG*, en présence des contraintes fixes qui délimitent l'espace de recherche des solutions, à ceux-ci présentent un handicap dans les intervalles de recherche, ce qui influe sur le résultat de l'optimisation. Une nouvelle technique qui vise à remédier à ce problème a été proposée. Il s'agit d'un nouvel algorithme génétique à contrainte dynamique, qui permet de déplacer ou ouvrir le domaine de recherche s'il le faut dans le cas où une contrainte est bloquée par une borne de limite.

Par ailleurs, le mode d'hybridation des méthodes d'optimisation qui semble le plus intéressant concerne la combinaison entre des méthodes de voisinage (locale) et approches d'évolution à population (recherche globale) soit des méthodes déterministes. L'idée essentielle de cette hybridation consiste à exploiter pleinement la puissance de recherche de méthodes de voisinage et de recombinaison des algorithmes évolutifs sur une population de solutions. Des résultats forts intéressants ont été obtenus récemment en insérant une méthode de recherche locale dans la phase d'adaptation individuelle d'une méthode évolutive. La force d'un algorithme hybride réside dans la combinaison de deux principes de recherche fondamentalement différents. Le rôle de la méthode de recherche locale est d'explorer en profondeur une région donnée, alors que la méthode évolutive introduit des règles de conduite générales dans le but de guider la recherche au travers cette même région. Cette approche a permis de produire d'excellents les meilleurs résultats que les méthodes simples. De ce fait, l'application de ce type d'approche dans la conception des *PSS* et voir le comportement du système dans un régime bien déterminé est nécessaire [SAR10].

Ainsi, l'optimisation par différentes méthodes et la coordination entre les différents *PSS* (locaux et interrégionaux) pour un meilleur amortissement des oscillations électromécaniques d'un réseau multimachine, en utilisant l'*AG* classique, l'*AG* à contraintes dynamiques et quelques des algorithmes hybrides est l'objet principal de notre thèse.

La modélisation des réseaux électriques multimachine s'impose comme premier chapitre pour donner une idée sur les composants utilisés dans les réseaux électriques ainsi que leurs modèles.

Les oscillations électromécaniques et la stabilité des réseaux électriques, comme étape très importante dans ce travail, ont été décrites dans ce deuxième chapitre. La finalité c'est

d'expliquer les différents types de stabilités, et la conception des *PSS* qui interviennent dans l'amélioration de cette stabilité.

Dans le troisième chapitre, un état de l'art sur la coordination et l'optimisation des *PSS* a été donné en premier lieu ensuite un aperçu effectué sur les différentes techniques d'optimisation a commence par les méthodes déterministes en passant par les méthodes de l'intelligence artificielle et les méthodes stochastiques (métaheuristiques) et en terminant par l'hybridation de ces différentes techniques en second lieu.

Ensuite, au quatrième chapitre nous abordons le sujet de coordination, optimisation et choix de l'implantation des stabilisateurs de puissance « *PSS* » par algorithme génétique « *AG* » où on va d'abord donner un aperçu exhaustif sur les *AG*. Ensuite, on va les appliquer à l'optimisation, le réglage des paramètres des *PSS* et leur localisation, pour garantir une meilleure stabilité. Ce chapitre va être clôturé par le choix de l'implantation des *PSS* afin de garantir une bonne stabilité.

Au cinquième chapitre, une nouvelle approche génétique des *AG* « *AG* à contraintes dynamiques », va être traité, où on va expliquer l'intérêt et l'apport de cette nouvelle technique. L'application sur la coordination et l'optimisation des régulateurs de puissance et la comparaison aux *AG* classiques ceci nous permettra de mesurer les performances de cette nouvelle approche.

Afin de profiter de l'avantage des opérateurs fondamentaux, la recherche de l'optimum d'une fonction utilisant soit l'exploration des espaces de recherche comme les méthodes à population soit l'exploitation qui est considérée comme une recherche fine comme les méthodes de parcours, nous avons eu recours aux algorithmes hybrides. Une hybridation intégrative métaheuristique entre *AG* et recuit simulé dans une première phase, une hybridation par lot métaheuristique entre *AG* et recuit simulé dans une deuxième et finalement une hybridation entre *AG* et l'algorithme de gradient qui constitue une hybridation entre une méthode métaheuristique et une méthode déterministe, ont été traitées et discutées au sixième chapitre.

Notre travail se terminera par une conclusion générale qui résume l'ensemble des résultats obtenue et propose un bon nombre de perspectives

CHAPITRE I

*Modélisation des systèmes électriques de
puissance multimachine*

I.1 Introduction

Une des caractéristiques de fonctionnement des réseaux électriques est le besoin continu d'adapter les conditions de fonctionnement du système, afin de répondre à la demande de la charge, en évolution constante. Plus la dimension d'un système de puissance augmente, plus les processus dynamiques et l'analyse des phénomènes physiques sont complexes ; les systèmes de puissance présentent un comportement nonlinéaire et variant dans le temps.

Cette caractéristique est importante car elle signifie que, dans toute petite période de temps les systèmes de transport et les postes de transmission peuvent être considérés comme étant à l'état stationnaire, que le temps progresse, étant considéré à se déplacer lentement d'un état d'équilibre à un autre.

Pour aider à décrire et à quantifier le comportement du système dans des conditions d'équilibre, dans ce chapitre on va présenter les modèles mathématiques à l'état d'équilibre de tous les éléments essentiels du réseau électrique multimachine, tels que les lignes de transmission, transformateurs, générateurs et les charges, convenable au contexte de la présente étude concernant "*les oscillations rotoriques de faible amplitude*".

I.2 Modélisation des alternateurs

Les générateurs synchrones jouent un rôle très important lors de l'étude des oscillations électromécaniques. Cette étude implique deux phénomènes : l'un électrique et l'autre mécanique [MET97]. Dans un tel cas d'étude, le choix de la représentation des machines est dicté par un souci de précision et de simplicité relative du modèle. D'autre part, la validité des hypothèses simplificatrices est justifiée par la comparaison entre les résultats de simulation et les essais sur un micro réseau simulateur ou avec les essais réels.

I.2.1 Hypothèses simplificatrices

Le générateur est modélisé dans cette étude dans le cadre des hypothèses simplificatrices suivantes [ADR04], [RAV04],

- Les résistances sont négligées ;
- L'enroulement amortisseur n'est pas considéré ;
- Le courant au rotor génère un flux suivant l'axe (d), par conséquent la f.é.m. induite aura une seule composante dans la direction de l'axe (q) ;
- L'angle mécanique du rotor coïncide avec l'angle de la tension interne du générateur ;

La structure d'un système de puissance peut être représentée par les différents éléments qui sont montrés dans la figure suivante:

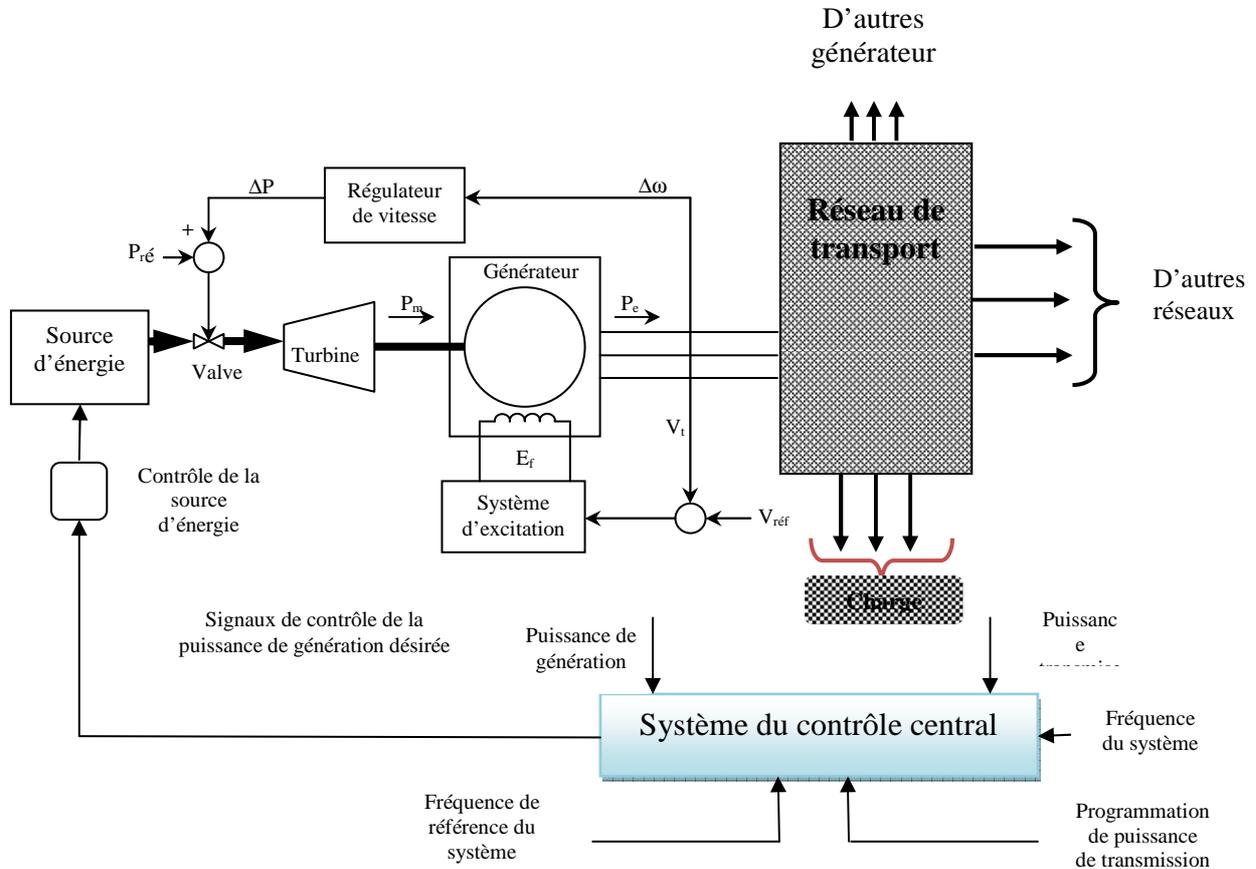


Figure I.1 Structure d'un système de puissance

I.2.2 Equations électriques

Le modèle électrique est basé sur la transformation de Park appelée aussi transformation à deux axes (dq). On transforme les trois phases du stator en un système biphasé lié au rotor, ce qui est mieux adapté à l'analyse de la machine synchrone.

La figure suivante montre schématiquement les enroulements équivalents biphasés (dq) d'une machine synchrone triphasée et symétrique ainsi que sa représentation dans le repère de Park.

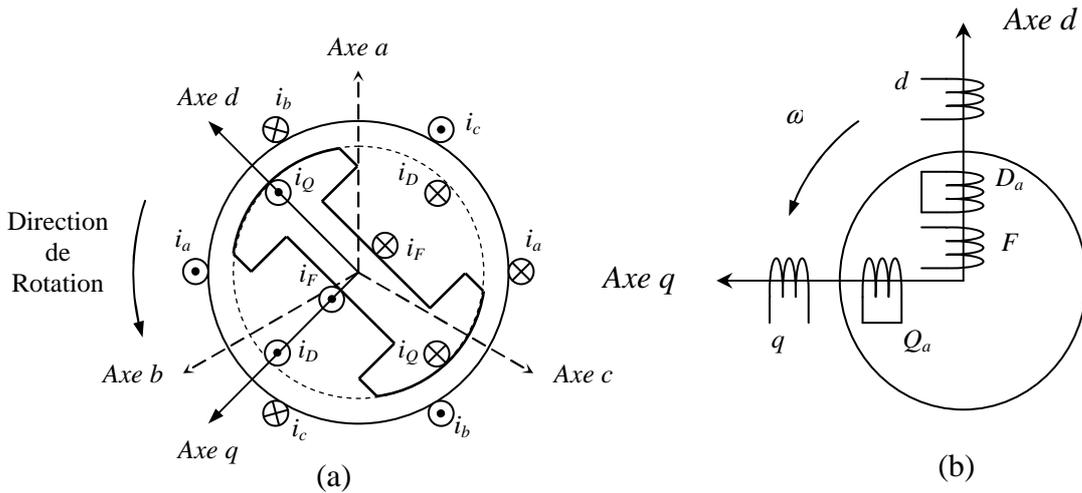


Figure I.2 (a) Représentation du circuit électrique d'une machine synchrone, (b) Enroulements équivalents biphasés dans le repère de Park.

Pour établir les équations représentant le système d'équation global d'un réseau multimachine, il est intéressant de ramener les grandeurs de chaque machine dans un seul repère commun.

Le repère « *DQ* » représente le repère commun pour toutes les machines, tandis que le repère « *dq* » représente le repère de la $i^{\text{ème}}$ machine.

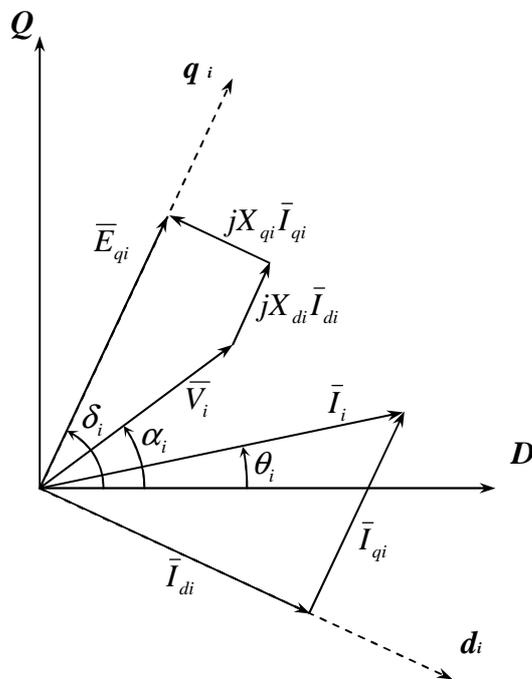


Figure I.3 Diagramme vectoriel de la $i^{\text{ème}}$ machine d'un système multimachine

I.2.3 Equations des tensions

La tension de la $i^{\text{ème}}$ machine est donnée par l'expression complexe suivante :

$$\bar{V}_i = \bar{E}_{qi} - jX_{di} \bar{I}_{di} - jX_{qi} \bar{I}_{qi} \quad (1-1)$$

Soit un vecteur de tension \bar{V} décalé d'un angle α dans le repère DQ , ce vecteur peut être transformé du repère (dq) au repère (DQ) par une simple rotation.

$$\bar{V}_{(DQ)} = V e^{j\alpha} \quad (1-2)$$

Alors l'équation (1-2) se transforme dans le repère DQ comme suit :

Revenons maintenant au cas de la tension de la $i^{\text{ème}}$ machine (Figure I.2), on a :

- \bar{V}_i : est décalé de α_i ,
- \bar{E}_{qi} : est décalé de δ_i ,
- $jX_{di}\bar{I}_{di}$: est décalé de δ_i ,
- $jX_{qi}\bar{I}_{qi}$: est décalé de $\delta_i + \pi/2$.

D'où, on obtient l'équation suivante :

$$V_i e^{j\alpha_i} = E_{qi} e^{j\delta_i} - X_{di} I_{di} e^{j\delta_i} - X_{qi} I_{qi} e^{j(\delta_i + \pi/2)} \quad (1-3)$$

En multipliant l'équation (1-3) par $e^{-j\delta_i}$, on aura :

$$V_i e^{-j(\delta_i - \alpha_i)} = E_{qi} - X_{di} I_{di} - jX_{qi} I_{qi} \quad (1-4)$$

Où encore :

$$V_i [\cos(\delta_i - \alpha_i) - j \sin(\delta_i - \alpha_i)] = E_{qi} - X_{di} I_{di} - jX_{qi} I_{qi} \quad (1-5)$$

D'où, l'expression de V_d et V_q :

$$\begin{cases} V_{di} = V_i \sin(\delta_i - \alpha_i) = X_{qi} I_{qi} \\ V_{qi} = V_i \cos(\delta_i - \alpha_i) = E_{qi} - X_{di} I_{di} \end{cases} \quad (1-6)$$

L'équation (1-6) n'est valable que dans le cas où le système subit une petite perturbation car, sinon il faut tenir compte des variables transitoires telles que la réactance et la f.é.m. Si on

indique par l'exposant '0' un état initial stable du système, précédant une petite perturbation, alors les équations des courants deviennent :

$$\begin{cases} I_{di} = I_{di}^o + \Delta I_{di} \\ I_{qi} = I_{qi}^o + \Delta I_{qi} \end{cases} \quad (1-7)$$

D'autre part, les équations de tensions prennent la forme suivante:

$$\begin{cases} V_{di} = V_{di}^o + \Delta V_{di} = X_{qi} I_{qi} \\ V_{qi} = V_{qi}^o + \Delta V_{qi} = E_{qi}' - X_{di} I_{di}^o - X_{di}' \Delta I_{di} \\ V_{qi} = E_{qi}' - (X_{di} - X_{di}') I_{di}^o - X_{di}' I_{di} = E_{qi}' - X_{di}' I_{di} \end{cases} \quad (1-8)$$

D'où, l'équation de la f.é.m. transitoire :

$$E_{di}' = E_{qi}' - (X_{di} - X_{di}') I_{di}^o \quad (1-9)$$

I.2.4 Puissances électriques

La puissance apparente sous sa forme complexe fournie par la machine vaut :

$$\begin{aligned} \bar{S}_i &= P_{ei} + jQ_{ei} = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \\ \bar{S}_i &= (V_{di} I_{di} + V_{qi} I_{qi}) + j(V_{qi} I_{di} - jV_{di} I_{qi}) \end{aligned} \quad (1-10)$$

D'où, on tire directement les expressions des puissances électriques active et réactive :

$$\begin{cases} P_{ei} = V_{di} I_{di} + V_{qi} I_{qi} \\ Q_{ei} = V_{qi} I_{di} + jV_{di} I_{qi} \end{cases} \quad (1-11)$$

Finalement, on peut exprimer la puissance électrique active sous la forme développée suivante :

$$P_{ei} = E_{qi}' I_{qi} + (X_{qi} - X_{di}') I_{di} I_{qi} \quad (1-12)$$

I.2.5 Equations mécaniques

Le fonctionnement de la machine synchrone en générateur implique la conversion d'une énergie mécanique en une énergie électrique. L'énergie mécanique provient d'une turbine qui, solidaire de l'arbre de la machine, entraîne la rotation de celle-ci. [FAR06], [ADR04] :

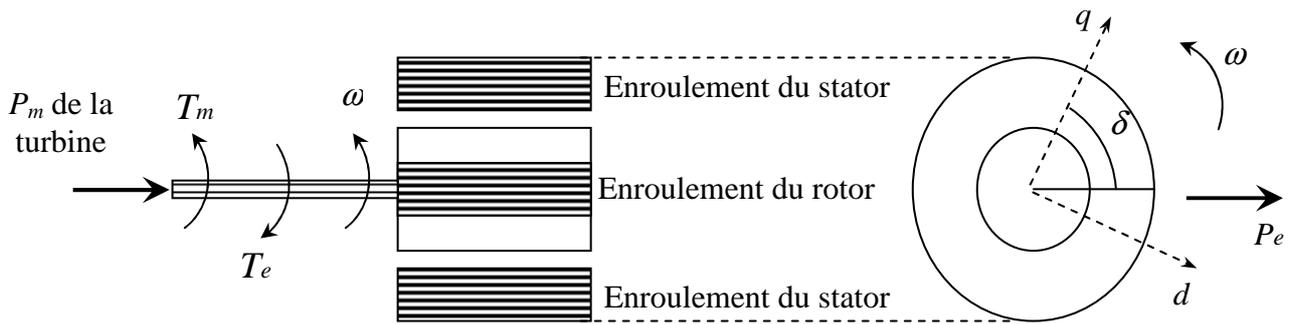


Figure I.4 Couples mécanique et électrique agissant sur l'arbre d'un générateur.

➤ **Equation du mouvement**

La contribution des étages d'une turbine à la création d'un couple moteur mécanique est répartie selon un certain pourcentage. On peut modéliser un système d'entraînement par une série de masses qui représentent l'inertie de chaque étage, connectés entre eux par un ressort, qui représente la rigidité de torsion de l'arbre d'entraînement entre les étages voir la figure 1.5. Un tel modèle nous permet de calculer la fréquence nominale de torsion ainsi les informations détaillées sur le couple se produisant lors des perturbations (défaut ou variation de charge).

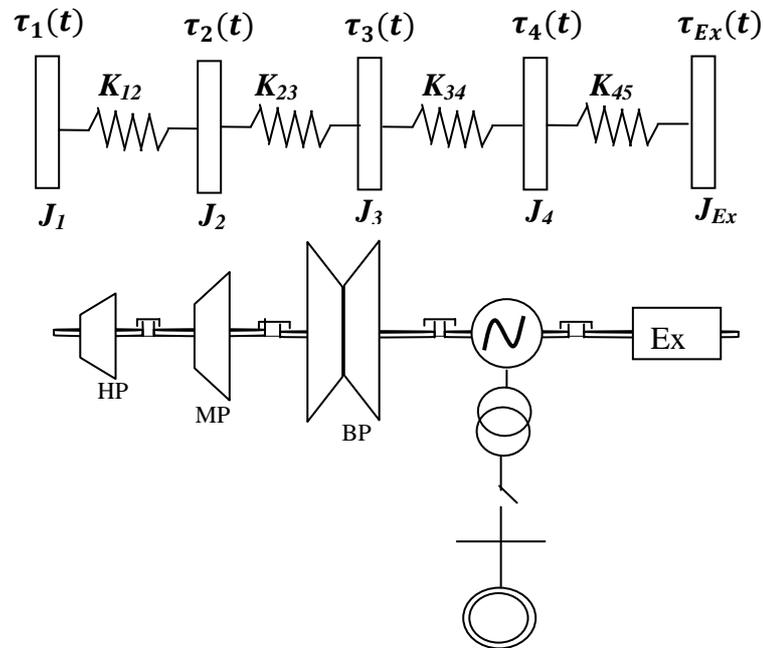


Figure 1.5 Représentation d'une unité de production par un système d'oscillation

Lorsque le système (turbine générateur) n'est pas couplé au réseau, la fréquence nominale de torsion est nulle, c'est-à-dire, qu'aucun mouvement relatif des masses du rotor n'existe. Par contre le système est connecté au réseau, il y a apparition des oscillations à basse fréquence dans une plage de 1 à 2 Hz. On peut supposer que, quand le système n'est pas chargé (déconnecté), l'axe est rigide et l'inertie totale du rotor J est simplement la somme des inerties individuelles. Un déséquilibre au niveau du couple agissant sur le rotor aura comme conséquence une accélération ou décélération sur le système selon la loi suivante :

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + D_d \omega_m = \tau_t - \tau_e \quad (1-13)$$

- J moment d'inertie totale de la turbine et le rotor du générateur (kg.m^2) ;
- ω_m vitesse de rotation de l'axe (rad/s) ;
- τ_t couple produit par la turbine (Nm) (action) ;
- τ_e couple électromagnétique (Nm) (réaction) ;
- D_d coefficient du couple d'amortissement (Nm.s) qui traduit les pertes de rotation mécanique dus aux enroulements et les frottements ;

Quoique la variation du couple τ_t soit relativement très lente, à cause de la réponse du système turbine et régulation de vitesse, le couple électromagnétique τ_e peut changer sa valeur presque instantanément.

En régime permanent, la vitesse angulaire du rotor est égale à la vitesse de synchronisme ω_{sm} tandis que le couple de la turbine τ_t est égal à la somme du couple électromagnétique τ_e et le couple d'amortissement $D_d \omega_{sm}$

$$\tau_t = \tau_e + D_d \omega_{sm} \quad \text{ou encore} \quad \tau_m = \tau_t - D_d \omega_{sm} = \tau_e \quad (1-14)$$

τ_m est le couple mécanique propre de l'axe qui correspond au couple électromagnétique. Si, dû à certaine perturbation, $\tau_m > \tau_e$ le rotor accélère, si $\tau_m < \tau_e$ le rotor décélère.

L'expression de la vitesse de rotation peut être exprimée de la façon suivante :

$$\omega_m = \omega_{sm} + \Delta\omega_m = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (1-15)$$

Où;

- δ_m est l'angle rotorique exprimé en radian,
- $\Delta\omega_m = \frac{d\delta_m}{dt}$ est la variation de la vitesse en radian/seconde.

Remplaçons l'équation (1.15) dans (1.13), on aura :

$$J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} + D_d \left(\omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \right) = \tau_m - \tau_e \quad \text{ou encore} \quad J \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} + D_d \frac{d\delta_m}{dt} = \tau_m - \tau_e \quad (1-16)$$

Multiplions par la vitesse de synchronisme ω_{sm} les deux membres de l'équation (1-16) d'un côté, et connaissant que la puissance est le produit de la vitesse angulaire et du couple de l'autre côté, on aura :

$$J \omega_{sm} \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} + \omega_{sm} D_d \frac{d\delta_m}{dt} = \frac{\omega_{sm}}{\omega_m} P_m - \frac{\omega_{sm}}{\omega_m} P_e \quad (1-17)$$

Avec : P_m est la puissance nette fournie par l'axe au générateur et P_e c'est la puissance électrique de l'entrefer exprimée en Watts ;

$J \omega_{sm}$: est le moment angulaire du rotor à la vitesse de synchronisme qui sera symbolisée par M_m .

L'équation (1-17) devient alors :

$$M_m \frac{d^2 \delta_m}{dt^2} = P_m - P_e - D_m \frac{d\delta_m}{dt} \quad (1-18)$$

Avec : $D_m = D_{sm}$ est le coefficient de l'amortissement. L'équation (1.18) est appelée équation du mouvement régissant la dynamique de rotor.

Il est dans les habitudes courantes d'exprimer le moment angulaire du rotor en termes de constante normalisée d'inertie quand tous les générateurs de type particulier auront les valeurs semblables d'inertie indépendamment de leurs estimations. La constante d'inertie est symbolisée par H , elle définit le stockage de l'énergie cinétique en mégajoule à la vitesse de synchronisme divisé par S_n en MVA ;

$$H = \frac{0.5 J \omega_{sm}^2}{S_n} \quad \text{et} \quad M_m = \frac{2 H S_n}{\omega_{sm}} \quad (1-19)$$

L'unité de H est en seconde. En effet, H mesure simplement l'énergie cinétique du rotor à la vitesse synchrone en termes de seconde. Cela consiste à considérer l'équivalent d'une quantité d'énergie électrique fournie par un générateur quand il fonctionne à une puissance de sortie égale à la puissance nominale en MVA. On définit la constante de temps mécanique τ_m par :

$$\tau_m = \frac{J \omega_{sm}^2}{S_n} = 2H \quad \text{et} \quad M_m = \frac{\tau_m S_n}{\omega_{sm}}$$

On peut exprimer les grandeurs mécaniques telles que l'angle de puissance, la vitesse angulaire en grandeur électrique en divisant par le nombre de pôles de la machine ;

$$\delta = \frac{\delta_m}{p/2} \quad \text{et} \quad \omega_s = \frac{\omega_{sm}}{p/2}$$

En remplaçant les grandeurs mécaniques par les grandeurs électriques l'équation du mouvement devient alors :

$$\frac{2HS_n}{\omega_s} \frac{d^2 \delta}{dt^2} + D \frac{d\delta}{dt} = P_m - P_e \quad (1-20)$$

Avec : D coefficient d'amortissement, $D = \frac{2D_m}{P}$

On définit :

- La puissance d'amortissement par P_D , avec $P_D = D \frac{d\delta}{dt}$;
- Le coefficient d'inertie $M = \frac{2HS_n}{\omega_s}$;
- La constante de temps mécanique $\tau_m = 2H$;

Finalement, on peut écrire l'équation du mouvement en fonction du moment d'inertie et la puissance d'amortissement :

$$M \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e - P_D = P_{acc} \quad (1-21)$$

Où P_{acc} est la puissance nette d'accélération.

La dérivée de l'angle rotorique par rapport au temps ($\frac{d\delta}{dt}$) représente la variation de la vitesse rotorique en radian électrique par seconde ($\Delta\omega = \omega - \omega_s$). Souvent, il est plus commode de remplacer l'équation différentielle du 2^{ième} ordre par 2 équations du 1^{er} ordre est l'équation du mouvement (1.21) devient alors :

$$\begin{cases} M \frac{d\Delta\omega}{dt} = P_m - P_e - P_D = P_{acc} \\ \frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega \end{cases}$$

$$\begin{cases} \frac{d\omega_i}{dt} = \dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (P_{mi} - P_{ei} - D_i (\omega_i - 1)) \\ \frac{d\delta_i}{dt} = \dot{\delta}_i = \omega_0 (\omega_i - 1) \end{cases} \quad (1-22)$$

Avec:

- ω_i : vitesse angulaire du rotor de la $i^{\text{ème}}$ machine en (pu),
- ω_0 : vitesse angulaire de synchronisme en (rad / s),
- P_{mi} : puissance mécanique en (pu),
- P_{ei} : puissance électrique en (pu),
- H_i : constante d'inertie en (seconde),
- D_i : constante d'amortissement (due au couple de friction) en (pu).

I.3 Modélisation des transformateurs

Les transformateurs sont des transducteurs, placés entre les unités de production pour l'adaptation des tensions. On utilise des transformateurs à prise variable (discontinue) qui permet de modifier le rapport de transformation. Le changement de prise peut être effectué manuellement ou automatiquement grâce à des dispositifs dits « régulateurs en charge ».

L'impédance série \bar{z}_T correspond à l'impédance série équivalente du transformateur, formée par les impédances primaire \bar{z}_1 et celle du secondaire \bar{z}_2 ramenée au primaire, [HEL07] [AND99] [MAC98]. m est le rapport de transformation, définie par le rapport des nombres de spires primaire et secondaire.

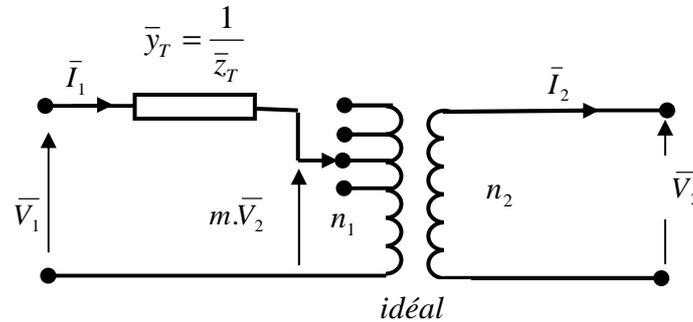


Figure I.6 Représentation schématique d'un transformateur à prise variable

Le rapport de transformation est donné par :

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{n_1}{n_2} = m \quad (1-23)$$

L'impédance série z_T donnée par :

$$\bar{z}_T = \bar{z}_1 + \bar{z}_2 \quad (1-24)$$

Telle que:

- \bar{z}_1 : L'impédance primaire,
- \bar{z}_2 : L'impédance secondaire ramenée au primaire.

D'où l'admittance série:

$$\bar{y}_T = \frac{1}{\bar{z}_T} \quad (1-25)$$

Un tel transformateur peut être représenté par un dipôle ou un circuit équivalent en (π), illustré par la figure I.7.

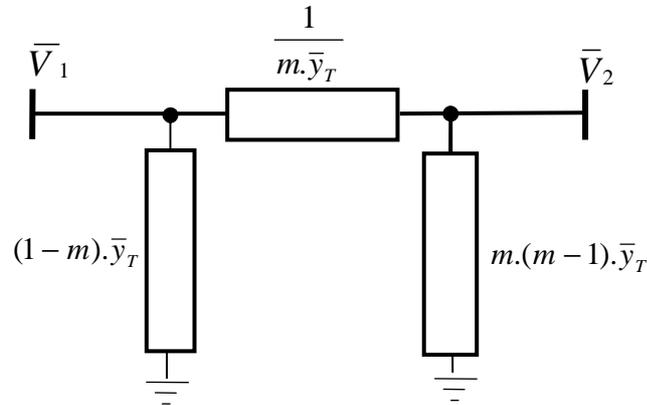


Figure I.7 Schéma équivalent en π d'un transformateur

I.4 Modélisation des lignes électriques

La structure la plus employée pour représenter une ligne est le schéma équivalent en (π). On considère l'admittance série y_{ij} et les effets des admittances shunts correspondantes à chaque section de ligne (line charging admittance) [HEL07].

En tenant compte également, d'un élément shunt y_i^{sh} au niveau de certains nœuds, que l'on rencontre souvent en pratique, la figure suivante illustre le cas d'une modélisation de ligne qui comprend l'admittance série de la section de ligne y_{ij} entre deux nœuds i et j , les admittances shunts de la ligne ($\frac{y'_{ij}}{2}$ pour chaque extrémité, y_{ij} étant la somme des deux), et y_i^{sh} une admittance shunt connectée au nœud i .

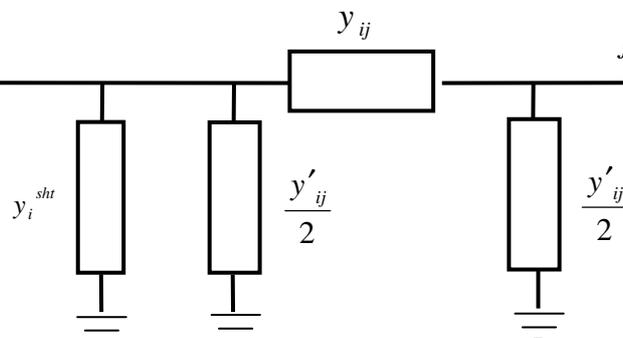


Figure I.8 Modélisation d'une ligne électrique

L'expression complète qui permet de déterminer la matrice admittance d'un réseau s'écrit donc:

$$Y_{ii} = \sum_{j=1}^n \left[y_{ij} + \frac{y'_{ij}}{2} + y_i^{sh} \right] \quad (1-26)$$

$$Y_{ij} = -y_{ij}$$

I.5 Modélisation des charges

Les charges statiques sont représentées par des admittances constantes, après calcul de l'écoulement de puissance $\bar{S}_L = P_L - jQ_L = V^2 \bar{Y}_L$ ce qui donne :

$$\begin{cases} \bar{Y}_L = \frac{P_L}{V_L^2} - j \frac{Q_L}{V_L^2} \\ \bar{Y}_L = G_L + jB_L \end{cases} \quad (1-27)$$

Avec:

- P_L : La puissance active de la charge calculée à partir de l'écoulement de puissance.
- Q_L : La puissance réactive de la charge calculée à partir de l'écoulement de puissance.

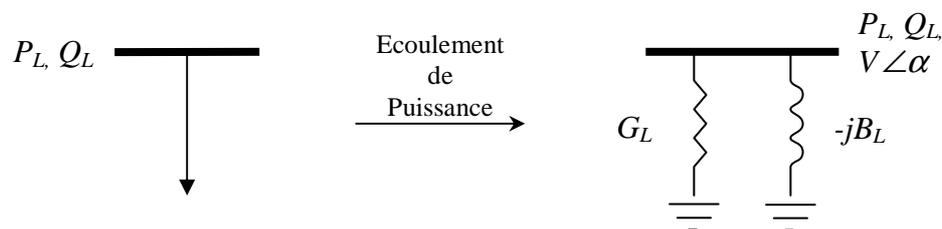


Figure I.9 Modélisation de la charge statique après écoulement de puissance

Pour notre cas, les charges présent en consideration sont des charges simple

I.6 Modélisation du régulateur de vitesse et de tension

Le rôle principal des régulateurs est de maintenir l'équilibre entre la puissance consommée (puissance des charges y compris les pertes) et la puissance fournie (puissance électrique), tout en tenant compte des points suivants :

- La forme et l'amplitude de tension doivent être maintenues constantes dans un intervalle permis (lorsqu'on parle du maintien de tension constante, il faut agir sur la f.é.m autrement dit, sur le courant d'excitation).
- La fréquence doit être constante aussi, avec un Δf autorisé, et le maintien de la fréquence constante, veut dire que la vitesse de la turbine doit être régulée.

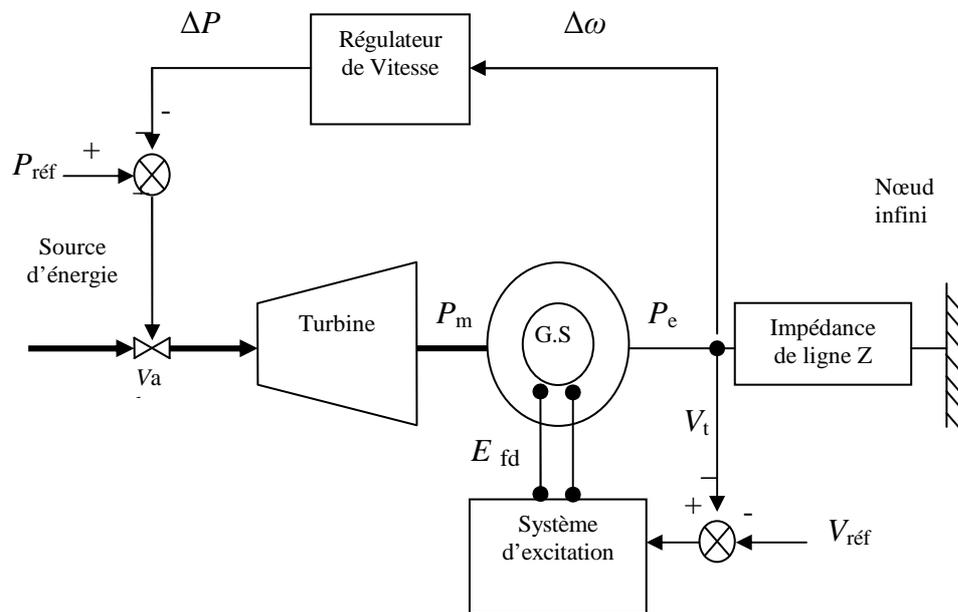


Figure I.10 Représentation des régulateurs de vitesse et de tension dans une unité de production

I.6.1 Régulateur de fréquence

Lors d'une augmentation brutale de la charge, dans toutes les premières secondes, l'énergie électrique demandée va être prélevée de l'énergie cinétique des parties mécaniques tournantes de l'unité de production. Ceci va entraîner une diminution de la vitesse de rotation, c'est-à-dire de la fréquence du réseau [CUT02][CUT98]. Cet écart est détecté et corrigé par le régulateur de vitesse. Celui-ci va augmenter l'admission de fluide (vapeur, gaz ou eau) suivant le type de la turbine.

Le rôle du régulateur de vitesse (RV) est de mesurer la vitesse de rotation de la turbine et d'ajuster en conséquence l'admission de vapeur (pour le cas d'une turbine à vapeur par exemple), en agissant sur les vannes et les soupapes. Lors d'une perturbation sévère, la vitesse de la turbine peut augmenter ou diminuer rapidement. Le rôle du régulateur est aussi la limitation de la vitesse à ne pas dépasser les 110% et ne pas diminuer au dessous de 90% de la valeur nominale [CUT02].

Le modèle de l'ensemble (régulateur/turbine) est représenté par la figure suivante: [RAJ--]

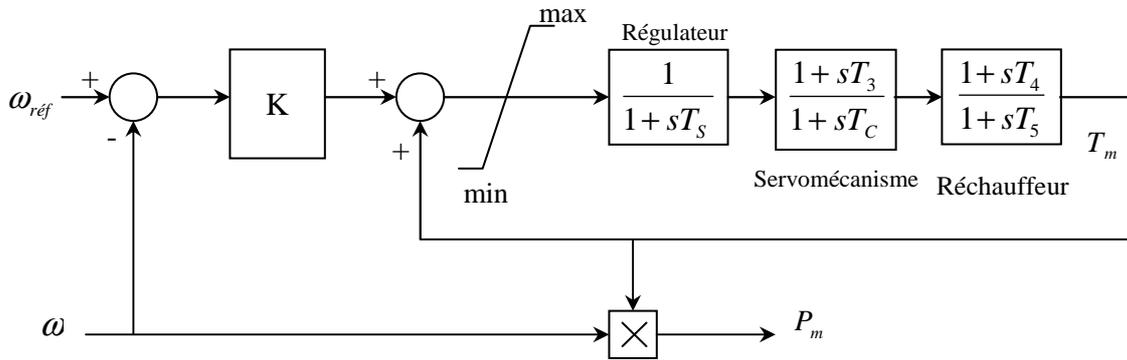


Figure I.11 Modèle du régulateur de vitesse et de la turbine

I.6.2 Régulateur de tension

Le rôle des régulateurs de tension est de contrôler la tension à la sortie du générateur, vu leur rapidité d'action lors d'une variation de tension. Pour le réglage de la tension, on agit sur l'excitation du circuit inducteur ; c'est-à-dire la f.é.m, cette dernière va agir sur la tension aux bornes du générateur.

On a constaté qu'en utilisant un régulateur de tension AVR (Automatic Voltage Regulator), on provoquerait une perturbation au niveau des oscillations électromécaniques. Ce phénomène incite à faire appel à un contrôleur additionnel : un stabilisateur de puissance (le **PSS**; **P**ower **S**ystem **S**tabilizer). Pour cette raison, on place les **PSS** comme des stabilisateurs de puissance pour éliminer les oscillations dû à l'AVR.

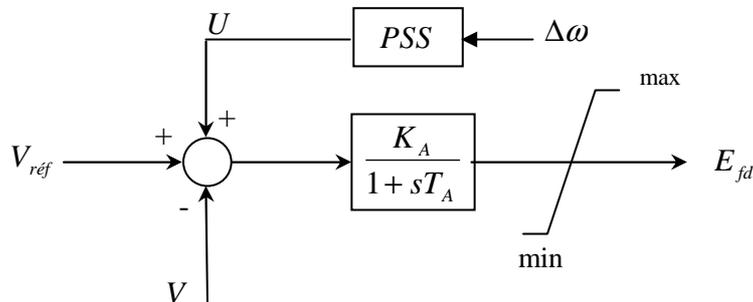


Figure I.12 Modèle simple d'un régulateur de tension (AVR)

On représente le régulateur de tension sous sa forme la plus simple par le schéma (I.12), K_A et T_A étant respectivement le gain et la constante de temps de l'amplificateur.

I.6.3 Modèle du Système d'excitation

Le régulateur de tension considéré dans cette étude est celui de la figure I.12.

Alors les équations décrivant le fonctionnement du système d'excitation sont:

$$\begin{cases} \dot{E}_{fd} = \frac{1}{T_A} (K_A (V_{réf} - V + U) - E_{fd}) \\ \dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{d0}} (E_{fd} - (X_d - X'_q) I_d - E'_q) \end{cases} \quad (1-28)$$

La première équation correspond au modèle du régulateur, et la deuxième équation donne la relation entre la tension d'excitation et la tension interne, cette dernière est aussi fonction de la tension terminale.

I.7 Modèle du réseau électrique multimachine

Un réseau électrique multimachine comporte les modèles des générateurs, des lignes, des transformateurs et des charges. Pour avoir un modèle simple du réseau électrique, on doit réduire la matrice admittance, sachant qu'un réseau électrique est constitué d'impédances complexes liant des nœuds entre eux et des nœuds à la terre. La matrice admittance \bar{Y} de dimension $m \times m$ tel que m est le nombre de nœuds.

Ensuite, on calcule la matrice \bar{Y}_r dite matrice réduite après calcul de l'écoulement de puissance, on ne considère que les nœuds générateurs.

Si m est nombre de nœuds total, n est le nombre de nœuds connectés aux générateurs et r est le nombre de nœuds restants, alors $m=n+r$.

On peut écrire alors:

$$\begin{bmatrix} \bar{I}_n \\ \dots \\ \bar{I}_r \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{Y}_{nn} & \bar{Y}_{nr} \\ \dots & \dots \\ \bar{Y}_{rn} & \bar{Y}_{rr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{V}_n \\ \dots \\ \bar{V}_r \end{bmatrix} \quad (1-29)$$

La matrice réduite est donnée par [ADR04] :

$$\bar{Y}_R = \bar{Y}_{nn} - \bar{Y}_{nr} \cdot \bar{Y}_{rr}^{-1} \cdot \bar{Y}_{rn} \quad (1-30)$$

Le réseau électrique est décrit alors par l'équation suivante :

$$\bar{I} = \bar{Y} \cdot \bar{V} \quad (1-31)$$

Sachant que :

$$V_i e^{j\alpha_i} = E_{qi} e^{j\delta_i} - X_{di} I_{di} e^{j\delta_i} - X_{qi} I_{qi} e^{j(\delta_i + \pi/2)}$$

et que $E_{qi} = E'_{qi} + (X_{di} - X'_{di}) I_{di}$

On tire l'équation suivante :

$$\bar{V}_i = (E'_{qi} - X'_{di} I_{di} - jX_{qi} I_{qi}) e^{j\delta_i} \quad (1-32)$$

Sachant aussi que :

$$\bar{I} = \bar{I}_d + \bar{I}_q = I e^{j(\delta - \pi/2)} + I_q e^{j\delta} \Rightarrow I_d = \bar{I} e^{-j(\delta - \pi/2)} - jI_q \quad (1-33)$$

L'équation (1-32) devient :

$$\bar{V}_i = E'_{qi} e^{j\delta_i} - jX'_{di} \bar{I}_i + j(X'_{di} - X_{qi}) I_{qi} e^{j\delta_i}$$

En représentation matricielle :

$$\bar{V} = [e^{j\delta}] E'_q - j[X'_d] \bar{I} + j[X'_d - X_q][e^{j\delta}] I_q \quad (1-34)$$

$[e^{j\delta}]$, $[X'_d]$, $[X'_d - X_q]$, sont des matrices diagonales et \bar{V} , E'_q , \bar{I} , I_q sont des vecteurs colonnes.

Introduisant l'équation (1-34) dans (1-31), nous obtenons l'équation suivante :

$$\bar{I} = \bar{Y}_m \cdot ([e^{j\delta}] E'_q + j[X'_d - X_q][e^{j\delta}] I_q) \quad (1-35)$$

Avec le courant dans la $i^{\text{ème}}$ machine s'écrit sous la forme suivante :

$$\bar{I}_i = \sum_{j=1}^n Y_{mij} e^{j\beta_{ij}} (e^{j\delta_j} E'_{qj} + j(X'_{dj} - X_{qj}) e^{j\delta_j} I_{qj}) \quad (1-36)$$

Dans le référentiel $(dq)_i$ de la machine i , on peut écrire :

$$\bar{I}_{dqi} = \bar{I}_i e^{-j(\delta_i - \pi/2)} = \sum_{j=1}^n Y_{mij} e^{j(\beta_{ij} + \delta_{ij})} (jE'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) I_{qj}) \quad (1-37)$$

Avec :

$$\begin{aligned} \bar{Y}_m &= Y_m e^{j\beta} \\ \delta_{ij} &= \delta_j - \delta_i \end{aligned}$$

En posant:

$$\begin{aligned} C_{ij} &= \cos(\beta_{ij} + \delta_{ij}) \\ S_{ij} &= \sin(\beta_{ij} + \delta_{ij}) \end{aligned}$$

Nous obtenons les expressions du courant de la $i^{\text{ème}}$ machine suivant l'axe direct et celui en quadrature :

$$\begin{aligned} I_{di} &= \text{Re}(\bar{I}_{dqi}) = \sum_{j=1}^n Y_{mij} (-S_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) C_{ij} I_{qj}) \\ I_{qi} &= \text{Im}(\bar{I}_{dqi}) = \sum_{j=1}^n Y_{mij} (C_{ij} E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) S_{ij} I_{qj}) \end{aligned} \quad (1-38)$$

L'ensemble de ces équations de courants complété par les équations de tension correspondantes des machines, représente les équations de la partie algébrique du modèle d'état général

I.8 Equations d'état généralisé du modèle

Un système de puissance est un système dynamique nonlinéaire, qui peut être décrit par un ensemble d'équations différentielles ordinaires nonlinéaire couplées du premier ordre et un ensemble d'équations algébriques, où les formes générales de ces ensembles d'équations différentielles et algébriques peuvent être exprimées comme suit :

$$\dot{x} = f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1-39)$$

$$0 = h_1(x_1, x_2, \dots, x_m) \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (1-40)$$

Les équations différentielles correspondent aux fonctionnements dynamiques des générateurs, des systèmes d'excitation et des autres éléments du système. Les équations algébriques correspondent aux équations des réseaux de transport et des stators des générateurs La solution de ces deux groupes d'équations détermine l'état électromécanique du système à chaque instant.

Nous rappelons ci-dessous les équations décrivant le modèle déduit du système de puissance :

$$\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (\tau_{mi} - \tau_{ei} - D_i(\omega_i - 1)) \quad (1-41)$$

$$\dot{\delta}_i = \omega_0(\omega_i - 1) \quad (1-42)$$

$$\dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T'_{doi}} (E_{fdt} - E'_{qt} - (X_{dt} - X'_{dt}) I_{dt}) \quad (1-43)$$

$$\dot{E}_{fd} = \frac{1}{T_a} (K_a (V_{ref} - V_t + U_s) - E_{fd}) \quad (1-44)$$

$$\tau_{ei} = E'_{qi} I_{qi} + (X_{qi} - X'_{di}) I_{di} I_{qi} \quad (1-45)$$

$$V_{di} = X_{qi} I_{qi} \quad (1-46)$$

$$V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di} I_{di} \quad (1-47)$$

$$V_{ti} = \sqrt{V_{di}^2 + V_{qi}^2} \quad (1-48)$$

$$I_{di} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot (-S_{ij} \cdot E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) \cdot C_{ij} \cdot I_{qj}) \quad (1-49)$$

$$I_{qi} = \sum_{j=1}^n Y_{ij} \cdot (C_{ij} \cdot E'_{qj} + (X_{qj} - X'_{dj}) \cdot S_{ij} \cdot I_{qj}) \quad (1-50)$$

L'approche finale de modélisation du système de puissance implique un "réarrangement" de l'ensemble des équations de ce système sous forme d'équations d'état généralisées comme suit :

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

$$y = g(x, u)$$

Une telle forme représente un système invariant dans le temps et dit un système autonome. Les variables d'état permettent de décrire complètement l'évolution dynamique du système par n équations différentielles de premier ordre. L'état et la sortie du système peuvent ainsi être calculés, à tout instant, pour des conditions initiales quelconques. Quand les dérivées des variables d'état x sont égales à zéro, (c.-à-d. $\dot{x} = 0$), le système est à l'équilibre. Ainsi, ce point d'équilibre est le point auquel toutes variables d'état sont constantes et le système est dit linéaire.

I.9 Linéarisation du modèle d'un réseau électrique multimachine

Les équations différentielles et algébriques du réseau électrique, déjà vu, montrent la non linéarité du système. Lorsque le système de puissance subit des perturbations rapides, les variables d'état du système restent autour de leurs valeurs initiales. Ainsi, la linéarisation du système peut être aisément appliquée autour d'un point d'équilibre [CIG99].

La linéarisation des équations (1-22) et (1-28) donne :

$$\begin{cases} \Delta \dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} (\Delta P_{mi} - \Delta P_{ei} - D_i \Delta \omega_i) \\ \Delta \dot{\delta}_i = \omega_0 \Delta \omega_i \\ \Delta \dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T_{d0i}} (\Delta E_{fdi} - (X_{di} - X'_{di}) \Delta I_{di} - \Delta E'_{qi}) \\ \Delta \dot{E}_{fdi} = \frac{1}{T_{Ai}} (-K_{Ai} \Delta V_i + K_{Ai} \Delta U_i - \Delta E_{fdi}) \end{cases} \quad (1-51)$$

Exprimons l'équation (1-51) en fonction des variables d'état.

A partir de l'équation du courant d'axe direct du système (1-6), (1-12), (1-29) et après linéarisation nous obtenons [ADR04] :

$$\underline{\Delta I}_d = N_d \underline{\Delta \delta} + O_d \underline{\Delta E}'_q + M_d \underline{\Delta I}_q \quad (1-52)$$

Notons (L'exposant 0 indique les conditions initiales):

$$N_{dij} = -Y_{mij} (C_{ij}^0 E'_{qj}{}^0 + S_{ij}^0 (X_{qj} - X'_{dj}) I_{qj}^0)$$

$$N_{dii} = -\sum_{j \neq i}^n N_{dij}$$

$$O_{dij} = -Y_{mij} S_{ij}^0$$

$$M_{dij} = Y_{mij} C_{ij}^0 (X_{qj} - X'_{dj})$$

De même pour le courant d'axe en quadrature nous avons :

$$\underline{\Delta I}_q = N_q \underline{\Delta \delta} + O_q \underline{\Delta E}'_q + M_q \underline{\Delta I}_q \quad (1-53)$$

Cette équation :

$$L_q \underline{\Delta I}_q = N_q \underline{\Delta \delta} + O_q \underline{\Delta E}'_q \quad (1-54)$$

Notons aussi :

$$N_{qij} = Y_{mij} (-S_{ij} E'_{qj}{}^0 + C_{ij} (X_{qj} - X'_{dj}) I_{qj}^0)$$

$$N_{qii} = -\sum_{j \neq i}^n N_{qij}$$

$$O_{qij} = Y_{mij} C_{ij}$$

$$M_{qij} = Y_{mij} S_{ij} (X_{qj} - X'_{dj})$$

$$L_q = I - M_q$$

Où I est la matrice identité.

Remplaçons (1-54) dans (1-52), on obtient :

$$\begin{cases} \underline{\Delta I}_d = (N_d + M_d L_q^{-1} N_q) \underline{\Delta \delta} + (O_d + M_d L_q^{-1} O_q) \underline{\Delta E}'_q \\ \underline{\Delta I}_q = L_q^{-1} N_q \underline{\Delta \delta} + L_q^{-1} O_q \underline{\Delta E}'_q \end{cases} \quad (1-55)$$

En posant :

$$F_q = L_q^{-1} N_q$$

$$Y_q = L_q^{-1} O_q$$

$$F_d = N_d + M_d F_q$$

$$Y_d = M_d Y_q$$

On obtient, enfin:

$$\begin{aligned} \underline{\Delta I}_d &= F_d \underline{\Delta \delta} + Y_d \underline{\Delta E}'_q \\ \underline{\Delta I}_q &= F_q \underline{\Delta \delta} + Y_q \underline{\Delta E}'_q \end{aligned} \quad (1-56)$$

D'autre part, et à partir de l'expression de la puissance électrique active, on peut écrire [CUT02] :

$$\underline{\Delta P}_e = K_1 \underline{\Delta \delta} + K_2 \underline{\Delta E}'_q \quad (1-57)$$

avec :

$$K_1 = O_t F_q + W_t F_d$$

$$K_2 = O_t Y_q + W_t Y_d + [I_q^0]$$

$$O_t = [X_q - X'_d][I_d^0] + [E_q'^0]$$

$$W_t = [X_q - X'_d][I_q^0]$$

Part ailleurs, et à partir de la dynamique de E'_q nous avons :

$$(1 + [T'_{d0}]s)\underline{\Delta E}'_q = \underline{\Delta E}_{fd} - (X_d - X'_d)\underline{\Delta I}_d \quad (1-58)$$

Ou s : est l'opérateur de Laplace.

En remplaçant $\underline{\Delta I}_d$ par son expression (1-55), l'équation (1-58) s'écrit sous la forme suivante :

$$(1 + [T'_{d0}]s)\underline{\Delta E}'_q = \underline{\Delta E}_{fd} - [X_d - X'_d](F_d \underline{\Delta \delta} + Y_d \underline{\Delta E}'_q) \quad (1-59)$$

Développons (1-59) pour la $i^{\text{ème}}$ machine, on trouve:

$$(1 + (X_{di} - X'_{di})Y_{dii} + sT'_{d0i})\underline{\Delta E}'_{qi} = \underline{\Delta E}_{fdi} - (X_{di} - X'_{di}) \left(\sum_{j=1}^n F_{dij} \underline{\Delta \delta}_j - \sum_{j \neq i}^n Y_{dij} \underline{\Delta E}'_{qj} \right) \quad (1-60)$$

on pose :

$$K_{3ij} = (X_{di} - X'_{di})F_{dij}$$

$$K_{4ii} = 1 + (X_{di} - X'_{di})Y_{dii}$$

$$K_{4ij} = (X_{di} - X'_{di})Y_{dij}$$

A partir des équations des tensions, on peut écrire :

$$\begin{cases} V_{di} = X_{qi} I_{qi} \\ V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di} I_{di} \end{cases} \Rightarrow \begin{cases} \Delta V_{di} = X_{qi} \Delta I_{qi} \\ \Delta V_{qi} = \Delta E'_{qi} - X'_{di} \Delta I_{di} \end{cases} \quad (1-61)$$

$$V_i = \sqrt{V_{di}^2 + V_{qi}^2} \Rightarrow \Delta V_i = \frac{1}{V_i^0} (V_{di}^0 \Delta V_{di} + V_{qi}^0 \Delta V_{qi}) \quad (1-62)$$

On aura enfin :

$$\underline{\Delta V} = K_5 \underline{\Delta \delta} + K_6 \underline{\Delta E'_q} \quad (1-63)$$

Avec :

$$K_5 = D_v [X_q] F_q - O_v [X'_d] F_d$$

$$K_6 = D_v [X_q] Y_q - O_v [X'_d] Y_d + O_v$$

$$D_v = \left[\frac{1}{V^0} \right] [V_d^0]$$

$$O_v = \left[\frac{1}{V^0} \right] [V_q^0]$$

Ainsi, les équations différentielles décrivant la dynamique de la machine sont réécrites sous une forme linéaire. En effet, à partir des équations (1-56), (1-57) et (1-63), le système (1-51) devient :

$$\begin{cases} \Delta \dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} \left(\Delta P_{mi} - \sum_{j=1}^n (K_{1ij} \Delta \delta_j) - \sum_{j=1}^n (K_{2ij} \Delta E'_{qj}) - D_i \Delta \omega_i \right) \\ \Delta \dot{\delta}_i = \omega_0 \Delta \omega_i \\ \Delta \dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T'_{d0i}} \left(\Delta E_{fdi} - \sum_{j=1}^n (K_{3ij} \Delta \delta_j) - \sum_{j=1}^n (K_{4ij} \Delta E'_{qj}) \right) \\ \Delta \dot{E}_{fdi} = \frac{1}{T_{ai}} \left(-K_{Ai} \sum_{j=1}^n (K_{5ij} \Delta \delta_j) - K_{Ai} \sum_{j=1}^n (K_{6ij} \Delta E'_{qj}) - \Delta E_{fdi} + K_{Ai} \Delta U_i \right) \end{cases} \quad (1-64)$$

Le système d'équations (1-64) est la représentation d'état de la $i^{\text{ème}}$ machine d'un système multimachine.

Pour un système électrique à n générateurs l'équation d'état s'écrit sous la forme :

$$\frac{d\underline{X}(t)}{dt} = A \cdot \underline{X}(t) + B \cdot \underline{U}(t) + \Gamma \cdot \underline{P}(t) \quad (1-65)$$

Les vecteurs $\underline{X}(t)$, $\underline{U}(t)$ et $\underline{P}(t)$ sont les vecteurs d'état, de commande et de perturbation respectivement, avec :

$$\underline{X}(t) = [\Delta\omega_1 \ \Delta\omega_2 \ \dots \ \Delta\omega_n \ \Delta\delta_1 \ \Delta\delta_2 \ \dots \ \Delta\delta_n \ \Delta E'_{q1} \ \Delta E'_{q2} \ \dots \ \Delta E'_{qn} \ \Delta E_{fd1} \ \Delta E_{fd2} \ \dots \ \Delta E_{fdn}]^T$$

$$\underline{U}(t) = [\Delta U_1 \ \Delta U_2 \ \dots \ \Delta U_n]^T, \quad \underline{P}(t) = [\Delta P_{m1} \ \Delta P_{m2} \ \dots \ \Delta P_{mn}]^T$$

A: c'est la matrice d'état de dimension $4n \times 4n$, B la matrice de commande de dimension $4n \times 4n$ et Γ la matrice de perturbation de dimension $4n \times 4n$, avec :

$$A = \begin{bmatrix} \begin{array}{ccc|ccc|ccc|ccc} -D_1 & 0 & 0 & -K_{11} & \dots & -K_{1n} & -K_{21} & \dots & -K_{2n} & 0 & \dots & 0 \\ 2H_1 & \ddots & 0 & 2H_1 & & 2H_1 & 2H_1 & & 2H_1 & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \ddots & 0 & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & -D_n & -K_{1n} & \dots & -K_{nn} & -K_{2n} & \dots & -K_{2n} & 0 & \dots & 0 \\ & & 2H_n & 2H_n & & 2H_n & 2H_n & & 2H_n & & & & \end{array} \\ \hline \begin{array}{ccc|ccc|ccc|ccc} \omega_0 & 0 & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \ddots & 0 & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \omega_0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 & 0 & \dots & 0 \end{array} \\ \hline \begin{array}{ccc|ccc|ccc|ccc} 0 & \dots & 0 & -K_{31} & \dots & -K_{3n} & -K_{41} & \dots & -K_{4n} & \frac{1}{T_{d01}} & 0 & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & T'_{d01} & & T'_{d01} & T'_{d01} & & T'_{d01} & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & 0 & 0 & \frac{1}{T_{d0n}} \\ & & & -K_{3n} & \dots & -K_{3n} & -K_{4n} & \dots & -K_{4n} & 0 & 0 & \frac{1}{T_{d0n}} \\ & & & T'_{d0n} & & T'_{d0n} & T'_{d0n} & & T'_{d0n} & & & \end{array} \\ \hline \begin{array}{ccc|ccc|ccc|ccc} 0 & \dots & 0 & -K_{A1}K_{51} & \dots & -K_{A1}K_{5n} & -K_{A1}K_{61} & \dots & -K_{A1}K_{6n} & -\frac{1}{T_{A1}} & 0 & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & T_{A1} & & T_{A1} & T_{A1} & & T_{A1} & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & \dots & 0 & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{An}} \\ & & & -K_{An}K_{5n} & \dots & -K_{An}K_{5n} & -K_{An}K_{6n} & \dots & -K_{An}K_{6n} & 0 & 0 & -\frac{1}{T_{An}} \\ & & & T_{An} & & T_{An} & T_{An} & & T_{An} & & & \end{array} \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} \begin{array}{ccc|ccc} 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 \\ \hline \frac{K_{A1}}{T_{A1}} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{K_{A2}}{T_{A2}} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{K_{An}}{T_{An}} \end{array} \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad \Gamma = \begin{bmatrix} \begin{array}{ccc|ccc} \frac{1}{2H_1} & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \frac{1}{2H_2} & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \frac{1}{2H_n} \\ \hline 0 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & 0 \end{array} \end{bmatrix}$$

Notons que chaque coefficient K_i représente la stabilité d'une grandeur par rapport à l'une des variables d'état, les autres étant maintenues constantes [CUT02].

I.10 Analyse du modèle linéaire.

L'analyse des valeurs propres et l'analyse modale du système de puissance linéarisé sont des outils "forts" pour étudier les propriétés dynamiques du système. L'évaluation précise de la fréquence des oscillations électromécaniques et de l'amortissement de ces oscillations peut être déterminée à partir de l'analyse des valeurs propres ; l'analyse modale permet quant à elle d'obtenir des informations supplémentaires plus approfondies telles la nature (des modes dominants ou non,...).

I.10.1 Analyse modale

Les réseaux électriques sont des systèmes de grande taille comportant de nombreuses variables d'état. Les valeurs propres (*ou modes*) du système traduisent les interactions dynamiques entre ses nombreux composants [CUT02].

Pratiquement l'identification du *mécanisme de l'instabilité* revient à étudier:

- ✓ Les variables d'état qui participent le plus au mode indésirable.
- ✓ Les composants du système sur lesquels une action serait la plus efficace pour stabiliser le mode en question.

Les modes propres sont des fonctions d'exponentielles ; la convergence de la réponse autrement dit la stabilité du système peut être déterminée en étudiant les exposants des exponentielles qui ne sont rien d'autre que les valeurs propres du système [MEK07][KUN94].

On distingue alors deux types de modes correspondant à deux types de valeurs propres :

- ✓ Les valeurs propres réelles qui créent des *modes aperiodiques*.
- ✓ Les valeurs propres complexes conjuguées qui génèrent des *modes oscillants*.

Pour savoir si le système est stable ou non, on doit calculer les valeurs propres (les pôles), à partir de l'équation caractéristique de la matrice d'état A du système, donnée par :

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (1.65)$$

Où:

- I : est la matrice identité du même système ordre que celui de A ,
- λ : est un vecteur constitué de l'ensemble des valeurs propres ou pôles de A , tel que:

- $\lambda_i = \alpha_i \pm j\beta_i$ (Les valeurs propres ou pôles du système).

La stabilité du système dépend de l'emplacement des λ_i dans le plan complexe en effet :

1. Si tout les α_i sont négatifs le système est dit globalement stable,
2. Si au moins l'un des α_i est positif le système est dit instable,
3. Si une des valeurs propres α_i est nulle, la réponse est non amortie.

Les modes oscillatoires sont caractérisés par la fréquence oscillatoire en Hertz donnée par :

$$f = \frac{\beta}{2\pi} \quad (1.66)$$

et le facteur d'amortissement donné par :

$$\xi = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \beta^2}} \quad (1.67)$$

I.10.2 Décomposition modale

Considérons un système linéaire décrit par l'équation d'état suivante :

$$\dot{X} = AX$$

Si initialement $X(0) = X^0$, on démontre que la solution $X(t)$ peut se mettre sous la forme [CUT02]:

$$X(t) = \sum_i (w_i^T X^0) e^{\lambda_i t} v_i \quad (1.68)$$

Où:

- v_i : est le vecteur propre à droite relatif à la $i^{\text{ème}}$ valeur propre λ_i ,
- w_i : est le vecteur propre à gauche relatif à la $i^{\text{ème}}$ valeur propre λ_i .
- v_i et w_i sont définis par :

$$\begin{aligned} Av_i &= \lambda_i v_i \\ w_i^T A &= \lambda_i w_i^T \end{aligned} \quad (1.69)$$

Tous les vecteurs étant des vecteurs colonnes forment les deux matrices suivantes:

$$V = [v_1 \quad v_2 \quad \dots \quad v_n] \text{ et } W = \begin{bmatrix} w_1^T \\ \cdot \\ \cdot \\ w_n^T \end{bmatrix} \quad (1.70)$$

Le vecteur propre v_i (respectivement w_i) est orthogonal aux vecteurs propres w_i (respectivement v_i) relatifs autres valeurs propres:

$$v_i^T w_j = 0 \quad \forall i \neq j \quad (1.71)$$

Ces vecteurs propres peuvent être normalisés tel que :

$$v_i^T w_i = 1 \quad \forall i \quad (1.72)$$

I.10.3 Facteurs de contribution (participation)

Les valeurs propres (ou modes) du système traduisent les interactions dynamiques entre les variables d'état et les modes du système.

Considérons la condition initiale particulière qui consiste à n'exciter que la $k^{\text{ème}}$ variable

$$X^0 = a e_k \quad (1.73)$$

Où e_k est un vecteur unité. La formule (1.68) donne :

$$X(t) = a \sum_i (w_i^T e_k) e^{\lambda_i t} v_i = a \sum_i (w_i^T)_k e^{\lambda_i t} v_i \quad (1.74)$$

La $k^{\text{ème}}$ variable d'état évolue selon :

$$x_k(t) = a \sum_i \underbrace{[(w_i^T)_k (v_i)_k]}_{P_{ki}} e^{\lambda_i t} \quad (1.75)$$

On pose: $P_{ki} = (w_i^T)_k (v_i)_k$

L'expression P_{ki} est appelée *facteur de contribution* ou de participation du $i^{\text{ème}}$ mode à l'évolution de la $k^{\text{ème}}$ variable d'état. Les matrices V et W étant l'inverse l'une de l'autre, la formule précédente montre que cette grandeur est sans dimension. Les différents coefficients de contributions sont regroupés dans une *matrice de contribution* P Telle que :

$$P = \begin{bmatrix} & \lambda_1 & \lambda_2 & \cdot & \lambda_j & \cdot & \lambda_n \\ x_1 : & P_{11} & P_{12} & \cdot & P_{1j} & \cdot & P_{1n} \\ x_2 : & P_{21} & P_{22} & \cdot & P_{2j} & \cdot & P_{2n} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ x_i : & P_{i1} & P_{i2} & \cdot & P_{ij} & \cdot & P_{in} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ x_n : & P_{n1} & P_{n2} & \cdot & P_{nj} & \cdot & P_{nn} \end{bmatrix} \quad (1.76)$$

La $j^{\text{ème}}$ colonne de la matrice P indique comment la $j^{\text{ème}}$ valeur propre participe à l'évolution des diverses variables d'état, tandis que la $i^{\text{ème}}$ ligne indique comment les différentes valeurs propres participent à l'évolution de la $i^{\text{ème}}$ variable d'état. Si une oscillation instable ou mal amortie correspond à une valeur propre λ_0 , les termes de plus grande amplitude de la colonne relative à cette valeur propre indiquent quelles variables d'état sont les plus impliquées dans le mode instable [CUT02].

On utilise les facteurs de contribution pour identifier la machine qui a le mode oscillatoire le plus critique, pour qu'elle soit munie d'un système d'amortissement, ce qui nous permet de choisir son emplacement économique, c'est à dire, on ne place ces système qu'au niveau des endroits présentant des modes critiques.

I.11 Conclusion

Dans ce chapitre, on a établi un modèle du réseau électrique qui permet l'étude de la stabilité dynamique d'un réseau électrique multimachine, dans le cas des petites oscillations rotoriques, en exprimant le modèle de chaque constituant du système.

On a donné aussi l'équation d'état généralisé du modèle, une telle forme représente un système invariant dans le temps. Les variables d'état permettent de décrire complètement l'évolution dynamique du système par n équations différentielles de premier ordre. L'état et la sortie du système peuvent ainsi être calculés, à tout instant, pour des conditions initiales quelconques.

On a présenté aussi l'analyse des valeurs propres et l'analyse modale du système de puissance linéarisé qui sont des outils "forts" pour étudier les propriétés dynamiques du système qui vont nous permettre d'étudier et analyser le comportement des réseaux multimachine.

CHAPITRE II

Oscillations électromagnétiques et stabilité

II.1 Introduction :

Les planificateurs sont conscients des limites d'utilisation des réseaux de transport. Les tendances actuelles, dans beaucoup de pays au monde sont caractérisées par :

- ❖ **Augmentation de la consommation d'électricité due à l'industrialisation, à l'urbanisation.** En effet, l'augmentation des transferts de puissance, les réseaux deviennent difficilement gérables, subissent de grandes fluctuations de puissance et de grandes pertes. Ceci fait que cette augmentation est au détriment de la sécurité.

- ❖ **Contraintes écologiques et administratives.** Le respect de l'environnement, qui représente un atout important dans la société actuelle. La demande de puissance a une croissance constante mais géographiquement irrégulière. Les centrales qui génèrent l'énergie sont souvent éloignées des charges importantes et la localisation des nouvelles centrales dépend essentiellement d'autorisations administratives et du respect de l'environnement.

De plus, dans le contexte actuel de l'ouverture du marché de l'électricité, on assiste à une augmentation du nombre de transactions entre les différents acteurs du secteur de l'énergie électrique. Ceci a entraîné une nette hausse du niveau de transit donnant lieu à des incidents graves dans certains pays comme USA aux pays d'européens

Pour satisfaire la demande d'énergie sous les contraintes que l'on vient de citer, les compagnies gérant les réseaux de transport font de plus en plus appel, pour des problèmes économiques et d'amélioration de la sécurité, aux échanges internationaux de puissance. Cela demande une interconnexion de systèmes supposés indépendants au départ.

L'augmentation du maille associé au mode de transit libre de puissance à travers les réseaux, développe des boucles de puissance et des flux parallèles, ce qui surcharge certaines lignes avec pour conséquence une détérioration du profil de tension et la diminution de la stabilité d'une partie ou de la totalité du réseau.

De plus en plus que les interconnexions entre les différents réseaux augmentent, même si elles sont faibles au départ, on assiste à l'apparition d'oscillations de puissance de basse fréquence qui sont dus à des interactions des composants du réseau. Ces oscillations entraînent la réduction d'échange de puissance entre les réseaux et dans certain cas au black out.

Un des premiers exemples de ces phénomènes d'oscillations s'est manifesté aux Etats-Unis en 1964 avec l'interconnexion du Northwest Power Pool et du Southern Power Pool, et cela avant la mise en place du WSCC (Western Systems Coordinating Council). Lors de cette interconnexion, une oscillation basse fréquence est apparue obligeant alors les opérateurs à séparer les deux systèmes. D'autres phénomènes similaires ont ensuite été constatés, par exemple lors de l'interconnexion du Saskatchewan - Manitoba - West Ontario System au Canada en 1965, sur le réseau WSCC en 1978, lors de l'interconnexion des réseaux yougoslave, autrichien et italien en 1971 et 1974, dans le réseau du Sud-est australien en 1975 puis de l'Ouest en 1982 et 1983, lors de l'interconnexion du Southern Scotland Electric Power avec le British Grid en Grande Bretagne en 1978, à Taïwan en 1984, au Sud du Brésil en 1985 et 1987. Enfin, l'interconnexion des réseaux de Centre Europe (Pologne, République Tchèque, Slovaquie et Hongrie) et des réseaux d'Europe de l'Ouest est à l'origine d'oscillations de puissance faiblement amorties, phénomène apparu pour la première fois en octobre 1995, également de tels phénomènes, ont été observés sur les axes d'interconnexion France-Espagne, France-Italie ou encore France-Allemagne. Comme on peut le constater à la suite de cette énumération (non exhaustive), ces phénomènes d'oscillation de puissance inter-régions touchent l'ensemble des continents [AMM00].

Dans ce chapitre, on va expliquer l'origine des oscillations électromécanique en première partie ensuite on va faire une analyse exhaustive sur la stabilité des systèmes électriques pour situer notre problématique dans le contexte générale

II.2 Oscillations dans les systèmes de puissance :

Les problèmes d'oscillations dans les systèmes de puissance ne sont pas nouveaux. Les premiers problèmes de stabilité apparurent dans les années 1920 sous la forme d'oscillations spontanées, dues à un amortissement insuffisant, et furent résolus par l'ajout d'enroulements amortisseurs dans les machines. Pour comprendre l'origine de ces oscillations, on peut faire une analogie avec un système mécanique tel que celui de la figure suivante

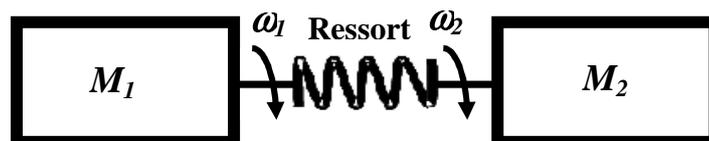


Figure II.1 : Système mécanique produisant des oscillations

Il s'agit de deux masses oscillantes M1 (pulsation ω_1) et M2 (pulsation ω_2) reliées par l'intermédiaire d'un ressort. On suppose que les pulsations ω_1 et ω_2 sont très proches. Le ressort va alors osciller à une pulsation telle que $\omega_r = \omega_1 - \omega_2$. Ces oscillations vont se propager aux masses et perturber leurs oscillations respectives. De la même manière, les machines synchrones d'un réseau de transport ou de réseaux interconnectés peuvent fonctionner à des fréquences légèrement différentes (suite à une variation brutale de charge ou à une contingence dans une région donnée, par exemple) et se mettre à osciller entre elles. Les lignes de transport du réseau jouent le rôle du ressort car elles possèdent un temps de propagation en général non négligeable puisqu'il dépend de leur longueur. Faisant une projection de cette approche sur un système turboalternateur est déterminant l'équation du mouvement

Si un réseau est en état d'instabilité transitoire, les oscillations résultant d'une perturbation s'amplifieront au lieu de se stabiliser et le réseau sera incapable de revenir à la normale. C'est ce qui s'est passé dans la région touchée par la panne le 14 août 2003 (nord-américaine)

II.3 Nature des oscillations électromécaniques

Il existe plusieurs types d'oscillations dans les réseaux à savoir:

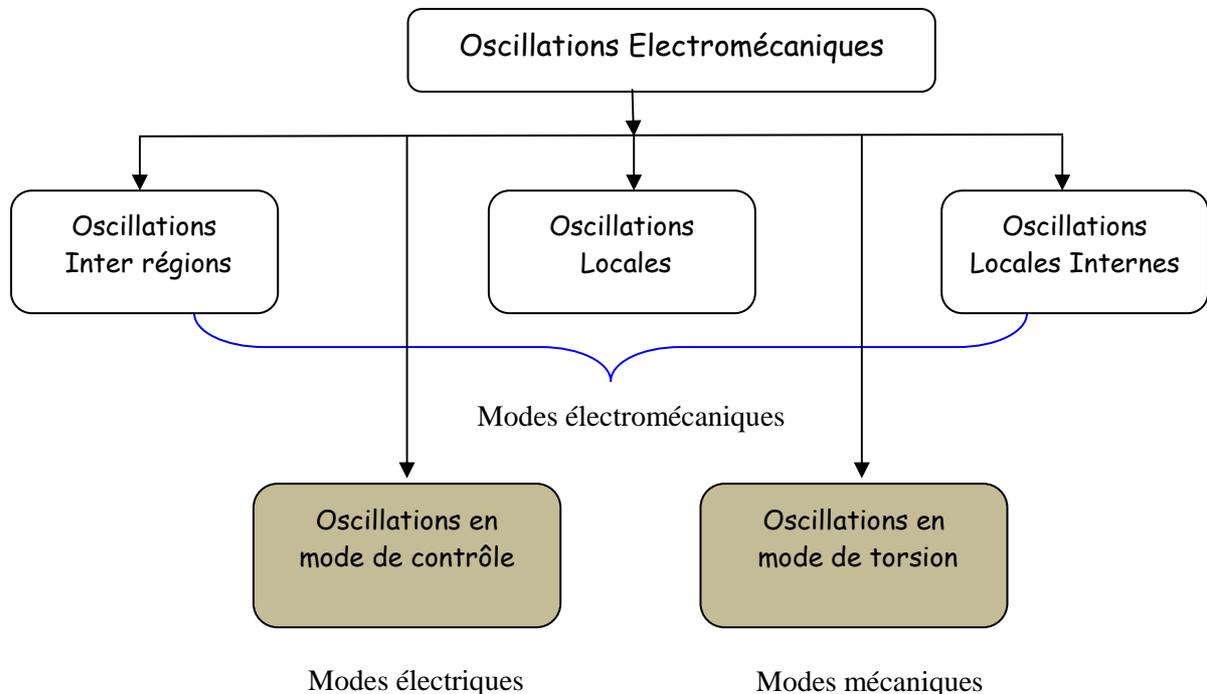


Figure II.2 : classification des oscillations

II.3.1 Oscillations inter régions (Inter area mode oscillations)

A de très faibles fréquences (oscillations électromécaniques spontanées de 0,2 à 0,8 Hz), ces oscillations correspondent à un groupe de machines cohérentes oscillant en opposition avec un (ou plusieurs) autres groupes de machines.

II.3.2 Oscillations locales (Local plant mode oscillations)

Où des machines oscillent par rapport à d'autres dans la même région ou zone à des fréquences 0,9 à 2,0 Hz.

II.3.3 Oscillations locale-interne (Intra plant mode oscillations)

Où des machines sur le même site de production d'énergie électrique oscillent les uns contre les autres à des fréquences de 2,0 à 3,0 Hz en fonction de la réactance de leur connexion. Cette oscillation est qualifiée de **locale-interne** parce que les oscillations se manifestent au sein de la même centrale électrique. Le reste du système n'est pas affecté.

II.3.4 Oscillations en mode de contrôle (Control mode oscillations)

Ces oscillations sont associées aux générateurs et aux mauvais réglages des excitations, de vitesse, des convertisseurs HVDC et des contrôleurs SVC. Les charges et les systèmes d'excitation peuvent interagir grâce à des modes de contrôle [RAJ92]. Le contrôle des transformateurs de changement de prise (Tap-changer) peut également interagir de manière complexe avec les charges non-linéaires donnant lieu à des oscillations de tension [CUS02].

II.3.5 Oscillations en mode de torsion entre les centrales (Torsional mode oscillations)

Ces modes sont associés à un système arbre de la turbine du générateur dans la gamme de fréquences de 10- 46 Hz. Habituellement, ces modes sont excités quand la turbine à plusieurs étages couplés au générateur relié au réseau à travers une ligne compensée (compensation série) [PAD99]. Un mode de torsion mécanique du système de l'arbre interagit avec le condensateur en série à la fréquence naturelle du réseau électrique.

Dans ce travail, on s'intéresse qu'aux fréquences inférieures à 4 Hz et qui correspondent aux oscillations rotoriques locales et inter-régions qui coïncident à la stabilité des réseaux électriques aux petites perturbations, ce qui nous amène à donner dans le prochain paragraphe une présentation d'une façon générale des différents types de la stabilité des systèmes électriques.

II.4 Stabilité des systèmes électriques de puissance

Comme les systèmes électriques ont évolué au cours du siècle dernier, différentes formes d'instabilité sont apparus comme étant importantes au cours de différentes périodes. Les méthodes d'analyse et de résolution des problèmes de stabilité ont été influencées par les évolutions actuelles des outils de calcul, la théorie de la stabilité et de la technologie de contrôle des réseaux électriques. Un examen de l'histoire du sujet est utile pour une meilleure compréhension des pratiques de l'industrie de l'énergie électrique à l'égard de la stabilité du système.

La stabilité des réseaux électriques a été reconnue comme un problème important dans les années 1920 [STE20][EVA24][WIL26]. Les problèmes de stabilité précoces ont été associés à la distance entre les centrales de production aux centres de charge à travers des longues lignes de transport.

Avec les excitatrices lentes et l'agissement discontinu des régulateurs de tension, la capacité de transfert de puissance a souvent été limitée par l'état d'équilibre ainsi que l'instabilité transitoire angulaire du rotor due à l'insuffisance du couple de synchronisation.

Pour analyser la stabilité du système, des techniques graphiques comme le critère des aires et les diagrammes de cercle de puissance ont été développés. Ces méthodes ont été appliquées avec succès à des premiers systèmes qui pourraient être efficacement représentés comme deux systèmes de la machine.

Comme la complexité des systèmes d'énergie a augmenté, et les interconnexions ont été jugées économiquement intéressantes, la complexité des problèmes de stabilité ont également augmenté et les systèmes ne pouvaient plus être considérés comme deux systèmes de la machine. Cela a conduit à la mise au point dans les années 1930 de l'analyseur de réseau, qui était capable d'analyser l'écoulement de puissance des systèmes multimachine. Cependant, la dynamique du système, devait encore être analysée en résolvant les équations de mouvement à la main en utilisant l'intégration numérique étape-par-étape. Les générateurs étaient représentés par le modèle classique d'une source de tension fixe derrière leur réactance transitoire. Les charges étaient représentées comme des impédances constantes.

L'amélioration de la stabilité du système est venue par l'élimination rapide des défauts et l'utilisation des systèmes d'excitation rapide. De plus, l'instabilité aperiodique des systèmes a été pratiquement éliminée par la mise en œuvre de régulateurs de tension agissant d'une façon continue.

Avec une dépendance accrue sur les contrôles, l'accent mis sur les études de stabilité s'est déplacée de problèmes de réseau de transport à des problèmes de générateur, et des simulations avec des représentations plus détaillées des machines synchrones et les systèmes d'excitation ont été nécessaires.

Les années 50 ont vu le développement de l'ordinateur analogique, avec lequel les simulations pourraient être menées afin d'étudier en détail les caractéristiques dynamiques d'un générateur et de ses contrôles plutôt que le comportement global des systèmes multimachine. Plus tard, dans les années 50, l'ordinateur numérique est apparu comme un moyen idéal pour étudier les problèmes de stabilité associés à des grands réseaux interconnectés.

Dans les années 60, la plupart des systèmes d'énergie aux États-Unis et le Canada ont fait partie de l'un des deux grands systèmes interconnectés, l'un à l'Est et l'autre à l'Ouest. En 1967, des liens HVDC de faible capacité ont également été établis entre système Est et Ouest. À l'heure actuelle, les systèmes d'énergie en Amérique du Nord forment pratiquement un grand système. Il y avait des tendances similaires dans la croissance des interconnexions dans d'autres pays. Tandis que les interconnexions ont comme conséquence une meilleure économie de fonctionnement et une augmentation de la fiabilité grâce à l'assistance mutuelle, mais ils contribuent à la complexité croissante des problèmes de stabilité et augmentent ainsi les conséquences de l'instabilité.

Le Blackout Nord-Est du 9 Novembre 1965, a attiré l'attention du public et des organismes de réglementation, ainsi que des ingénieurs, sur le problème de la stabilité et de l'importance de la fiabilité du réseau électrique. Jusqu'à récemment, la plupart des efforts de l'industrie et de l'intérêt ont été concentrés sur la stabilité transitoire (angle du rotor). Des programmes de simulation de stabilité transitoire puissants ont été développés et qui sont capables de modéliser de grands systèmes complexes en utilisant des modèles détaillés des composants.

Des améliorations significatives des performances de la stabilité transitoire des réseaux électriques ont été réalisées grâce à l'utilisation à la grande vitesse d'élimination de défaut, réponse rapide des excitateurs, des condensateurs série, et aux moyens particuliers de contrôle de stabilité ainsi que aux plans de protection.

La grande utilisation des excitatrices de réponse rapide, couplées aux faibles systèmes de transport, a conduit à une concentration accrue sur la stabilité angulaire aux petites perturbations.

Ce type d'instabilité angulaire est souvent considéré comme des modes d'oscillation locales, ou dans le cas de groupes de machines reliées entre elles par des liens faibles, comme des modes

d'oscillation entre zones. Les problèmes de la stabilité aux petites perturbations ont mené à l'élaboration de techniques d'étude spéciales, telle que l'analyse modale en utilisant des techniques de valeur propre [MART86][KUN90]. En outre, un contrôle supplémentaire des systèmes générateurs d'excitation, des compensateurs statiques et des convertisseurs HVDC, est de plus en plus utilisé pour résoudre les problèmes d'oscillation du système.

Il y a également eu un intérêt général pour l'application de contrôleurs à base d'électronique de puissance appelés FACTS (Flexible AC Transmission Systems) pour contrôler l'amortissement des oscillations du système de puissance [CIG96].

Dans les années 70 et 80, les problèmes de stabilité de fréquence ayant bouleversé le fonctionnement des systèmes électriques ont menés à une prospection sur les causes fondamentales de ces problèmes et à l'élaboration de programmes de simulation dynamique à long terme pour aider à leur analyse [DAV75][CON76][STU89].

La majorité de ces investigations était sur la performance des centrales thermiques pendant les perturbations du système [KUN85][CHO89][KUN81][YOU81]. Des directives ont été élaborées par un groupe de travail IEEE pour l'amélioration de la réponse des centrales lors de troubles majeurs de fréquence (1983). Les besoins d'analyse et de modélisation des systèmes d'énergie au cours de perturbations majeures de fréquence ont également été abordés dans un rapport du groupe de travail CIGRE (1999).

Depuis les années 70, l'instabilité de tension a été la cause de l'effondrement de plusieurs réseaux électriques dans le monde entier [KUN94][TAY94][IEE90]. Une fois associée principalement à la faiblesse des systèmes de distribution radiale, des problèmes de stabilité de tension sont désormais une source de préoccupation dans les réseaux très développés en raison de charges plus lourdes et les transferts d'énergie sur de longues distances.

Par conséquent, la stabilité de tension est de plus en plus abordée par des études de planification et de fonctionnement du système. De puissants outils d'analyse sont disponibles pour son analyse [CUS95][GAO92], et des critères d'évaluation et des procédures d'étude ont été bien établis [ABED99][GAO96].

Aujourd'hui, les réseaux électriques sont exploités dans des conditions de plus en plus stressés en raison de la tendance actuelle à profiter au maximum des installations existantes. La concurrence accrue, l'accès au transport ouvert, la construction et les contraintes environnementales gèrent le fonctionnement des réseaux électriques dans de nouvelles conditions qui présentent des très grands défis pour le fonctionnement du système sécurisé.

Cela ressort très clairement de l'augmentation du nombre de grandes coupures du réseau électrique qui ont été enregistrées ces dernières années, par exemple, le blackout au Brésil du 11 Mars 1999; la panne au Nord-est des Etats-Unis -Canada du 14 Août 2003; la panne Sud de la Suède et du Danemark oriental du 23 Septembre 2003; blackout italien du 28 Septembre 2003. La planification et le fonctionnement des systèmes d'alimentation d'aujourd'hui exigent un examen attentif de toutes les formes de l'instabilité du système. Des progrès significatifs ont été réalisés ces dernières années dans la familiarisation des ingénieurs d'étude avec un certain nombre d'outils puissants et des techniques. Un ensemble coordonné de programmes complémentaires, tel que celui décrit par [KUN94], qui est convenable de faire une analyse complète de la stabilité du réseau

Pour un service crédible, le réseau électrique doit rester intact et doit être capable de supporter une grande variété de perturbations. En raison de contraintes techniques et économiques, aucun réseau électrique ne peut être stable pour toutes les perturbations possibles. Dans la pratique, les réseaux électriques sont conçus et exploités de manière à être stable des contingences ou risques bien spécifiques, généralement "Les contingences de conception" [KUN94].

II.4.1 Stabilité au sens de Lyapunov

Considérons un système autonome décrit par le système d'équations différentielles non linéaires:

$$\dot{X} = F(X, U) \quad (2.1)$$

Où X est un vecteur d'état et U un vecteur de commande. Un point d'équilibre X^0 est un point tel que

$$F(X^0, U) = 0 \quad (2.2)$$

Un tel point n'est généralement pas unique. Dans ce qui suit, nous étudions la stabilité de l'un d'entre eux.

La définition de la stabilité *au sens de Lyapunov* :

Un point d'équilibre est stable si, pour tout $\varepsilon > 0$, il existe un $\delta(\varepsilon) > 0$ tel que:

$$\|X(t_0) - X^0\| \leq \delta \Rightarrow \|X(t) - X^0\| \leq \varepsilon, \text{ pour tout } t > t_0 \quad (2.3)$$

En pratique on s'intéresse souvent à la *stabilité asymptotique*. Pour laquelle, un point d'équilibre est asymptotiquement stable c'est-à-dire :

$$\lim_{n \rightarrow \infty} \|X(t) - X^0\| = 0 \quad (2.4)$$

Dans les systèmes non linéaires la stabilité a généralement un caractère local en ce sens que seules les trajectoires issues d'un certain domaine D entourant X^0 resteront au voisinage ou tendront vers le point d'équilibre. D est le domaine d'attraction du point X^0 . Son étendue caractérise le degré de stabilité du point d'équilibre. Dans le cas où D coïncide avec tout l'espace d'état, la stabilité est dite globale; c'est le cas des systèmes linéaires.

La première méthode de Lyapunov établit la stabilité d'un point d'équilibre en analysant le comportement du système linéarisé autour de ce point. On écrit:

$$X = F(X^0 + \Delta X) \simeq F(X^0) + F_X)_{X=X^0} \Delta X \quad (2.5)$$

Où F_X est la matrice *Jacobienne* définie par:

$$(F_X)_{ij} = \frac{\partial f_i}{\partial x_j} \quad i, j = 1, \dots, n \quad (2.6)$$

La stabilité du point d'équilibre X^0 s'étudie à partir des valeurs propres de la matrice Jacobienne évaluée au point X^0 . En effet :

- ✓ si les parties réelles de toutes les valeurs propres sont négatives, le point d'équilibre X^0 est asymptotiquement stable ;
- ✓ si certaines des valeurs propres ont une partie réelle positive, le point d'équilibre X^0 est instable ;
- ✓ si les valeurs propres sont à partie réelle négative, à l'exception de certaines situées sur l'axe imaginaire, le cas est douteux: la stabilité de X^0 dépend des termes d'ordre supérieur du développement de Taylor ci-dessus; selon le cas, le point sera stable ou instable ;

La première méthode de Lyapunov repose sur une linéarisation du système, dont la validité est limitée à un certain voisinage du point d'équilibre. On parle de *stabilité locale* ou *en petit*.

Cette méthode ne donne pas d'indication sur l'étendue du domaine d'attraction D , c'est-à-dire sur la stabilité en grand.

La seconde méthode ou méthode directe de Lyapunov fournit des indications sur celui-ci. Elle s'énonce comme suit:

Le point d'équilibre X^0 est stable s'il existe dans un certain voisinage V de ce dernier une fonction de Lyapunov, c'est-à-dire une fonction scalaire $V(x)$ telle que:

- ✓ $V(X_0) = 0$
- ✓ $V(X) > 0$ pour tout X dans V
- ✓ $\frac{d}{dt}V(X) \leq 0$ dans V

En effet, si une fonction V satisfait aux deux premières conditions, il existe une constante K telle que les surfaces $V(X) = C$ avec $0 < C < K$ sont fermées et entourent le point X^0 . La troisième condition exprime que les trajectoires du système restent sur ces surfaces, soit les coupent en entrant à l'intérieur d'elles, d'où la stabilité du point d'équilibre.

Par la seconde méthode de Lyapunov, outre la stabilité d'un point d'équilibre, on détermine une partie de son domaine d'attraction en ce sens que V est inclus dans D . Notons toutefois qu'il ne s'agit que d'une condition suffisante de stabilité: D peut-être plus étendu que V . Par ailleurs, il faut pouvoir construire une telle fonction.

II.4.2 Description et classification des stabilités

La stabilité d'un système de puissance est la propriété qui lui permet de rester dans un état d'équilibre, pour des conditions de fonctionnement normales, et de retrouver un état d'équilibre acceptable, suite à une perturbation.

Pour comprendre les mécanismes d'instabilité et mettre au point les remèdes adéquats, il est essentiel d'avoir à l'esprit une classification des différents types d'instabilité.

La figure suivante propose une telle classification, mettant en évidence la nature physique de l'instabilité, la plage de temps des phénomènes et l'amplitude des perturbations. Cette classification va nous servir de fil conducteur tout au long de cette section. [KUN94]

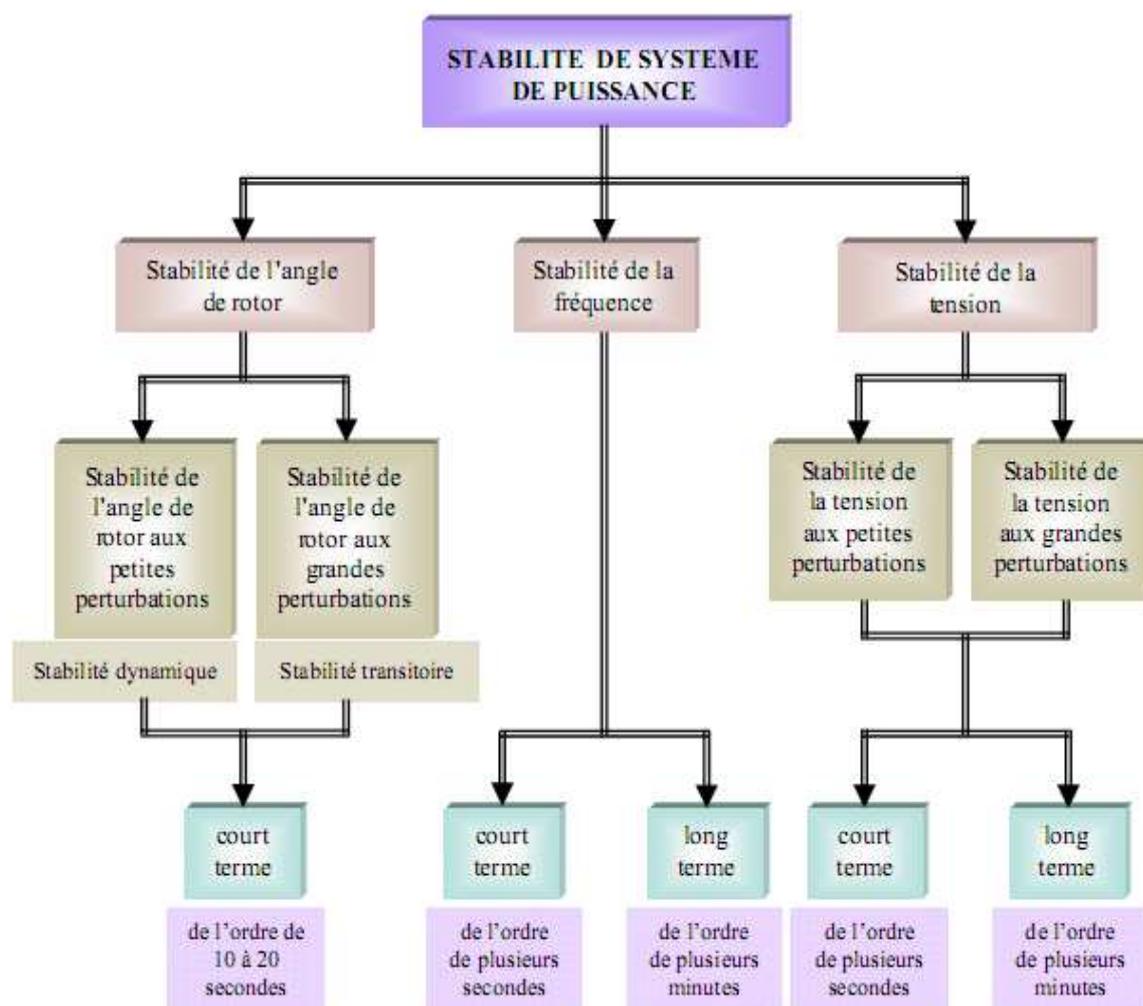


Figure II.3 Classification des différents types de stabilité des systèmes de puissance [KUN94]

II.4.3 Stabilité angulaire

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

La *stabilité angulaire* (ou *stabilité des angles rotoriques*) concerne la capacité d'un ensemble de machines synchrones interconnectées de conserver le synchronisme dans des conditions de fonctionnement normales ou après avoir été soumis à une perturbation.

L'instabilité angulaire se manifeste sous forme d'un écart croissant entre les angles rotoriques:

-
- ✓ soit d'une machine et du reste du système ;
 - ✓ soit d'un groupe de machines et du reste du système ;

Si rien d'autre ne se produit avant, une machine qui a perdu le synchronisme sera déclenché par une protection de survitesse ou par une protection de perte de synchronisme, ce qui met en danger l'équilibre production/consommation du système. C'est d'autant plus grave si l'instabilité se manifeste au niveau d'un groupe de machines se séparant du reste du réseau. Par ailleurs, une machine qui perd le synchronisme cause des oscillations (du module) de la tension en certains nœuds du réseau. Ces creux de tension constituent une perturbation très grave pour les consommateurs connectés aux nœuds en question.

La stabilité angulaire dépend de la capacité de maintenir ou restaurer l'équilibre entre les couples mécanique et électromagnétique agissant sur le rotor de chaque machine.

Suivant l'amplitude de la perturbation, on parle de stabilité angulaire "aux petites perturbations" ou de "stabilité transitoire".

II.4.3.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations

Pour qu'il y ait stabilité, il faut évidemment d'abord que le système ait un point d'équilibre. Nous montrerons par exemple que si l'on tente de transporter une puissance supérieure à une certaine limite, le système peut perdre son point d'équilibre.

Il faut ensuite que ce point d'équilibre soit stable vis-à-vis des petites perturbations qui sont toujours présentes dans des conditions de fonctionnement normales: modification de la charge, manœuvre d'équipements, ajustement de consignes, etc...

En résumé, la stabilité angulaire aux petites perturbations (en anglais: *small-disturbance angular stability*) concerne la capacité du système à maintenir le synchronisme en présence de petites perturbations. Celles-ci sont considérées comme suffisamment faibles pour pouvoir linéariser les équations du système lors de son analyse.

On parle aussi de *stabilité angulaire aux petits signaux* (en anglais: *small-signal angular stability*).

La stabilité aux petites perturbations dépend du point d'équilibre où le système fonctionne ainsi que de ses caractéristiques dynamiques. Elle ne dépend pas de la perturbation qui est arbitraire et infinitésimale.

Ce type de stabilité va être étudié en détail ultérieurement dans d'autres parties de ce chapitre.

II.4.3.2 Stabilité transitoire (angulaire)

La stabilité transitoire (angulaire) (en anglais: transient (angle) stability) concerne la capacité de maintenir le synchronisme suite à une perturbation sévère. La réponse du système comporte de grandes variations des angles rotoriques et est influencée par la relation non linéaire entre couples et angles.

La perturbation sévère que l'on étudie généralement est le court-circuit. Dans ce cas, la séquence d'événements est typiquement:

- ❖ Apparition d'un court-circuit sur une ligne (Par exemple suite à un coup de foudre);
- ❖ Ouverture des disjoncteurs aux extrémités de la ligne (pour protéger les équipements et interrompre l'alimentation de l'arc);
- ❖ S'il existe et s'il réussit, réenclenchement automatique de la ligne (après un délai nécessaire au rétablissement des propriétés isolantes du milieu ambiant).

Dans le cas d'un défaut permanent (Cas d'un contact d'un objet avec la ligne), il y a alors réenclenchement sur défaut, suivi d'une autre ouverture des disjoncteurs.

La stabilité transitoire dépend non seulement des caractéristiques dynamiques du système et de son point de fonctionnement mais également de la perturbation: un réseau peut être stable vis-à-vis d'une perturbation et instable vis-à-vis d'une autre. Pour les raisons mentionnées ci-dessus, la configuration post-incident du système peut être différente de celle avant perturbation.

De plus, l'instabilité transitoire se manifeste sous la forme d'une "dérive" aperiodique de certains angles rotoriques. L'intervalle de temps considéré est de l'ordre de 10 secondes [KUN94]. C'est typiquement un problème de dynamique à court terme.

Si cette instabilité se manifeste directement après le court-circuit (pour fixer les idées, dans la première seconde qui suit son élimination) on parle d'*instabilité de la première oscillation* (en anglais: *first swing instability*). Ce cas est représenté à la figure II.4.b. Toutefois, l'instabilité peut aussi se manifester après la première oscillation rotorique (voir figure II.4.c), à cause de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation excités par la perturbation ou de l'installation du système en un point d'équilibre oscillatoirement mal amorti, voire instable.

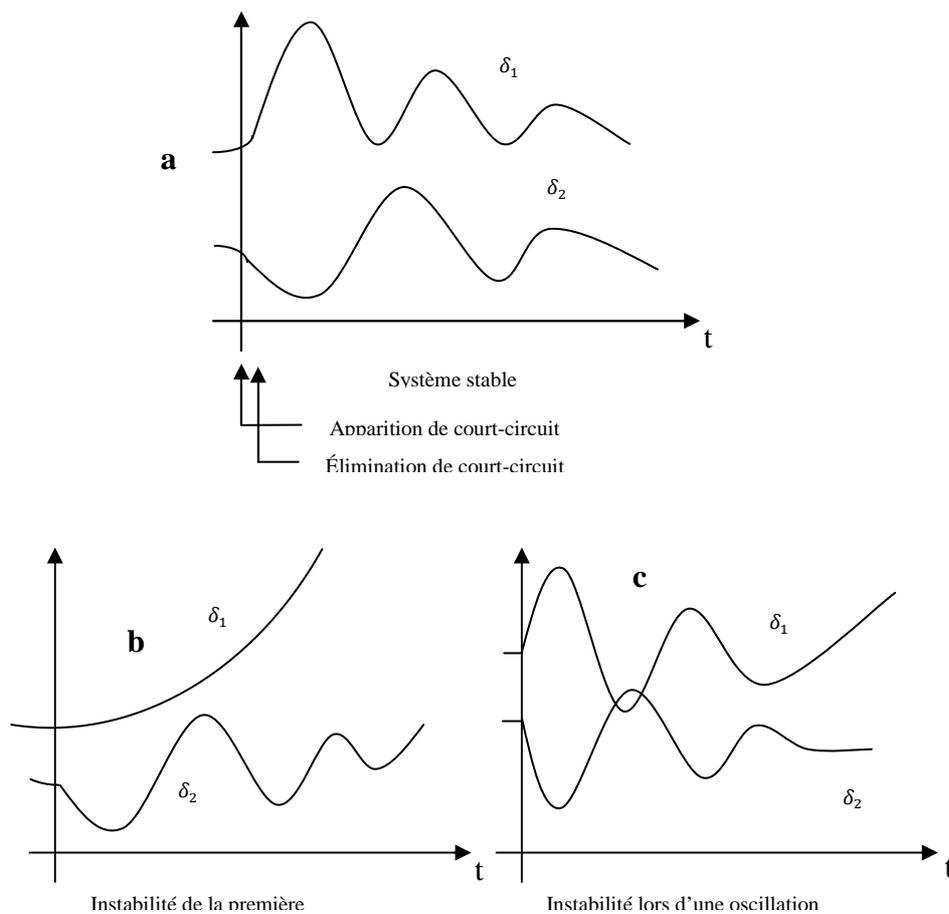


Figure II.4 stabilité angulaire

II.4.4 Stabilité de fréquence

Suite à une perturbation sévère, s'il y a stabilité des angles rotoriques, les écarts entre ceux-ci retournent à une valeur constante. Les vitesses électriques de toutes les machines synchrones interconnectées sont alors égales et définissent la fréquence du système.

La stabilité de fréquence concerne la capacité du système à maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale, suite à un incident sévère ayant ou non conduit à un morcellement du système.

La tenue de la fréquence est étroitement liée à l'équilibre global entre puissances actives produites et consommées. En fonctionnement normal (voir figure II.4.a), suite à une perturbation de cet équilibre, la fréquence peut s'installer à une valeur (légèrement) différente. L'erreur de fréquence est normalement ramenée à zéro par le réglage secondaire fréquence-puissance. Autrement dit, l'énergie cinétique stockée dans les pièces tournantes des machines synchrones et autres machines électriques tournantes compensera ce déséquilibre. Si ce dernier n'est pas trop

grand, les générateurs participant à la commande de fréquence régleront la puissance active fournie à travers leurs réglages secondaires fréquence- puissance et ramèneront ainsi l'écart de fréquence à des valeurs acceptables [ANDS06].

Dans les grands ensembles interconnectés, la fréquence est régulée avec précision et une instabilité de fréquence ne peut survenir que suite à la séparation du réseau en sous-réseaux distincts.

Un scénario typique est le suivant. Suite à un incident sévère et à l'action de protections (p.ex. déclenchement de plusieurs lignes de transport), un sous-réseau se retrouve détaché du reste du système. A l'intérieur de celui-ci, les générateurs gardent le synchronisme entre eux mais la réserve tournante est nettement insuffisante pour faire face à la charge connectée à ce sous-réseau. La fréquence décroît alors rapidement (voir figure II.4.b). Il s'agit d'une instabilité à court terme.

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

Une action d'urgence contre la chute de fréquence est le délestage de charge. A l'heure actuelle, celui-ci est effectué par des protections qui coupent des "blocs" de consommation lorsque la fréquence passe par divers seuils de fréquence prédéfinis. Le taux de variation de la fréquence peut aussi entrer en ligne de compte.

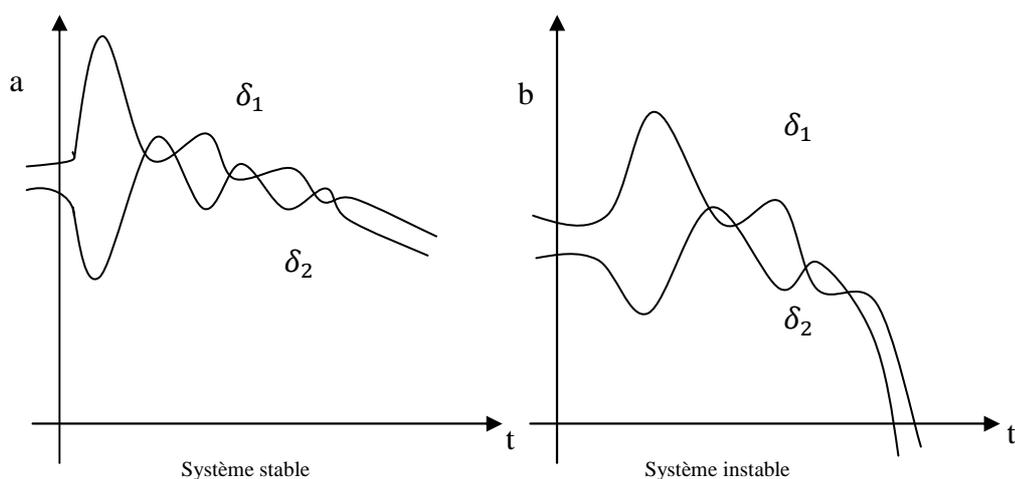


Figure II.5 stabilité de fréquence

II.4.5 Stabilité de tension

Suite à une perturbation, certaines charges ont une disposition à restaurer la puissance qu'elles consommaient avant cette perturbation. C'est le cas:

- ✓ à court terme, pour la puissance active consommée par les moteurs asynchrones,
- ✓ à long terme, pour les charges dont la tension est contrôlée par un régulateur en charge automatique,

Or, il existe une puissance maximale transmissible entre les centres de production et ceux de consommation. Cette puissance maximale délivrable aux charges dépend des caractéristiques du réseau (distances électriques) mais également de celles des générateurs (capacité de soutenir la tension grâce à une réserve de puissance réactive suffisante)

Par conséquent, si la puissance que les charges tendent à restaurer devient supérieure à cette puissance maximale transmissible, le mécanisme de restauration des charges va faire baisser progressivement, et en vain, la tension du réseau jusqu'à des valeurs inacceptables.

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

L'instabilité de tension est complexe en ce sens qu'elle peut intervenir sur différentes échelles de temps. Elle est du type *à court terme* quand la restauration de puissance par les charges se produit à l'échelle de la seconde (p.ex. moteurs asynchrones). Elle est du type *à long terme* quand cette restauration se produit à l'échelle de la minute (p.ex. régulateurs en charge). C'est également dans cette gamme de temps qu'intervient le passage en limite de courant rotorique (voire statorique) des machines synchrones.

Comme en stabilité angulaire on peut distinguer le cas des petites et des grandes perturbations.

II.4.5.1 Stabilité de tension vis-à-vis de petites perturbations

Pour qu'il y ait stabilité, il faut évidemment d'abord que le système ait un point de fonctionnement. Ici encore nous montrerons que si l'on tente de transporter une puissance

supérieure à une certaine limite, le système peut perdre son point d'équilibre. Il faut ensuite que le point de fonctionnement soit stable vis-à-vis des petites perturbations qui sont toujours présentes dans les conditions de fonctionnement normales.

II.4.5.2 Stabilité de tension vis-à-vis de grandes perturbations

Les grandes perturbations qui mettent en danger la stabilité de tension à long terme sont surtout des pertes d'équipements de transport ou de production. En stabilité de tension court terme on est également amené à étudier l'impact de courts-circuits.

II.5 Etude de la stabilité aux petites perturbations.

Pour qu'un système soit stable, il faut d'abord que le système ait un point d'équilibre. Dans cet ordre d'idées, nous nous intéressons d'abord, aux comportements dynamique du système est les facteurs qui influent sur la stabilité aux petites perturbations. Parmi ces facteurs on trouve le couple électromagnétique et qui est considéré comme l'élément essentiel dans l'étude de la stabilité aux petites perturbations.

Le couple électromagnétique ΔT_e joue un grand rôle dans la stabilité angulaire. Le couple électromagnétique joue un rôle important dans la stabilité angulaire. Ce couple est généralement produit par les interactions entre les trois circuits du stator de générateur, le circuit d'excitation et d'autres circuits tels les enroulements amortisseurs [AND03]. Suite à une perturbation, la variations du couple électromagnétique peuvent s'exprimer en fonction des variations d'angle de rotor $\Delta\delta$ et de vitesse $\Delta\omega$, suivant l'équation (95), [DEM69]. Ses variations lors d'une petite perturbation de la position du rotor peuvent être décomposées en deux parties:

$$\Delta T_e = K_s \Delta\delta + K_a \Delta\omega \quad (2.7)$$

Où $T_s = K_s \Delta\delta$ est la composante de la variation de couple en phase avec les variations d'angle rotorique; on parle de *couple synchronisant*. Le couple synchronisant est produit par les interactions entre les enroulements du stator et la composante fondamentale du flux de l'entrefer. Ce couple tend à accélérer ou décélérer le rotor pour le ramener à sa position initiale. Il agit comme un couple de rappel d'un ressort d'un système mécanique, masse-ressort [IEE03]. Pour des petites déviations du point de fonctionnement, un manque de couple synchronisant conduit à une instabilité aperiodique;

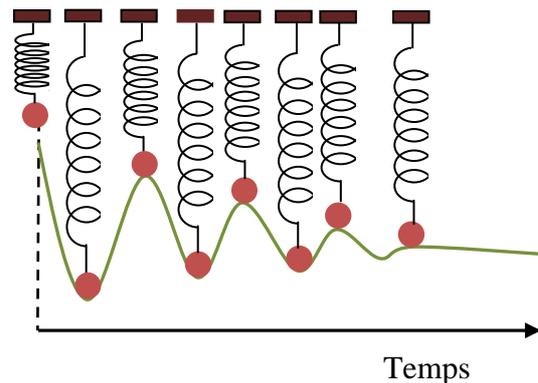


Figure II.6 Oscillations électromécaniques dans les réseaux électriques

Et $T_a = Ka\Delta\omega$ est la composante de la variation de couple en phase avec les variations de vitesse rotorique; on parle de *couple d'amortissement*. Ce couple résulte généralement des interactions entre la séquence positive du flux de l'entrefer et les enroulements du rotor, plus particulièrement les enroulements amortisseurs. Un manque de couple d'amortissement conduit à une instabilité oscillatoire [AND03].

Dans les systèmes de puissance modernes (dotés de régulateurs de tension), les problèmes d'instabilité aux petites perturbations sont quasiment toujours des problèmes de couple d'amortissement insuffisant, se traduisant par des oscillations mal amorties, voire des oscillations croissantes. De ce fait, l'explication de l'influence du système d'excitation sur la stabilité angulaire est nécessaire, ce qu'on va voir dans le paragraphe suivant.

II.5.1 Influence du système d'excitation sur la stabilité angulaire

La stabilité angulaire dépend ($Ks\Delta\delta$ et $Ka\Delta\omega$), deux composantes de couple électromagnétique pour chaque machine synchrone du système. Selon des études faites sur ce sujet, ils montrent qu'une insuffisance de couple synchronisant conduit à une instabilité aperiodique ou non-oscillatoire, alors qu'un manque de couple d'amortissement conduit à une instabilité oscillatoire [IEEE/CIGRE04].

De même, la littérature montre que le système d'excitation avec son régulateur de tension a un impact important sur les deux couples et par conséquent sur la stabilité.

Les systèmes d'excitation modernes, ayant une réponse rapide et une action forte, peuvent augmenter le couple synchronisant. Ceci améliore donc à la stabilité transitoire.

Mais cet avantage peut être contrebalancé par l'impact négatif du système d'excitation sur l'amortissement des oscillations en diminuant le couple d'amortissement [YAO83].

Ainsi, le fonctionnement du système d'excitation est perturbé par le conflit entre les contraintes du contrôle durant les quelques premières périodes du réseau après la perturbation et le laps de temps suivant. Pour cela, nous distinguons deux types d'effet du système d'excitation, à savoir : l'influence sur la stabilité transitoire et l'influence sur la stabilité aux petites perturbations [ALK08].

II.5.1.1 Influence sur la stabilité transitoire

L'objectif principal de la stabilité transitoire est de maintenir le synchronisme durant une courte période (quelques secondes au maximum) pendant une perturbation sévère, la première oscillation ayant une importance déterminante. Durant cette phase, le générateur est soumis à une variation considérable de sa puissance électrique et ainsi à une accélération (ou décélération) de son rotor. Un système d'excitation rapide et fort peut faire varier très rapidement la tension interne du générateur, durant cette phase. Ce qui entraîne l'augmentation de la puissance électrique et le couple synchronisant produits pendant la première oscillation. Par conséquent, la puissance électromagnétique disponible va entraîner une diminution importante de l'accélération du rotor et de l'angle de rotor bien avant d'atteindre la limite de la stabilité transitoire, ce qui engendre l'élargissement de la marge de stabilité.

II.5.1.2 Influence sur la stabilité oscillatoire

L'influence du système d'excitation pour améliorer la stabilité transitoire a malheureusement un grand effet sur la dégradation de l'amortissement des oscillations du système.

En effet, le courant d'excitation, qui agit pour améliorer le couple synchronisant, est toujours en retard sur les caractéristiques temporelles correspondantes au système d'excitation, aux parties électriques du générateur et aux autres parties électriques du système. A partir du moment de l'identification du changement d'excitation désiré au moment d'action, le système d'excitation va subir un temps de retard inévitable. Pendant ce temps, l'état du système oscillant va changer en impliquant un nouvel ajustement du courant d'excitation. Le système d'excitation reste donc en retard, par rapport au changement nécessaire. Par conséquent, le système d'excitation va introduire l'énergie demandée à contre temps. Les courants ainsi induits dans les circuits du rotor s'opposeront aux courants induits initiés par l'écart de vitesse du rotor ($\Delta\omega$). Le couple d'amortissement diminuera pouvant atteindre des valeurs négatives: le comportement oscillatoire du générateur va donc augmenter et une perte de stabilité peut avoir lieu.

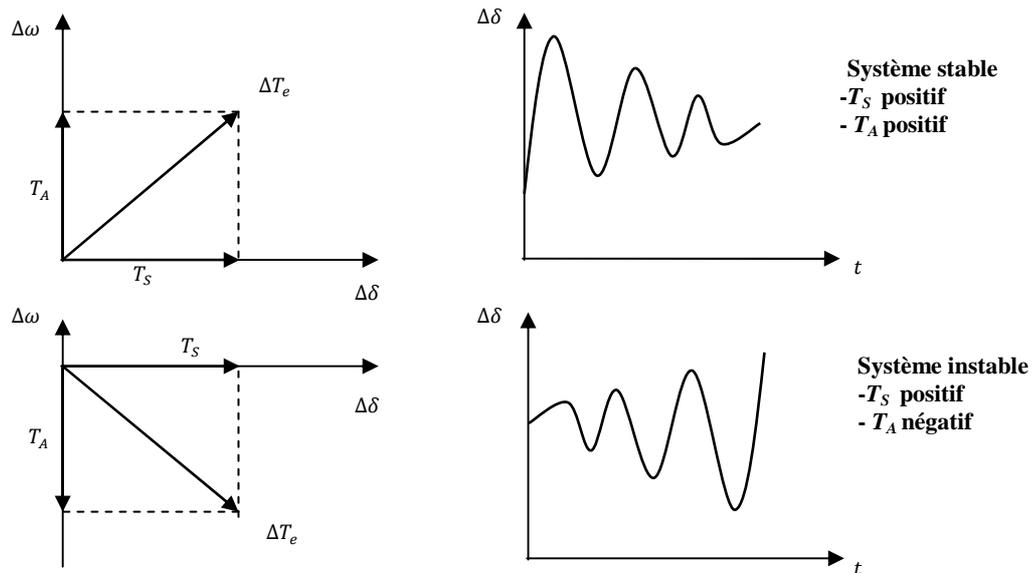


Figure II.7 Influence du couple d'amortissement sur la stabilité oscillatoire

II.5.2 Amélioration de la stabilité aux petites perturbations

La stabilité angulaire aux petites perturbations peut être améliorée en faisant varier dynamiquement une grandeur électrique :

- ✓ Physiquement : de manière à augmenter le couple d'amortissement agissant sur le rotor des machines synchrones.
- ✓ Mathématiquement : de manière à déplacer vers la partie gauche du plan complexe les valeurs propres complexes conjuguées correspondant à une oscillation instable ou mal amortie

Ces deux moyens ont un but bien précis qui est l'amortissement des oscillations électromécaniques. Des sources spécifiques d'amortissement sont indispensables pour assurer un fonctionnement fiable du système.

La stabilité peut être considérablement améliorée en utilisant des systèmes en boucle fermée avec des systèmes de contrôle adaptés. Au fil des années, un effort de recherche important a été effectué pour une meilleure conception de tels contrôleurs. Il y a principalement deux moyens rapides permettant d'améliorer la stabilité :

- ✓ Côté générateur : l'utilisation d'un signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation
- ✓ Côté lignes de transmission : l'utilisation d'un signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS "Flexible AC Transmission Systems"

Dans le premier cas, les problèmes d'oscillations électromécaniques sont résolus en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique situé dans la boucle de contre-réaction. Ce type de contrôleurs est appelé : "Power System Stabilizer (*PSS*)". Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance terminale du générateur et applique ce signal à l'entrée du régulateur de tension (*AVR*). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations [KUN94].

Les systèmes FACTS, qui sont des dispositifs basés sur les récentes avancées en électronique de puissance, peuvent être modifiés pour participer à l'amortissement des oscillations électromécaniques. Les systèmes FACTS (tels SVC, TCSC, HVDC,...) sont principalement placés dans le système de puissance pour différentes raisons, (tels le contrôle des transits de puissance, des échanges de puissance réactive, les tensions de réseau, ...). Toutefois, un contrôleur et un signal de stabilisation supplémentaires peuvent être ajoutés pour améliorer la stabilité. Outre ces principaux rôles, les FACTS peuvent alors satisfaire les problèmes de la stabilité [ROG00]. Ces systèmes restent très chers pour être installés uniquement pour une raison d'amortissement des oscillations [ALK08].

II.5.2.1 Stabilisateurs de puissance

La performance des systèmes d'excitation et des régulateurs de tension joue un rôle déterminant dans le maintien de la stabilité et l'amortissement des oscillations électromécaniques observées sur le rotor des générateurs. L'ajout d'un stabilisateur de puissance *PSS* (**P**ower **S**ystem **S**tabilizer) comme auxiliaire du système d'excitation aide à amortir ces oscillations ainsi qu'à améliorer la stabilité de l'ensemble du système.

On divise les *PSS* en deux types selon leurs entrées [ADR04]:

- 1)- *PSS* à avance retard de phase (lead-lag *PSS*) si l'entrée est $\Delta\omega$.
- 2)- *PSS* à action dérivée (dérivée *PSS*) pour une entrée ΔT_e .

Il existe d'autres régulateurs de puissance, qui sont répandus dans l'industrie de production d'électricité, à savoir les PID (Proportionnel Intégral Dérivateur) *PSS*, qui ont prouvés leurs performances, vu leur simplicité et la facilité de réalisation [ADR04][HAS06], mais leurs problèmes principal réside dans la détermination des ces coefficients pour un réglage adéquat.

Le *PSS* le plus utilisé est connu sous le nom de *PSS* conventionnel (ou *PSS* avance/retard). Ce type a montré de grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations.

II.5.2.2 Stabilisateur de puissance à avance/retard de phase

- ✓ **Fonctionnement** : Un PSS permet d'ajouter un signal variable à la tension de référence d'entrée du régulateur de tension (AVR) du générateur (voir figure II.8). Un couple électrique en phase avec la variation de vitesse de rotor est ainsi produit dans le générateur. Par conséquent, avec un système d'excitation rapide et fort, le grand avantage présenté par un couple synchronisant élevé est toujours assuré et, le problème de la diminution du couple d'amortissement va être corrigé [ROG00][IEE03].

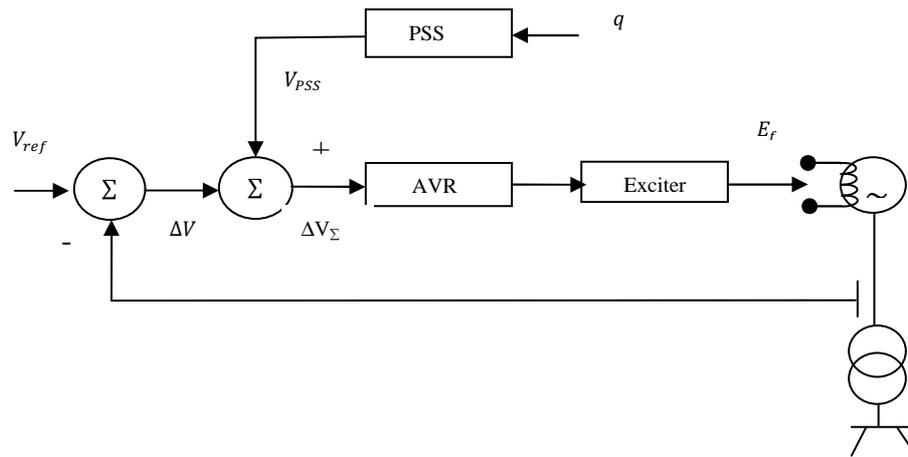


Figure II.8 Modèle simplifié de connexion entre un PSS et le reste du système.

- ✓ **Structure** : De point de vue structure, un PSS à avance retard est constitué des trois blocs essentiels suivants (voir Figure II.9)
- Gain amplificateur K_C ;
 - un filtre passe-haut caractérisé par sa constante de temps T_ω , son rôle est d'atténuer les fréquences qui sont inférieures à (0.1 Hz) du signal d'entrée, sa fonction de transfert est donnée par :

$$G_{\text{Filtre}} = \frac{sT_\omega}{1 + sT_\omega} \quad (2.8)$$

- Des blocs de compensation de phase dont la fonction de transfert est donnée par [YAO 83] :

$$G_c = \left(\frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \right)^k \quad (2.9)$$

Où $k=1$ où 2 en pratique et $T_1 > T_2$.

Généralement on prend $k=2$, puisque plusieurs études à ce sujet ont démontré qu'un seul bloc de compensation est insuffisant pour garantir la stabilité du système [MEK07][KUN96]. Ainsi, on a :

$$G_c = \left(\frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \right) \left(\frac{1 + sT_3}{1 + sT_4} \right) \quad (2.10)$$

- Un limiteur de tension de sortie du PSS afin d'éviter la saturation du circuit magnétique de la machine électrique et par conséquent la perturbation de tension surtout durant la phase transitoire.

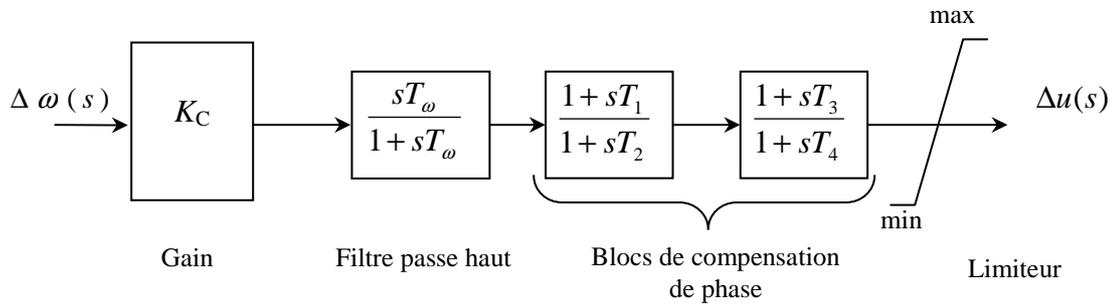


Figure II.9 Schéma bloc d'un PSS à avance -retard de phase.

Récrivons la fonction de transfert précédente du PSS à avance -retard de phase sous la forme suivante:

$$\begin{aligned} G_{PSS}(s) &= \frac{\Delta u(s)}{\Delta \omega(s)} = K_c \frac{sT_\omega}{1 + sT_\omega} \left(\frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \right) \left(\frac{1 + sT_3}{1 + sT_4} \right) \\ &= K_c \frac{sT_\omega}{1 + sT_\omega} G_c \end{aligned} \quad (2.11)$$

L'avance de phase provoqué par le PSS est donnée par :

$$\angle G_{PSS} = \frac{\pi}{2} - \tan^{-1}(\omega T_\omega) + 2(\tan^{-1}(\omega T_1) - \tan^{-1}(\omega T_2)) \quad (2.12)$$

Pour des raisons simplificatrices on peut prendre $T_1=T_3$ et $T_2=T_4$. L'introduction d'un PSS à avance-retard de phase dans la boucle de réglage de tension d'un système monomachine est schématisée dans la figure II.10:

II.5.2.3 Conception d'un PSS à avance-retard de phase d'un système monomachine

Les paramètres de ce stabilisateur de puissance sont : T_ω , K_C , T_1 et T_2 pour concevoir un stabilisateur performant qui améliore la stabilité du système, chaque paramètre est choisi suivant un critère bien déterminé.

Après l'emplacement du PSS dans la boucle de retour du système d'excitation d'un système la matrice d'état du système $A=A_C$ devient :

$$A_C = \begin{pmatrix} -D/M & -K_1/M & -K_2/M & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 2\pi f & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -K_4/M & -1/K_3 T'_{d_0} & 1/T'_{d_0} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -K_A K_5/T_A & -K_A K_6/T_A & -1/T_A & 0 & 0 & K_A/T_A \\ K_C/T_2 & \frac{-K_C K_1 T_1}{T_2 M} & \frac{-K_C K_2 T_1}{T_2 M} & 0 & -1/T_2 & 0 & 0 \\ -K_C T_3 & \frac{-K_C K_1 T_1 T_2}{T_2 T_4 M} & \frac{-K_C K_2 T_1 T_2}{T_2 T_4 M} & 0 & \frac{1}{T_4} - \frac{T_2}{T_2 T_4} & -\frac{1}{T_4} & 0 \\ \frac{K_C T_3}{T_2 T_4} & \frac{-K_C K_1 T_1 T_3}{T_2 T_4 M} & \frac{-K_C K_2 T_1 T_3}{T_2 T_4 M} & 0 & \frac{1}{T_4} - \frac{T_3}{T_2 T_4} & -\frac{1}{T_4} & -\frac{1}{T_\omega} \end{pmatrix}$$

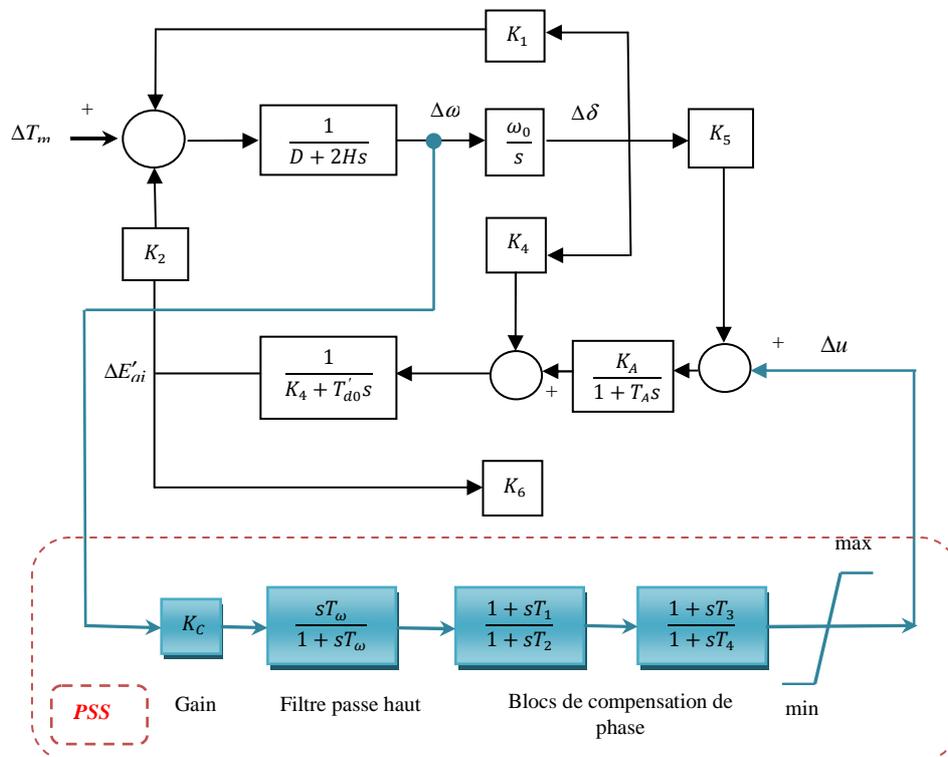


Figure II.10 Schéma block d'un système monomachine muni d'un PSS à avance-retard de phase

Une fois on a la matrice A_C , on calcule les valeurs propres du système en utilisant la relation (1.65). Ces valeurs propres elle sont mêmes fonction des paramètres T_ω , K_C , T_1 et T_2 .

Donc l'introduction du PSS influe d'une façon ou d'un autre sur le système global, et sa stabilité ; et le choix de ces paramètres devient quelque peu complexe. Dans ce qui suit, on va discuter l'influence de chacun de ces éléments.

a) Bloc de filtrage et détermination de T_ω

Le rôle du filtre est de bloquer les fréquences indésirables inférieures à 0.1 Hz. Cette valeur n'est pas vraiment critique, généralement elle est prise entre 1s et 20s [MEK07][KUN96].

Le filtre ne devrait avoir aucun effet sur le déphasage, le gain ou la fréquence d'oscillation, cela peut être réalisé en choisissant une grande valeur de T_ω , de sorte que $s T_\omega$ soit beaucoup

plus grand que l'unité et $G_e = |G_{\text{Filtre}}(j\omega_n)| \approx 1$ où $\omega_n = \sqrt{\frac{2\pi \cdot f \cdot K_1}{M}}$ est la pulsation propre du système. Pratiquement, la valeur la plus utilisée est $T_\omega = 10s$ [ADR04],

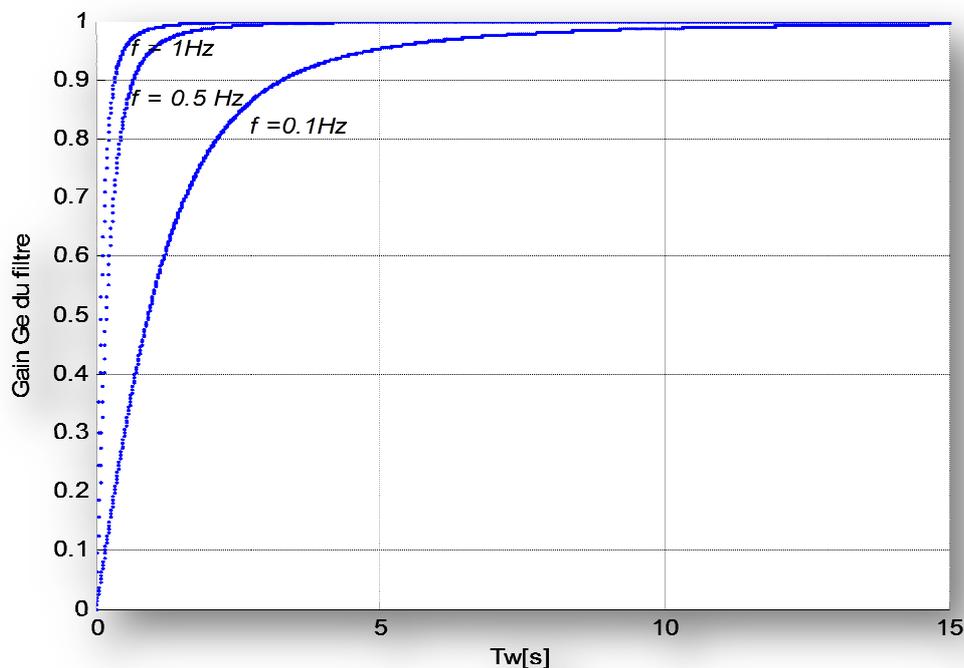


Figure II.11 Evolution du gain du filtre en fonction de la constante de temps T_ω

b) Détermination de constante de temps T_1 et T_2

Le rôle d'un *PSS* est de compenser le retard de phase entre l'excitateur d'entrée et le couple électrique. Avance de phase introduite par le *PSS* est donnée par l'équation (2.12). Par contre le retard de phase du système se calcule à partir de l'expression de la fonction de transfert du système en absence du *PSS* :

$$G = \frac{K_2}{K_6 \left(1 + s \frac{T'_{d0}}{K_6 K_A} \right) (1 + sT_A)}$$

D'où le retard de phase est donné par:

$$\angle G = -\tan^{-1} \left(\frac{\omega T'_{d0}}{K_6 K_A} \right) - \tan^{-1}(\omega T_A) \tag{2.13}$$

Donc pour compenser ce retard, on doit satisfaire l'équation suivante:

$$\angle G + \angle G_{PSS} = 0 \tag{2.14}$$

Le faisceau de courbe de la figure (II.12) donne la variation de la phase en fonction de la fréquence pour différentes valeurs de $T_1 = T_3$, et différentes valeurs de $T_2 = T_4$

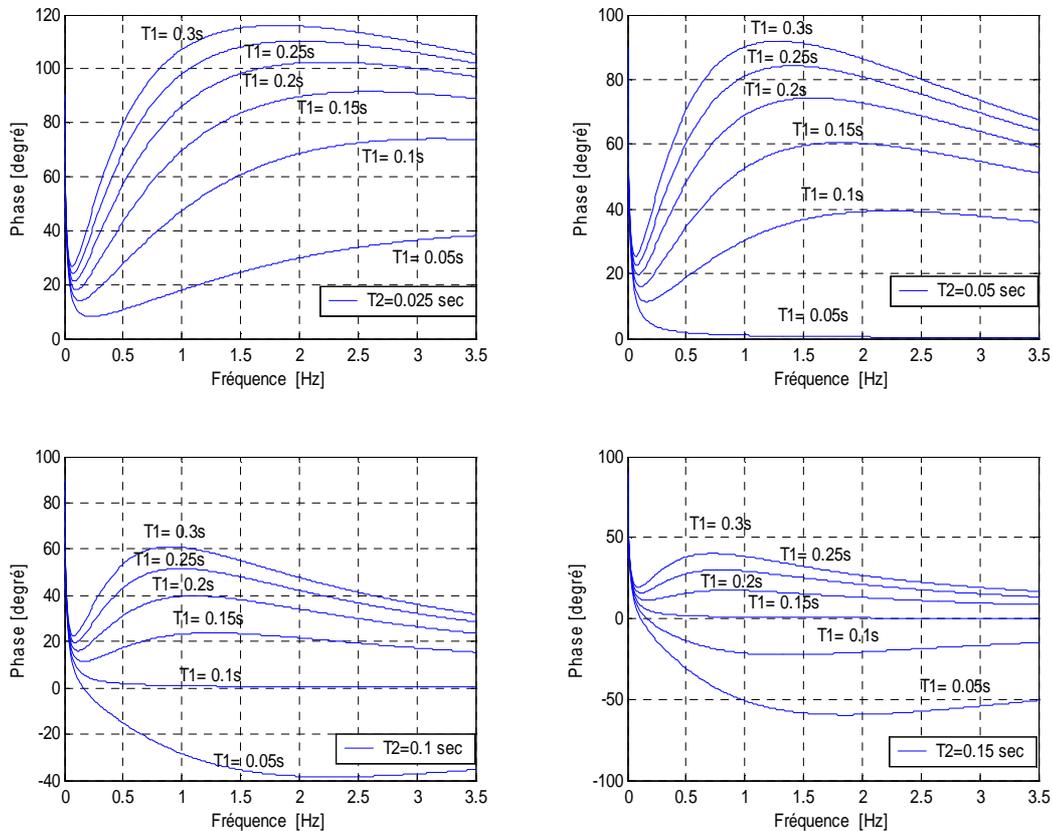


Figure II.12 Variation de la phase du *PSS* pour différentes valeurs de T_1 et T_2 .

On remarque clairement la dépendance de T_2 sur le choix de T_1 . Quelques travaux fixent T_2 à une valeur de 0.05 seconde voir [ADR04].

Ensuite et pour compenser exactement le retard de phase, on ajuste T_1 de telle sorte à satisfaire l'équation (2.14). Pratiquement, on calcule en premier lieu, le retard de phase, ensuite la fréquence correspondante à la pulsation propre du système, et le point d'intersection donne la valeur de T_1 recherchée.

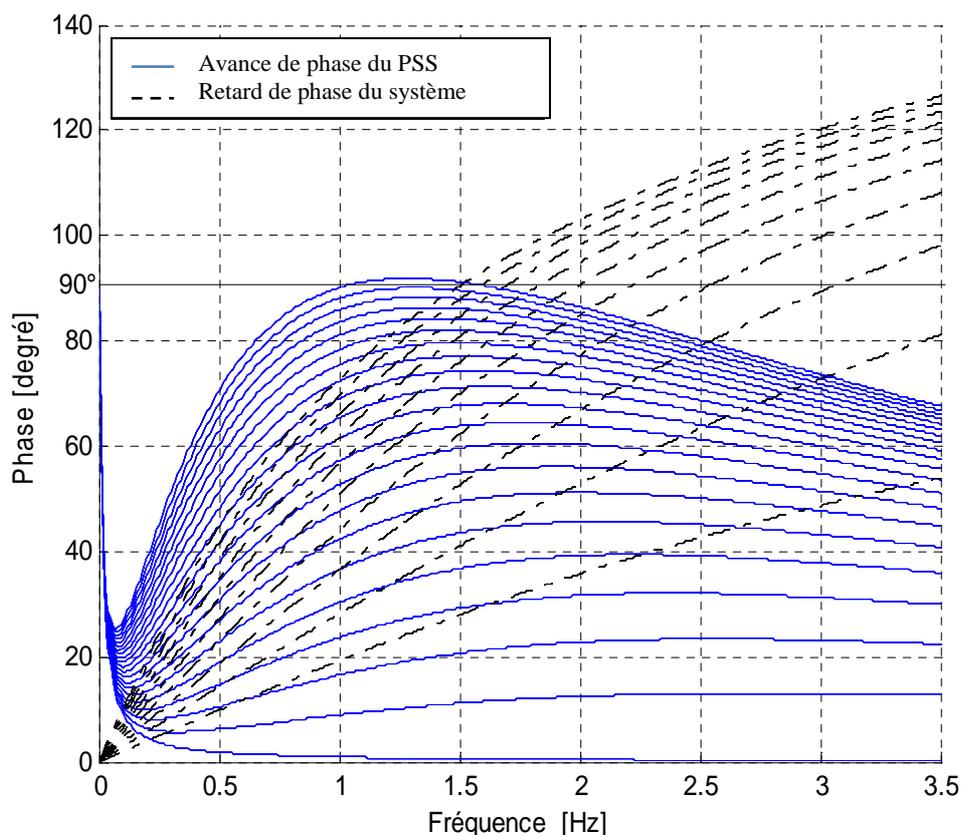


Figure II.13 Recherche de T_1 qui compense le retard de phase pour $T_2=0.05s$

c) Détermination du gain K_C

Le gain K_C représente une quantité d'atténuation. Idéalement, il doit être choisi de façon à avoir une atténuation maximale, des modes rotoriques critiques du système, sans compromettre la stabilité des autres modes. Le choix de K_C peut se faire selon un critère d'optimisation, tel que la minimisation de l'erreur quadratique de la déviation de l'angle rotorique du générateur. On encore la maximisation des coefficients d'amortissements des pôles du système

II.5.2.4 Conception des PSS d'un système multimachine

Dans ce cas, le dimensionnement d'un PSS est similaire à la méthode utilisée dans le cas du système monomachine, excepté quelques différences, à savoir le nombre de PSS, et l'endroit de leur emplacement, et ceci en utilisant la méthode des facteurs de contribution (facteurs de participations) ou d'autres techniques susceptibles à donner de meilleurs résultats. De plus, les PSS du même système doivent prendre en compte l'interaction des paramètres entre eux, le problème devient un peu complexe vu le nombre de variables recherchées, et la dépendance entre elles.

Pour traiter ce genre de problème, on doit procéder en deux étapes :

II.5.2.4.1 Formulation du problème

On commence tout d'abord par formuler le problème sous forme d'une optimisation. Pour ce faire, on doit choisir une ou plusieurs fonctions objectifs comme critère de minimisation des oscillations rotorique. Pratiquement plusieurs choix se présentent :

- Minimisation de l'amortissement (ζ_i) ou la partie réelle (σ_i) des valeurs propres calculées en se basant sur le modèle linéaire ou linéarisé ;
- Minimisation des déviations quadratique globale des vitesses des générateurs du système ($\frac{1}{2} \int \Delta\omega^2 dt$) en se basant sur le modèle dynamique non linéaire ;
- Choisir un ensemble de fonctions objectifs à minimiser simultanément (problème multiobjectif).

Dans ce dernier cas, le problème peut être traité tel qu'il est ou bien transformé en un problème monoobjectif. Dans ces conditions, ce problème peut être formulé sous la forme suivante [ANDS04] :

$$\begin{cases} [MIN] F(X) = \sum_{i=1}^n \lambda_i \cdot f_i(X) \\ x_{i,min} \leq x_i \leq x_{i,max}; \forall i \in [1, n] \\ \sum_{i=1}^k \lambda_i = 1; \lambda_i > 0 \end{cases} \quad (2.15)$$

Les fonctions à maximiser / minimiser doivent être pondérées avec les poids λ_i qui représentent une mesure de l'importance de chaque fonction objectif. Les poids sont établis par une décision subjective pour chaque problème particulier d'optimisation multiobjectif.

Dans le cadre du présent travail, la fonction multiobjectif utilisée est formulée pour optimiser un ensemble de deux fonctions objectif basées sur l'analyse des valeurs propres du système (partie réelle de la valeur propre σ_i et facteur d'amortissement ζ_i). La performance de l'optimisation doit répondre aux critères de stabilité suivants :

- toutes les valeurs propres du système définies par $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_p$ doivent se trouver du côté gauche du plan complexe et leurs parties réelles σ_i doivent être inférieures à une valeur acceptable (dans notre cas on a choisi $\sigma_{max} = -1$) ;
- les facteurs d'amortissement des modes oscillatoires électromécaniques ζ_i doivent être supérieurs à une valeur acceptable (dans notre cas on a pris $\zeta_{min} = 10\%$).

Ainsi, toutes les valeurs propres doivent être placées dans la zone D de stabilité (voir figure II.14).

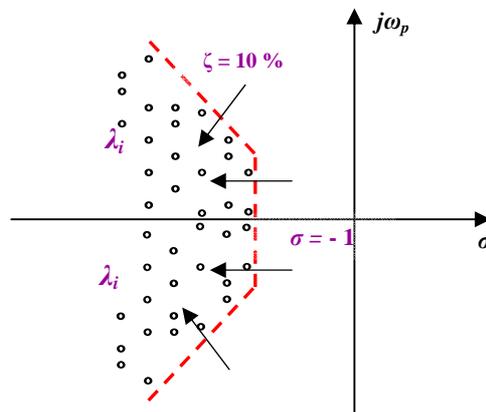


Figure II.14 Zone D de stabilité.

Pour ce faire, il faut donc maximiser la marge de stabilité en augmentant les facteurs d'amortissement tout en minimisant les parties réelles des valeurs propres complexes conjuguées du système. Pour celles qui ne se trouvent pas dans cette zone, elles sont considérées comme des contraintes pour la stabilité globale du système [ABD03]. Enfin, la fonction multiobjectif (composée de deux fonctions objectifs) peut être formulée comme suit :

$$F = -\max(\sigma_i) + \min(\zeta_i) \quad (2.16)$$

Dans notre cas, nous n'avons privilégié aucune fonction objectif sur une autre, le coefficient de pondération est donc égal à 1 pour chacune de ces deux fonctions.

II.5.2.4.2 Méthodes de conception des PSS d'un système multimachine

En général, il s'agit de traiter un problème d'optimisation multivariable permettant une conception simultanée des PSS d'un système multimachine.

L'utilisation des méthodes basées sur la dérivation (telle que la méthode du gradient) ne permet pas de traiter le problème forcément du a la complexité et la multiplicité des minimums de la fonction objectif et multiobjectif ; d'où la nécessité d'utiliser les méthodes de recherche globale telles que les méthodes d'optimisation métaheuristique permettant de rechercher l'optimum global de ce genre de fonction objectif.

Actuellement, de nouvelles techniques sont apparues pour concevoir des PSS plus performants, à savoir les techniques de l'intelligence artificielle, les méthodes d'optimisation métaheuristique et les méthodes hybrides.

L'utilisation des méthodes d'optimisation métaheuristique permet de rechercher l'optimum global d'une fonction objectif choisie comme critère de minimisation des oscillations rotoriques.

II.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons expliqué l'origine des oscillations qui existent dans les réseaux d'énergie électriques, les différents types ainsi que leur différents origines. Nous avons présenté d'une façon générale les différents types de stabilité des réseaux électriques. Nous avons aussi mené une étude fine sur la stabilité aux petites perturbations et les oscillations électromécaniques qui se manifestent dans les systèmes de puissance. Cette étude nous a permis de conclure les points suivants :

- ✓ Un système de puissance est stable s'il retrouve un état d'équilibre après avoir été soumis à une perturbation ;
- ✓ La stabilité angulaire aux petites perturbations est habituellement considérée comme la capacité du système de puissance de maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs pour des petites perturbations (petites variations des charges et des sources) ;
- ✓ Les oscillations électromécaniques sont généralement dues des modes naturels du système, elles ne peuvent pas être éliminées. Cependant, leurs fréquences et amortissements peuvent être toujours modifiés ;
- ✓ Le régulateur de tension rapide du système d'excitation de générateur, participe vivement à augmenter la marge de stabilité transitoire, ce qui conduit a son amélioration.

Mais, malheureusement, cet avantage participe à la dégradation de l'amortissement des oscillations en diminuant le couple d'amortissement ;

- ✓ Les stabilisateurs de puissance (*PSS*), sont les moyens efficaces les plus communs non seulement pour éliminer les effets pour amortir les oscillations des modes globaux ainsi que les modes locaux leur action est cumulatifs. Elles permettent aussi d'élargir la plage de stabilité ;

En abordant le problème de la conception des *PSS*, nous avons conclu que leurs paramètres doivent être ajustés choisis d'une façon optimale ce qui nécessite l'introduction des méthodes d'optimisations soit déterministes soit métaheuristiques soit des méthodes hybrides, ce genre de méthode fera l'objet du prochain chapitre.

CHAPITRE III

*Optimisation, coordination et réglage de
paramètres des PSS*

III.1 Introduction

Ces dernières années et en raison de la tendance globale due à l'augmentation des charges de consommation et à la réduction de la construction de grandes interconnexions, les systèmes de puissance électrique fonctionnent de plus en plus à proximité de leurs limites de stabilité.

Dans le but de garantir une stabilité globale du système électrique en impliquant les PSS, de nombreuses techniques ont été développées pour assurer une coordination entre ces stabilisateurs de puissance avec un meilleur réglage de leurs paramètres. En règle générale, deux groupes principaux d'approches pour le réglage ont été étudiés dans la littérature [MUW10][VED12] :

1- Méthodes basées sur des modèles linéaires : il existe plusieurs variantes, on cite principalement :

A-Méthodes de réglage classiques : Parmi ces techniques, on trouve les techniques de placement de pôles, les techniques de domaine fréquentiel, les méthodes basées sur la notion de couple d'amortissement et les méthodes se basant sur la sensibilité des valeurs propres ;

B-Méthodes utilisant la programmation : Parmi ces méthodes, on peut citer celles utilisant les réseaux neurones artificiels (*RNA*), la logique floue, les algorithmes évolutionnaires, les algorithmes génétiques, les essaims de particules,...etc. ;

C-Approches robustes : qui tiennent compte des incertitudes sur les paramètres du système ;

2- Méthodes basées sur des modèles dynamiques non-linéaires :

Le premier groupe est basé sur l'analyse des valeurs propres de modèles linéaires du système électrique, qui représente la dérivée des modèles non linéaires qui sont linéarisés autour du point de fonctionnement. Ces méthodes ont été intensivement étudiées dans les années 1980 et 1990.

Le deuxième groupe utilisant la précision des modèles non linéaires, est beaucoup moins étudié dans la littérature, en raison de la complexité du problème, les algorithmes de ce groupe prennent beaucoup de temps de calcul ; des recherches récentes se sont portées principalement sur l'amélioration de leurs performances numériques.

En tout cas, deux principales techniques sont utilisées pour la coordination et le réglage des paramètres du PSS dans le système de puissance :

- les approches **séquentielles** ;
- les approches **simultanées** ;

Pour parvenir à un ensemble de paramètres optimaux de *PSS* sous différentes conditions de fonctionnement, le réglage et les tests des paramètres *PSS* doivent être répétés sous différentes conditions de fonctionnement du système. Le réglage simultané des paramètres *PSS* est généralement formulé à grande échelle comme un problème non linéaire et une optimisation non différentiable. Ce type de problème d'optimisation est très difficile à résoudre en appliquant des algorithmes d'optimisation classiques différentiables.

Dans un environnement monomachine, il est relativement facile de concevoir un *PSS* capable d'ajouter un amortissement aux oscillations électromécaniques sur une large gamme de points de fonctionnement.

Un cas de basse fréquence des oscillations non amorties du système électrique a été rapporté. À l'époque, l'attitude envers le problème d'oscillation non amortie peut se résumer provisoirement dans les trois étapes suivantes:

1. Concevoir et régler les contrôleurs de générateur (le gouverneur et l'AVR) sur la base d'un système monomachine ;
2. Choisir aléatoirement un certain nombre de stabilisateurs de puissance des réseaux électriques pour un ensemble de générateurs. Les *PSS* sont généralement conçus sur la base d'un système monomachine ;
3. Réguler les *PSS* pour toute la région d'un système de puissance en utilisant une approche multimachine ;

Le problème c'est que le procédé ci-dessus ne tient pas compte du fait que la stabilisation pourrait être réalisée, avant l'application des étapes 2 et 3, par le réglage correct des contrôleurs de générateurs. En effet, l'instabilité a été corrigée en réduisant certains gains de contrôleurs de générateur (gouverneurs et régulateurs de tension) [HAN68].

Dans les années qui ont suivi, le nouveau concept des stabilisateurs du système (*PSS*), a fourni les moyens pour une solution plus systématique des problèmes de stabilité dynamique [DEM69].

Cependant, dans un système multimachine, beaucoup de recherches ont été consacrées à partir des années fin soixante (1969) [DEM69] [ARC80] au problème de la coordination des *PSS*. Le premier problème rencontré dans le processus de la coordination des stabilisateurs d'un système de puissance multimachine est la sélection des générateurs candidats à porter ces *PSS*.

Depuis 1979, la question de la coordination des *PSS* dans un grand système multimachine a attiré une attention considérable. En effet les chercheurs utilisent des modèles multimachine pour choisir le meilleur emplacement pour l'application du *PSS* et/ou de régler leurs paramètres [DEM69] [LIM85].

La résolution du problème de la coordination la plus efficace des stabilisateurs de puissance du système d'excitation dans les systèmes multimachine a été présenté en 1980 [DEM80], en utilisant la technique d'analyse des valeurs propres. Cette technique procède par identifier les différents modes existant dans le système étudié et à choisir le placement optimal des stabilisateurs supplémentaires dans chaque boucle de contrôle de l'excitation des systèmes de production.

D'autre part, une procédure de localisation des *PSS* dans un système multimachine a été présenté, et utilisé avec succès une technique d'optimisation permettant d'ajuster convenablement les paramètres des différents régulateurs des générateurs du système (sans *PSS*) afin de maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques. Ils ont pu aussi résoudre le problème de coordination des *PSS* entre eux et des *PSS* avec le régulateur automatique de la tension (AVR) dans un système multimachine. [DEM80] [FLE81]

Toujours dans le même contexte de la coordination des *PSS*, une technique itérative améliorée à travers laquelle on détermine exactement les fréquences des modes mécaniques complexes a été présenté en 1981, permettant de calculer ensuite les paramètres optimaux des stabilisateurs d'un système multimachine. Le problème de dérivée de valeurs propres, qui se produit souvent dans la détermination des paramètres des stabilisateurs de puissance, a été résolu avec succès. L'algorithme utilisé pour l'optimisation des paramètres est essentiellement une méthode de projection de gradient qui force le déplacement des valeurs propres critiques d'oscillation électromécanique autant que possible vers la gauche dans le plan complexe [GOO81].

Une nouvelle méthode de synthèse coordonnée de l'application de *PSS* en combinant une analyse de sensibilité des valeurs propres et de la programmation linéaire a été proposée en 1983. Cette méthode est simultanément capable de sélectionner les générateurs candidats effectifs pour placer les *PSS* et de synthétiser les fonctions de transfert adéquates du *PSS* pour un système multimachine. La sensibilité des modes oscillants des *PSS* peut être calculée par une analyse modale, [DOI83].

La première procédure séquentielle pour la stabilisation coordonnée d'un système électrique multimachine avec une complexité arbitraire du modèle du système de puissance a été présentée en 1984. La machine candidate pour être équipé d'un stabilisateur de système de puissance est identifiée en utilisant l'analyse des valeurs propres. La sélection est basée sur la sensibilité des valeurs propres critiques avec l'augmentation du coefficient d'amortissement pour guider le choix de la machine qui nécessite un stabilisateur de puissance en plus. La procédure de stabilisation coordonnée d'un système électrique de puissance est résumée dans les points suivants [ABD84] :

- 1) Modèle du système multimachine ;
- 2) Analyse des valeurs propres ;
- 3) Sélection de la machine meilleure candidate pour la stabilisation ;
- 4) Sélection et dimensionnement du stabilisateur ;
- 5) Sélection de la machine suivante pour être stabilisée ;

Une nouvelle procédure pour le réglage simultané des stabilisateurs dans un système de puissance multimachine a été présentée durant la même année 1985. Cette méthode est basée sur le positionnement des valeurs propres en utilisant des variables de sortie de la boucle de retour (output feedback). Le problème de positionnement des valeurs propres a été traité comme celui de la résolution d'un ensemble d'équations algébriques non linéaires. Il est démontré qu'il est possible d'améliorer le réglage des stabilisateurs pour les exigences de performance supplémentaires, tel que le dépassement. Ces méthodes utilisent le réglage séquentiel ou simultané. [SIV85]

Une procédure séquentielle permettant de déterminer l'emplacement optimal des stabilisateurs de puissance a été proposé par [ABD84]. Cette procédure est d'une utilité limitée lorsque le mode d'oscillation affecte plusieurs générateurs. Ceci implique qu'une approche multimachine devient indispensable de la procédure pour la stabilisation d'un système d'énergie électrique.

Ensuite, une nouvelle stratégie de stabilisation a été proposée dans [VOU94], elle est basée sur le réglage optimal des régulateurs des générateurs (gouverneurs et régulateurs de tension) afin de maximiser la stabilité dynamique d'un système électrique multimachine. La méthode proposée ne nécessite pas l'installation de PSS.

En réalité, les algorithmes qui ont été développés dans la littérature pour la coordination des stabilisateurs du système multimachine sont en principe des problèmes d'optimisation. Ainsi, les

méthodes d'optimisation multivariable peuvent être facilement appliquées au problème de coordination des stabilisateurs [VOU94].

Durant les années quatre-vingt, les méthodes d'optimisation déterministes ont connus leur apogée. Cela est dû au développement technologique des équipements informatiques. Dans le même contexte, ces méthodes déterministes présentent certains inconvénients tels que la sensibilité au choix du point initial et le piégeage parfois dans une solution locale. Durant les années quatre-vingt dix, de nombreuses méthodes de recherche métaheuristiques (stochastique) ont été proposées pour palier à ce genre de limitations et résoudre ainsi les problèmes de coordination des stabilisateurs de puissances par un réglage optimisé et simultané de leurs paramètres. On cite principalement, la recherche Tabou (*TS*) [ABI99,1], le recuit simulé (*SA*) [ABI99,2], l'optimisation par colonies de fourmis (*ACO*) [WAN09] et l'harmonie de recherche (*SH*) [WU10], la programmation évolutionnaire (*EP*) [ABI02,1], l'optimisation par des bactéries de recherche nourriture (bacterial foraging optimization) (*BFO*) [MIS07], l'algorithme génétique (*GA*) [ABD03] et l'optimisation par essaim de particules (*PSO*) [ABI02,2][ESL10,1][ESL10,2]. Ces techniques ont pu améliorer la stabilité des systèmes électriques de puissance multimachine par le concept de maximiser / minimiser des fonctions objectifs sous contraintes.

Les histogrammes des deux figures suivantes montrent l'intérêt croissant au problème de coordination des *PSS* des systèmes multimachine et récapitulent l'ensemble des méthodes utilisées respectivement.

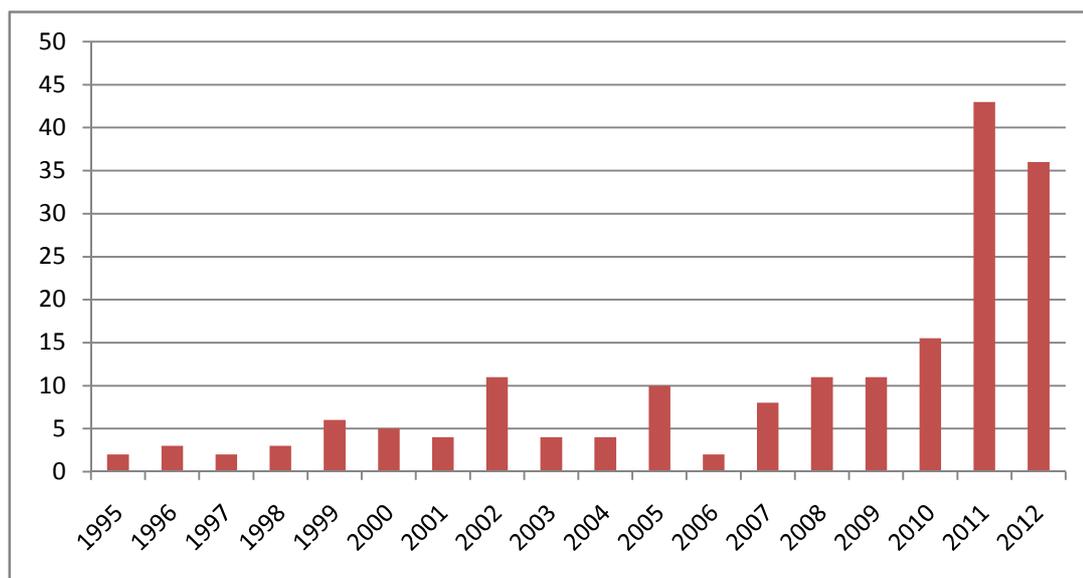


Figure III.1 Nombre d'articles publiés sur les *PSS* [MAH11]

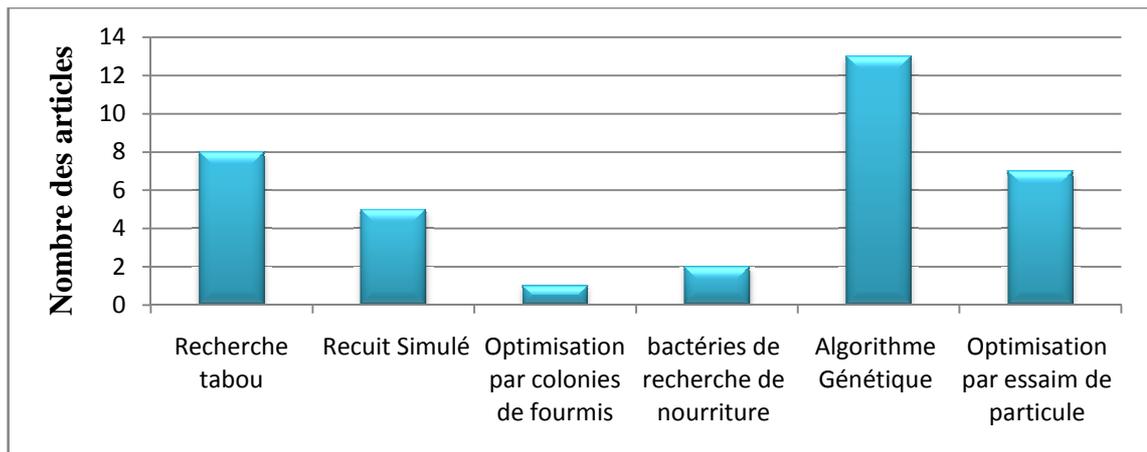


Figure III.2 Nombre d'articles publiés sur PSS utilisant les métaheuristiques (1995-2010)

Dans ce qui suit, on va donner un aperçu sur les différentes méthodes d'optimisations utilisées pour la résolution du problème de coordination des stabilisateurs de puissance ainsi que le réglage de leurs paramètres pour l'amélioration de la stabilité des systèmes de puissance électriques.

III.2 Méthodes d'optimisation

La résolution d'un problème d'optimisation consiste à explorer un espace de recherche afin de maximiser (ou minimiser) une fonction donnée. Pour être performante, une méthode de résolution doit associer judicieusement l'exploration et l'exploitation de l'espace de recherche. Or cette méthode est rarement aussi efficace pour exploiter que pour explorer l'espace de recherche.

Cette difficulté due aux complexités (en taille ou en structure) relatives de l'espace de recherche et de la fonction à maximiser conduit à utiliser des méthodes de résolutions radicalement différentes. Une première approximation consiste à dire qu'une méthode directe est adaptée à un espace de recherche petit et complexe et qu'un espace de recherche grand nécessite plutôt une recherche aléatoire (recuit simulé, algorithme génétique, ..., etc). Une solution consiste à ajouter des mécanismes complémentaires dans une méthode de résolution donnée.

III.2.1 Caractéristiques des méthodes d'optimisation [SAR10]

III.2.1.1 Sensibilité et robustesse d'une méthode d'optimisation

La méthode d'optimisation est conditionnée par des paramètres de contrôle et des conditions initiales (valeurs initiales des variables de conception, valeurs initiales des paramètres de

contrôle,...). Elle peut être caractérisée selon le modèle de la boîte noire illustré par la figure III.3.

L'efficacité d'une méthode d'optimisation est liée à la sensibilité et à la robustesse par rapport aux paramètres de contrôle et aux conditions initiales. Lorsque les variables de conception doivent prendre une valeur bien précise pour que la méthode de résolution converge vers l'optimum d'une fonction donnée, la méthode est dite sensible aux conditions initiales. Une méthode d'optimisation est robuste si pour une même valeur des paramètres de contrôle et des conditions initiales, elle est capable de trouver l'optimum de fonctions très différentes. Une méthode parfaite devrait être totalement insensible aux conditions initiales et aux variables de conception et converger vers l'optimum quelles que soient la fonction objectif et les contraintes.

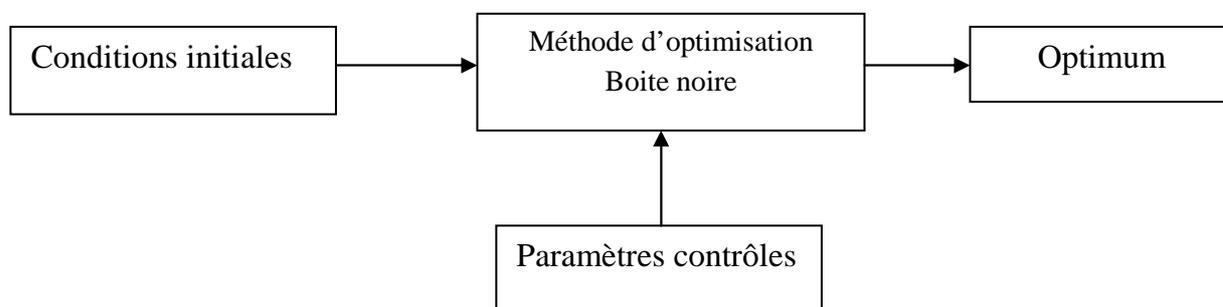


Figure III.3 Modèle de la boîte noire

III.2.1.2 Ordre d'une méthode de résolution

Les méthodes de résolution peuvent être classées à partir de leur ordre selon qu'elles nécessitent ou non le calcul des dérivées de la fonction objectif et des fonctions contraintes par rapport aux paramètres. Une méthode est dite d'ordre zéro si elle utilise uniquement la connaissance de la fonction elle-même. Elle est d'ordre un si elle requiert le calcul des dérivées premières et d'ordre deux s'il lui faut aussi accéder aux dérivées secondes.

Les méthodes d'ordre zéro sont en général peu précises et convergent plus lentement vers l'optimum. En revanche, elles offrent l'avantage d'éviter le calcul du gradient, ce qui est intéressant lorsque la fonction n'est pas différentiable ou que le calcul de son gradient représente un coût important. C'est notamment le cas des modèles éléments finis.

Les méthodes d'ordre un permettent d'accélérer la localisation de l'optimum, puisque le gradient donne l'information sur la direction de l'amélioration. Par contre elles sont applicables seulement aux problèmes où les fonctions objectif et contraintes sont continûment différentiables.

III.2.1.3 Opérateurs de recherches fondamentaux

La recherche de l'optimum d'une fonction est généralement réalisée à l'aide de deux opérateurs fondamentaux :

- **L'exploration**
- **L'exploitation**

L'exploration permet une localisation imprécise de l'optimum global alors que l'exploitation affine cette solution en augmentant la précision de l'optimum. Le succès et l'efficacité d'une technique de résolution dépendent la plupart du temps d'un compromis entre l'exploration et l'exploitation. Certaines méthodes toutefois n'utilisent qu'un seul de ces opérateurs pour parvenir à l'optimum. Ainsi, les méthodes directes, exploitant les dérivées de la fonction objectif et des contraintes pour atteindre rapidement et précisément le minimum local le plus proche du point de départ, privilégient l'exploitation au détriment de l'exploration. Tout algorithme d'optimisation doit utiliser ces deux stratégies pour trouver l'optimum global:

- ❖ L'exploration pour la recherche de régions inexplorées de l'espace de recherche
- ❖ L'exploitation pour exploiter la connaissance acquise aux points déjà visités et ainsi trouver des points meilleurs.

Ces deux exigences peuvent paraître contradictoires mais un bon algorithme de recherche doit trouver le bon compromis entre les deux. Une recherche purement aléatoire est bonne pour l'exploration mais pas pour l'exploitation alors que la recherche dans le voisinage est une bonne méthode d'exploitation mais pas d'exploration.

III.2.2 Classification des méthodes d'optimisations [SAR10]

On peut classer les méthodes d'optimisation, suivant le mode de recherche de l'optimum, en trois grandes catégories :

- *Méthodes déterministes*
- *Intelligence artificielle*
- *Méthodes stochastiques (métaheuristiques).*

III.2.2.1 Méthodes déterministes

Lorsque l'évolution de la méthode de résolution est prévisible et ne laisse aucune place au hasard, celle-ci est qualifiée de déterministe. Dans cette classe, on rencontre toutes les méthodes

qui cherchent le minimum d'une fonction en se basant sur la connaissance d'une direction de recherche, souvent donnée par le gradient de cette fonction, elles sont qualifiées de méthodes locales, c'est-à-dire qu'elles convergent vers un optimum dépendant uniquement du point de départ c.à.d. dans le cas d'optima multiples, elles s'arrêtent sur le premier rencontré.

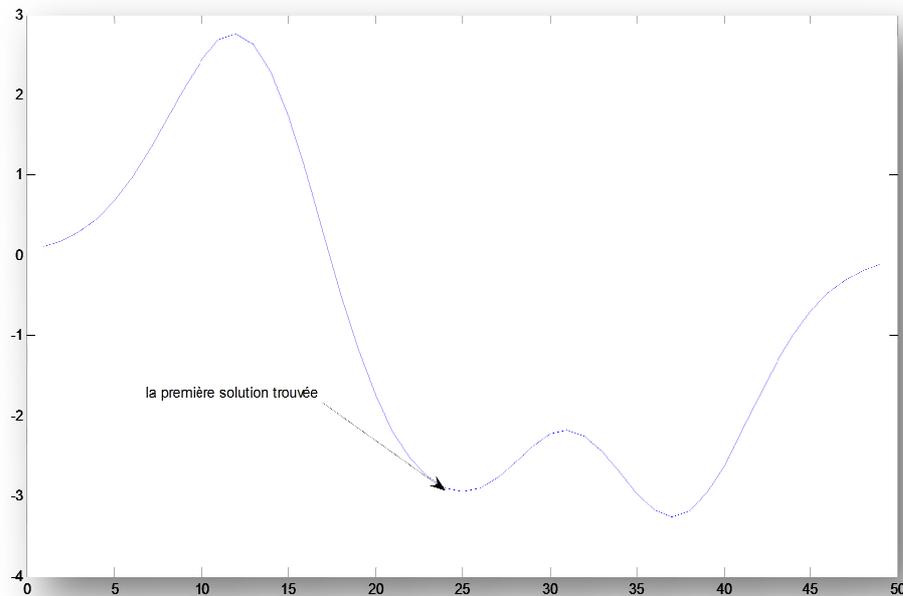


Figure III.4 Solution d'une fonction utilisant une méthode déterministe

III.2.2.1.1 Caractéristiques des méthodes déterministes

L'optimisation déterministe, est la branche classique de l'algorithme d'optimisation en mathématiques. Il incarne l'algorithme qui repose en grande partie sur l'algèbre linéaire, car ils sont généralement basés sur le calcul du gradient, et dans certains cas également sur le Hessien, des variables de réponse.

De toute évidence, l'optimisation déterministe est caractérisées par :

- Un caractère remarquable est que la convergence vers une solution est beaucoup plus rapide par rapport à l'utilisation des algorithmes d'optimisation stochastiques. Avec "plus rapide", nous entendons qu'il faut un plus faible nombre d'évaluations de la variable de réponse, ou l'évaluation de la fonction, pour atteindre la solution ;
- Une évaluation de la fonction, implique une expérience ou une simulation à effectuer, donc le nombre de besoins estimés par un algorithme d'optimisation pour trouver une solution est une mesure du temps requis par le processus d'optimisation lui-même ;

- Étant basée sur une formulation mathématique rigoureuse ne comportant pas d'éléments stochastiques, les résultats d'un processus d'optimisation déterministe sont sans ambiguïté et reproductible ;
- Toutefois, cela pourrait être vrai également pour une optimisation stochastique en ce que le processus de randomisation est pseudo-aléatoire et est généralement piloté par un générateur aléatoire de semences ;
- D'autre part, des algorithmes d'optimisation déterministes cherchent des points stationnaires dans la réponse de variable, donc, la solution optimale à trouver finalement pourrait être un optimum local et non pas l'optimum global ;
- De plus, les algorithmes déterministes sont principalement à objectif unique ;

Un modèle dynamique et un modèle statique sont inclus dans le modèle déterministe.

III.2.2.2 Intelligence artificielle (IA)

La conception de systèmes à bases de connaissances, et notamment des **systèmes experts**, constitue un domaine majeur en intelligence artificielle (IA). De tels systèmes sont conçus pour approcher les performances d'experts humains dans des domaines limités en exploitant un ensemble de connaissances acquises pour l'essentiel auprès de ces experts. Le plus souvent, ce sont des auxiliaires d'aide à la décision. Apparus vers 1975, ils ont eu un impact certain sur l'IA ainsi qu'un retentissement médiatique parfois exagéré. Le terme de *système expert* disparaît au profit du concept plus général de *système à bases de connaissances* (SBC) que l'on retrouve dans divers champs d'activité. Dans l'histogramme suivant un éventail d'application de PSS a été donné suivant les différentes méthodes de l'intelligence artificielle.

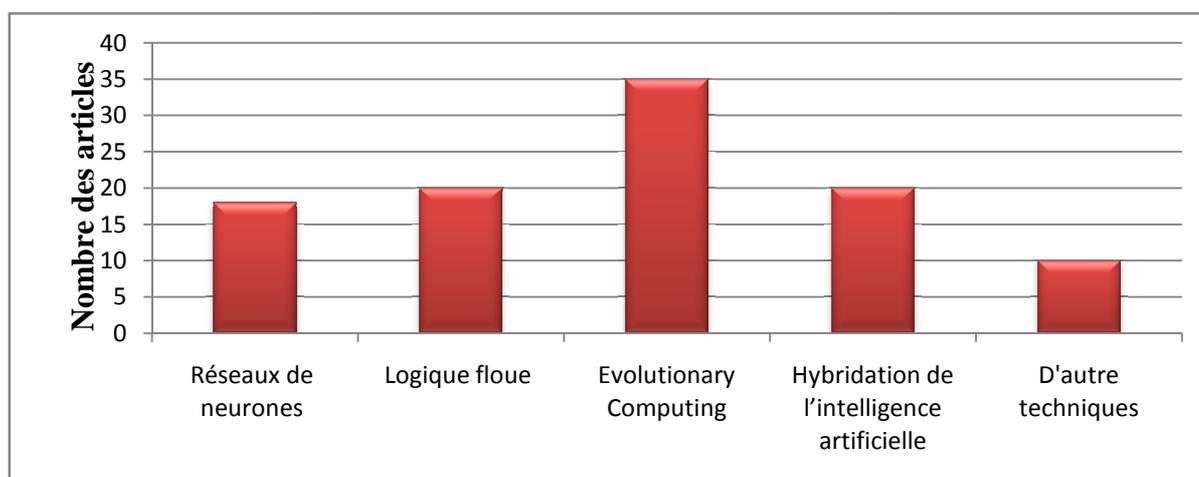


Figure III.5 Nombre d'articles publiés sur PSS utilisant les AI [MAH11]

Parmi ces méthodes, on va présenter les méthodes les plus utilisées pour la coordination ainsi que le réglage des paramètres des stabilisateurs de puissance.

➤ **Logique floue**

En 1964, *Lotfi Zadeh* a développé la technique de la logique floue *Fuzzy Logic (FL)* pour répondre à l'imprécision et de l'incertitude qui existe habituellement dans des problèmes d'ingénierie. La théorie des ensembles flous peut être considérée comme une généralisation de la théorie des ensembles classiques, généralement utilisée dans la commande et notamment pour les PSS [SHI94][ELM95].

➤ **Réseaux de neurones artificiels**

En 1949, *Hebb* a présenté l'algorithme d'apprentissage et vérifié comment un réseau de neurones peut présenter un comportement d'apprentissage, Ceci était le point de départ *Artificial Neural Network (ANN)*. Les Réseaux de neurones artificiels sont principalement classés par leur architecture (nombre de couches), topologie (modèle de connexion, d'anticipation et récurrente, etc), et le régime de l'apprentissage. Un *ANN* est un modèle de calcul ou un modèle mathématique basé sur des réseaux de neurones biologiques et un paradigme de traitement de l'information qui est inspiré des systèmes nerveux biologiques, tels que le cerveau, comme *FL*, ils sont aussi utilisés dans la commande et notamment pour les PSS [SHA96][DON00].

III.2.2.3 Les méthodes stochastiques ou métaheuristiques

Les méthodes dites stochastiques s'appuient sur des mécanismes de transition probabiliste qui peuvent conduire à des résultats différents pour des conditions initiales et des paramètres de contrôle identiques, ces méthodes sont une alternative pour palier à l'inconvénient des méthodes déterministes. Les trois méthodes stochastiques les plus répandues sont les algorithmes génétiques, le recuit simulé et la recherche taboue. Elles sont capables de trouver le minimum global d'une fonction même dans des cas très difficiles, mais le temps de calcul peut être élevé.

Ceci est particulièrement pénalisant lorsque le calcul de la performance de chaque nouvelle solution proposée par le processus aléatoire nécessite la résolution d'un modèle éléments.

Les métaheuristiques sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs, qui progressent vers un optimum global.

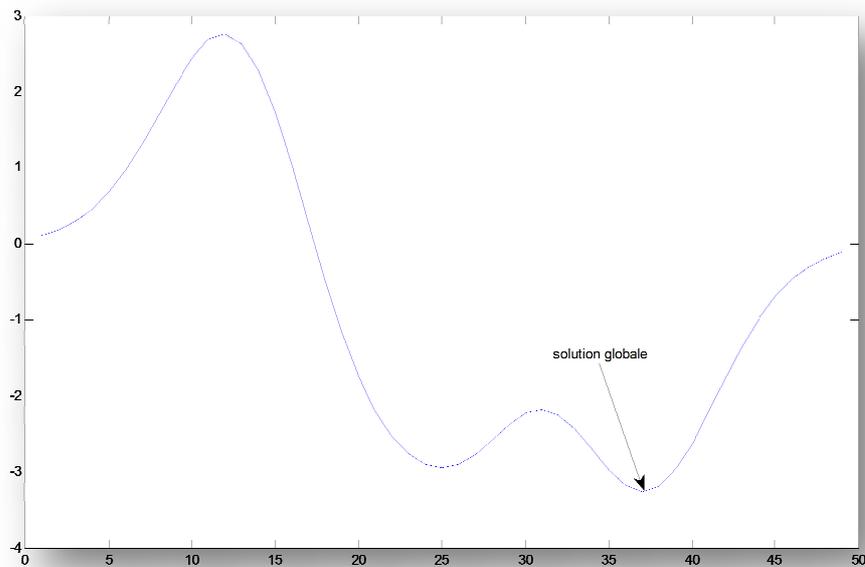


Figure III.6 Solution globale d'une fonction utilisant une méthode stochastique

Le mot « métaheuristique » est composé d'un suffixe « méta » qui signifie niveau supérieur est du mot heuristique qui vient du grec « heuriskein »: signifie trouver ou découvrir. Une heuristique est l'utilisation des règles empiriques, pratiques, simples et rapides, qui facilitent la recherche des faits et l'analyse de situation. Donc le terme métaheuristique signifie trouver un niveau supérieur ou un niveau meilleur de recherche [SAR10].

Dans notre description des principales métaheuristicues, nous allons nous appuyer sur la classification qui distingue les méthodes à recherche locale des méthodes basées sur des populations.

Les caractéristiques métaheuristicues :

- ✓ Optimum non garanti ;
- ✓ Généralisation et application possible à une large classe de problèmes ;
- ✓ Difficulté de prévoir la performance ;
- ✓ Existence de preuves de convergence asymptotique pour certaines méthodes ;
- ✓ Nécessité de réglage des paramètres ;
- ✓ Nécessité d'adaptation de la méthode au problème traité ;
- ✓ Le calcul du gradient de la fonction objectif n'est pas nécessaire à ces méthodes ;
- ✓ Elles sont inspirées par des analogies avec la nature ;

- ✓ Un réglage long de leurs paramètres est souvent nécessaire pour obtenir des résultats performants ;

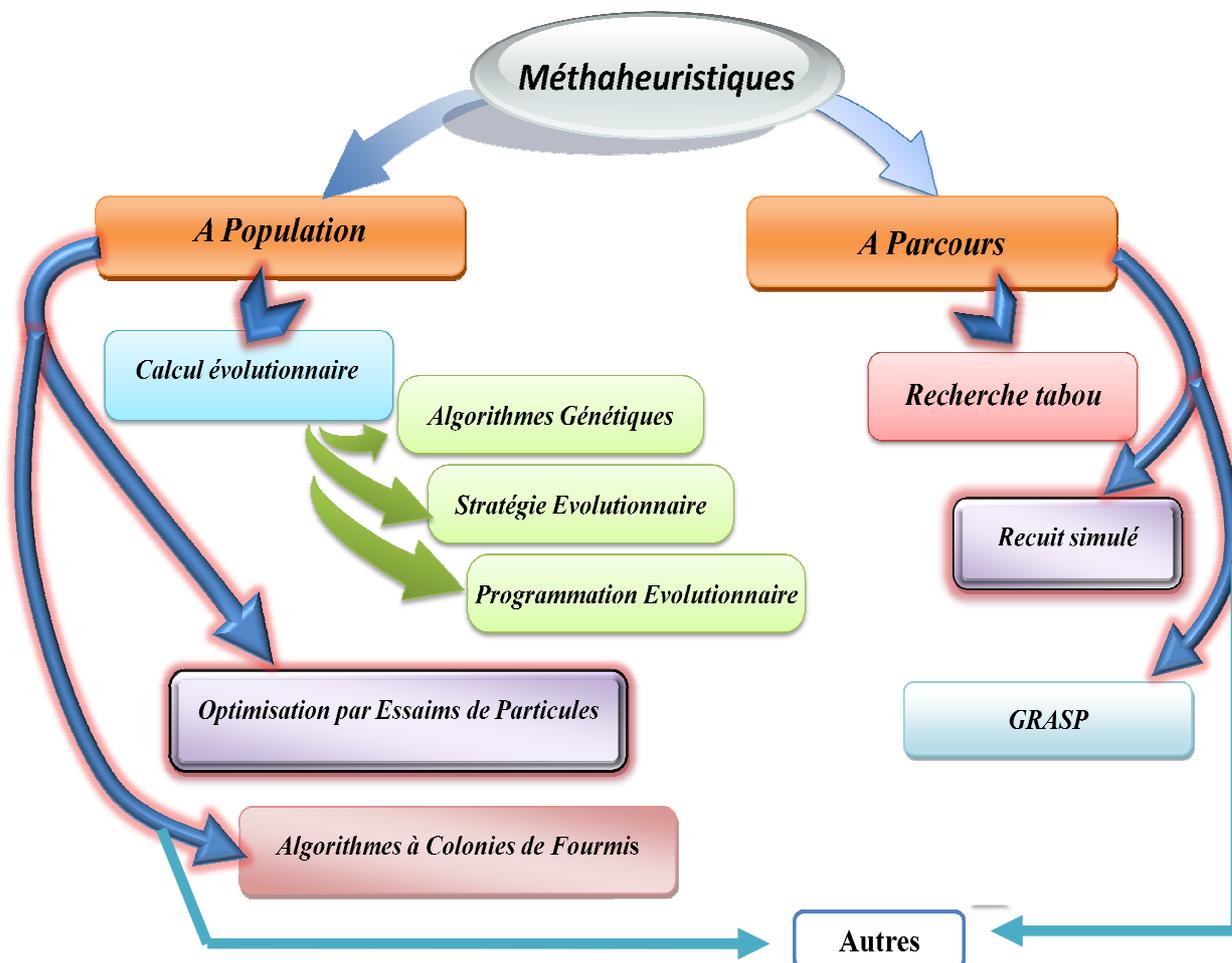


Figure III.7 Classification des métaheuristiques

III.2.2.3.1 Méthodes à parcours

➤ Recherche taboue

La Recherche taboue (Tabu search) *TS* est une méthode d'optimisation mathématique appartenant à la classe des techniques de recherche métaheuristique à parcours (locale). *TS* améliore les performances d'une méthode de recherche locale en utilisant des structures de mémoire. Une fois qu'une solution potentielle a été déterminée, il est marqué comme "tabou", de sorte que l'algorithme ne visite pas cette possibilité à plusieurs reprises. *TS* est basée sur une technique de recherche locale avec la possibilité de s'échapper aux pièges des optimaux locaux, généralement utilisée dans l'optimisation et la conception des PSS [DEC02][ABI99,1]

➤ Recuit Simulé

La technique Recuit Simulé (Simulated Annealing SA) est une méthode métaheuristique pour le problème d'optimisation globale des mathématiques appliquées, à savoir localiser une bonne approximation de l'optimum global d'une fonction donnée dans un grand espace de recherche. Il est souvent appliqué lorsque l'espace de recherche est discret. Le nom est inspiré du recuit dans la métallurgie, une technique impliquant le chauffage et le refroidissement contrôlé d'un matériau pour augmenter la taille de ses cristallisations et de diminuer leurs défauts, cette technique est utilisée pour l'optimisation et la conception robuste des PSS [ABI99,2]

➤ GRASP La méthode de recherche gloutonnes aléatoires adaptative

LE **GRASP** (greedy randomized adaptive search procedure) , a été proposée par **Feo** et **Resende** en 1995. Cette méthode est une procédure itérative composée de deux phases :

- une phase constructive
- une phase d'amélioration
 - ✓ En supposant qu'une solution est constituée d'un ensemble de composantes, la phase constructive génère une solution pas à pas, en ajoutant à chaque étape une nouvelle composante. La composante rajoutée est choisie dans une liste de candidats. Chaque composante est en fait évaluée à l'aide d'un critère heuristique qui permet de mesurer le bénéfice qu'on peut espérer en rajoutant cette composante à la solution partielle courante. La liste de candidats, notée RCL (pour Restricted Candidate List) contient les R meilleures composantes selon ce critère.
 - ✓ La phase d'amélioration consiste généralement en l'application d'une méthode de descente, de Recuit Simulé ou de Recherche Tabou.

La méthode **GRASP** est assez simple à mettre en place Pour qu'elle soit efficace, il est important d'utiliser une méthode constructive capable de générer des solutions dans des régions différentes de l'espace de recherche, elle a été appliquée par [TAN01].

III.2.2.3.2 Méthodes à populations

➤ Algorithme Génétique (AG)

Les algorithmes génétiques (**Genetic Algorithm GA**) sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et de l'évolution naturelle : croisements, mutations, sélection, etc. Les algorithmes génétiques ont déjà une histoire relativement ancienne puisque les premiers travaux de **John Holland** sur les systèmes adaptatifs remontent à 1962.

L'ouvrage de *David Goldberg* a largement contribué à les vulgariser. Les AG ont fait leur preuves dans l'optimisation, la conception, la localisation ainsi la coordination des PSS [BOM00] [HON02], ce qui fera l'objet de l'application dans le prochain chapitre.

➤ **Optimisation par colonies de fourmis (ACO)**

En science informatique et recherche opérationnelle, l'algorithme *ACO* (**ant colony optimization**) est une technique probabiliste pour résoudre des problèmes de calcul qui peuvent être réduites à la recherche de bons chemins à travers des graphiques. Cet algorithme d'algorithmes de colonies de fourmis est un membre des méthodes intelligence en essaim, et elle constitue quelques optimisations métaheuristiques [MAR11].

➤ **Optimisation des bactéries de recherche de nourriture (BFO)**

Un nouveau procédé d'optimisation est présenté par *Passino* l'algorithme appelé *BFO* qui est basée sur des stratégies d'alimentation des cellules de la bactérie *Escherichia coli*. Ces stratégies sont fondées sur l'idée de la sélection naturelle chez les animaux. Dans la compétition pour la vie, les animaux sont dans une bataille constante pour l'emporter non seulement leur vie, mais aussi les générations [MUW10].

➤ **Optimisation par essaim de particule (PSO)**

PSO est une méthode de calcul qui permet d'optimiser de manière itérative un problème en essayant d'améliorer une solution candidat en ce qui concerne une mesure de qualité donné. *PSO* n'utilise pas le gradient du problème étant optimisé, ce qui signifie *PSO* ne nécessite pas le problème d'optimisation à être différentiable que nécessaire par des procédés classiques tels que l'optimisation du gradient et de quasi-Newton méthodes. *PSO* optimise un problème en ayant une population de solutions candidates, ici a doublé des particules, et le déplacement de ces particules autour de l'espace de recherche selon des formules mathématiques simples [SAR10].

III.2.3 Méthodes d'optimisations hybrides

Il peut être extrêmement bénéfique d'associer une méthode de recherche dont les caractéristiques d'exploration sont très élevées à une méthode de recherche dont le point fort est l'exploitation, d'où l'idée de méthodes hybrides.

Les méthodes hybrides permettent non seulement d'élargir le spectre d'application de certaines méthodes de résolution mais aussi d'augmenter leurs performances. Pour appliquer efficacement ces techniques, nous devons avoir une bonne visibilité vis à vis de points forts de chaque méthode à part. Par exemple, les algorithmes génétiques sont très performants lorsqu'il s'agit

d'explorer l'espace de recherche, mais ils s'avèrent ensuite incapables d'exploiter efficacement la zone vers laquelle la population converge. Il est alors bien plus intéressant (en termes de durée d'exécution et de qualité de solutions) de stopper l'algorithme génétique pour utiliser une autre méthode. L'hybridation peut, aussi, être utilisée pour résoudre simultanément différents aspects d'un même problème : cette méthode est souvent utilisée dans le domaine de la gestion de production [SAR10] où se posent simultanément différents problèmes tels que les affectations de machines, des personnels et des opérations aussi bien que la gestion de stocks.

III.2.3.1 Choix des méthodes à hybrider

Il est possible d'hybrider toutes les techniques, y compris méthodes exactes et heuristiques [SAR10]. Pratiquement, le souci de performances et les ressources informatiques limitent les possibilités d'hybridation. De ce fait, on doit être prudent vis à vis des techniques utilisées pour obtenir une bonne coopération entre les constituants et les méthodes hybrides.

III.2.3.2 Les techniques d'hybridations

L'hybridation peut prendre place dans un ou plusieurs composants d'une méthode de recherche. Elle peut également consister à assembler plusieurs méthodes d'hybridation pour former une seule méthode hybride. Les différentes techniques d'hybridation peuvent être réparties en trois catégories principales [SAR10] :

III.2.3.2.1 Hybridation séquentielle

L'hybridation séquentielle consiste à exécuter séquentiellement différentes méthodes de recherche de telle façon que le (ou les) résultat(s) d'une méthode serve(nt) de solution(s) initiale(s) à la suivante. Cette technique d'hybridation est la plus simple, elle ne nécessite pas de modification des méthodes de résolution utilisées : il suffit d'initialiser chaque méthode à partir de solutions pré-calculées (hybridation par lot).

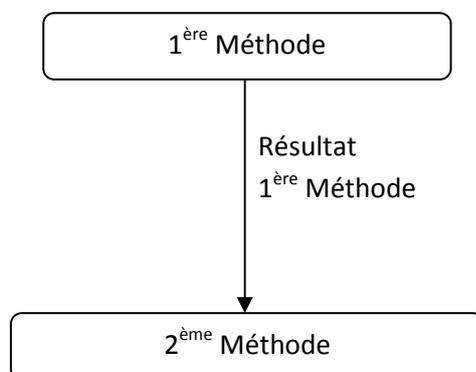


Figure III.8 Hybridation séquentielle ou par lot (batch model)

III.2.3.2.2 Hybridation parallèle synchrone

L'hybridation parallèle synchrone est obtenue en incorporant une méthode de résolution dans une autre. C'est une technique plus fine que la précédente. En effet, il faut tenir compte des fortes interactions entre les méthodes dans ce type d'hybridation (hybridation intégrative).

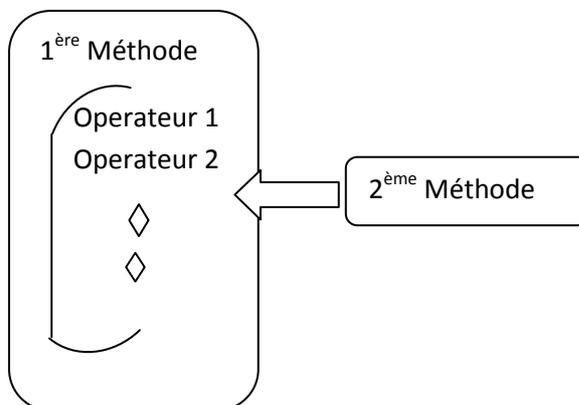


Figure III.9 hybridation parallèle synchrone ou intégrative

III.2.3.2.3 Hybridation parallèle asynchrone.

L'hybridation parallèle asynchrone consiste à faire évoluer en parallèle différentes méthodes de résolution. Cette coévolution permet une bonne coopération des méthodes de résolution au travers d'un coordinateur chargé d'assurer le transfert d'informations entre les méthodes de résolution. Cette technique exige la modification de méthodes de résolution pour assurer la communication avec le coordinateur.

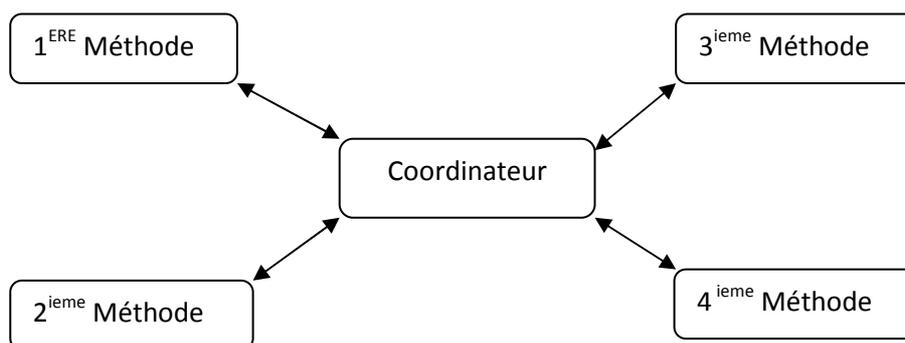


Figure III.10 hybridation parallèle asynchrone ou intégrative multiple

III.3 Conclusion

Au fil des temps la coordination et le réglage des stabilisateurs de puissance ont connu une mutation radicale, le passage d'un raisonnement séquentielle a un raisonnement simultané, cela est dû à l'évolution des outils technologiques (informatiques) ainsi que au développement les

méthodes mathématiques. Les algorithmes qui ont été développés dans la littérature pour la coordination des stabilisateurs du système multimachine sont en principe des solutions de problèmes d'optimisation. Ainsi, les méthodes d'optimisation multivariable peuvent être facilement appliquées au problème de coordination des stabilisateurs. L'optimisation est basée sur deux opérateurs de recherche fondamentaux, l'un qui s'occupe de l'exploration et qui permet une localisation imprécise de l'optimum global, l'autre qui s'occupe de l'exploitation et qui affine cette solution en augmentant la précision de l'optimum. Le mode de recherche de l'optimum nous permet de classer les méthodes d'optimisation en deux grandes catégories, qui sont les méthodes déterministes et les méthodes stochastiques. La combinaison entre ces deux catégories revient à améliorer les performances d'une nouvelle méthode de recherche dite méthode hybride.

Les différentes techniques d'hybridation peuvent être réparties en trois groupes principaux suivant le mode de recherche de l'optimum, on a le groupe recherche séquentiel (en lot), le groupe de recherche parallèle synchrone (intégratif) et finalement le groupe de recherche parallèle asynchrone. L'application des différentes techniques d'optimisation métaheuristique et l'hybridation entre les deux grandes catégories (métaheuristique et déterministe) feront l'objet des prochains chapitres.

CHAPITRE IV

*Réglage et localisation des paramètres des
PSS par l'algorithme génétique*

IV.1 Introduction

Les compagnies d'électricité sont souvent forcées pour fonctionner leurs systèmes très loin des conditions (initiales) de conception. Dans cette situation, les systèmes peuvent presque fonctionner dans leurs limites de stabilité. Avec cette perspective, il est nécessaire de reprocher le problème lié à la stabilité de système puissance.

Dans plusieurs cas des récents *blackouts* surgis dans différents pays, on indique clairement le besoin d'une meilleure stabilisation de leurs systèmes de puissance interconnectés.

Des stabilisateurs de puissance (*PSS*) sont conçus pour des systèmes de puissance et des conditions de fonctionnement. Par contre, si ces stabilisateurs sont mal localisés ou mal accordés, ceci implique l'inefficacité de leur utilisation dans toutes les gammes prévues pendant le fonctionnement du système.

En revanche, l'application des algorithmes génétiques dans la conception du stabilisateur de système de puissance, multimachine est une proposition attirante pendant qu'elle fournit une plus grande flexibilité concernant la structure du contrôleur et de la fonction objective.

En plus, l'utilisation des AGs aide à obtenir un optimum accordant pour tous les paramètres de *PSS* simultanément, qui prend soin des interactions entre *PSS* du même système surtout si le système comporte plusieurs machines. Les algorithmes génétiques sont devenu un outil très efficace lors de la recherche d'optimums globaux, après formulation de la fonction objectif.

Dans ce chapitre on présentera les algorithmes génétiques classiques et leur application à la recherche des paramètres optimisés des *PSS* dans un réseau électrique pour la localisation, réglage optimal ainsi que le nombre adéquat pour une meilleure stabilité globale du système. Notre réseau d'application est le réseau new england (16 machines 68 nœuds).

IV.2 Algorithmes génétiques

Un algorithme génétique est un algorithme stochastique itératif qui opère sur des ensembles de points codés, à partir d'une population initiale, et qui est bâti à l'aide de trois opérateurs : *croisement*, *mutation*, *sélection*. Les deux premiers sont des opérateurs d'exploration de l'espace, tandis que le dernier fait évoluer la population vers les optimums d'un problème. Les principes des algorithmes génétiques sont des procédures qui s'inspirent des mécanismes de la sélection naturelle et des phénomènes génétiques.

Le principe de base consiste à simuler le processus d'évolution naturelle dans un environnement hostile. Ces algorithmes utilisent un vocabulaire similaire à celui de la génétique, cependant, les processus auxquels ils font référence sont beaucoup plus complexes [BON95].

On parlera ainsi d'une population composée d'individus.

- L'*individu* qui est composé d'un ou plusieurs *chromosomes*, représentant la solution potentielle du problème,
- Les *chromosomes* qui sont eux-mêmes constitués de *gènes*, et qui représentent la solution potentielle sous forme codée.
- Les *gènes* qui contiennent les caractères héréditaires de l'individu, et représentent la partie élémentaire d'un *chromosome*.
- La fonction *Fitness* qui est l'évaluation d'un individu et qui, permet de définir le degré de performance de l'individu par rapport à la fonction à optimiser.

Les principes de base de l'algorithme génétique ont été, la première fois développés par Bremer Mann en 1958 mais popularisés par John Holland, dans les années soixante. Ensuite, beaucoup de chercheurs ont contribué à développer ce champ, jusqu'à l'apparition de plusieurs variantes de l'algorithme génétique, mais la forme de base est *l'algorithme génétique simple* (AGs).

IV.2.1 Opérateurs de l'algorithme génétique

Le principe de l'algorithme génétique consiste à faire évoluer, à partir d'un ensemble de points de l'espace tiré initialement et aléatoirement, vers la solution optimale du problème à optimiser. Ce processus s'effectue à taille de population constante notée N , durant toutes les générations successives.

Afin de passer de la génération k à la génération $k+1$ on procède par trois opérations effectuées pour tous les individus de la génération k :

- ▶ **La Sélection** : c'est la requête d'individus de la génération k avec un critère d'optimisation, c'est-à-dire l'adaptation au fitness, formant ainsi une population intermédiaire. Il existe plusieurs principes de sélection, citons [BON95] par exemple:
 - *l'ordonnancement*: C'est le principe de sélection le plus simple, il consiste à attribuer à chaque individu son classement par ordre d'adaptation. Le meilleur (c'est à dire

celui qui possède la meilleure fitness) sera numéro un, et ainsi de suite. On tire ensuite une nouvelle population dans cet ensemble d'individus ordonnés.

- *la roue de la fortune*: Le principe de la roue de la fortune consiste à associer à chaque individu i une probabilité P_i proportionnelle à sa fitness dans la population puis on associe à chaque individu une portion d'une roue dont la surface dépend uniquement de sa valeur fitness. Pour réaliser la sélection, il suffit de faire tourner la roue autant de fois que le nombre d'individus.

- **Le croisement** : c'est l'échange des informations entre deux individus, représentant un couple (parent), sélectionnés auparavant. Deux individus de la génération k sont croisés aléatoirement avec une probabilité P_c , donnant deux nouveaux éléments (enfants) pour remplacer leurs parents à la génération $k+1$.

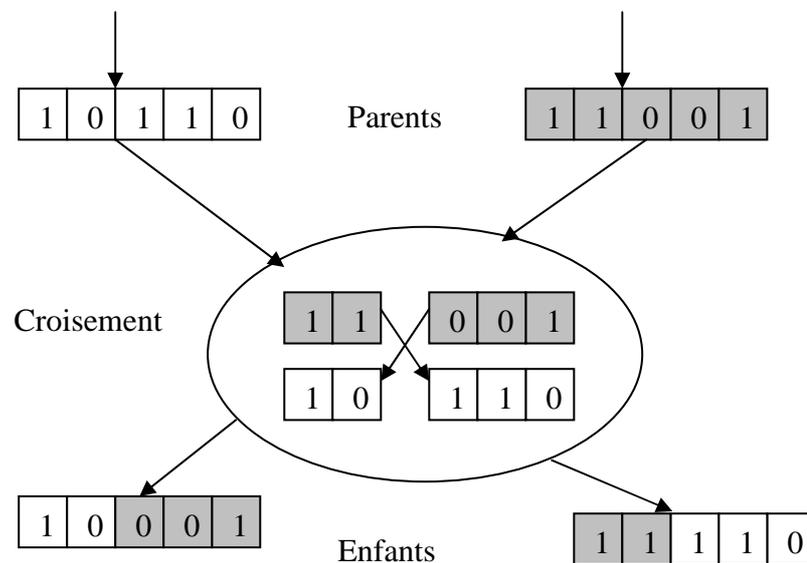


Figure IV.1 Croisement en un point

Le but du croisement est d'enrichir la diversité de la population en manipulant ces chromosomes [BON95]

Le croisement associé au codage par chaînes de bits ou chromosomes, c'est le croisement à *découpage* de chromosome, Pour effectuer ce croisement, on tire aléatoirement une position p de découpage, puis on fait la permutation entre les deux sous chaînes découpés, ainsi on aura deux enfants issus des deux parents, voir (figure IV.1).

On peut généraliser ce principe en découpant le chromosome en $l-1$ points, l représente la taille du chromosome. Ce croisement est très rapide à mettre en œuvre, surtout lorsque le problème utilise des codages entiers (binaires ou autre) [BON95]. La figure suivante illustre le croisement chromosomique en deux points :

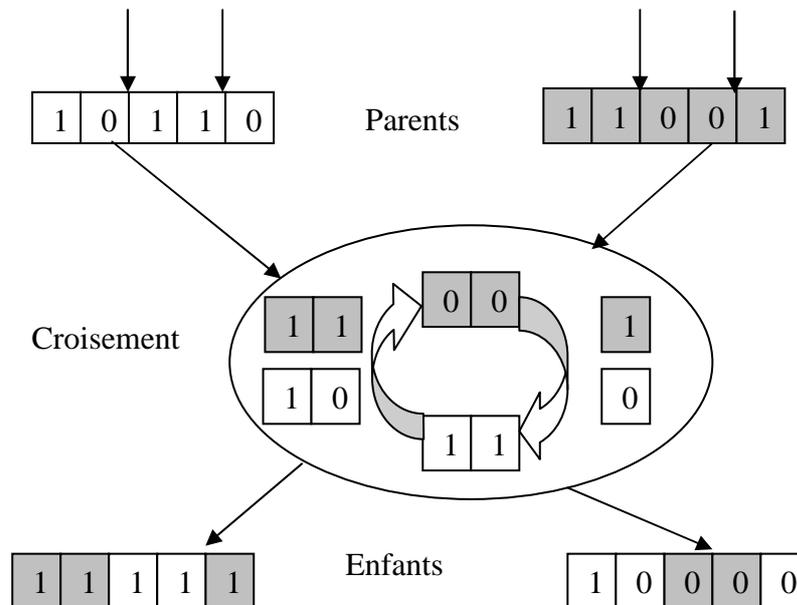


Figure IV.2 Croisement à deux points

Le croisement se fait sous la condition suivante:

Si P est un nombre tiré aléatoirement dans l'intervalle $[0, 1]$, on le compare à la probabilité P_c [TOL05].

- Si $P > P_c$ il n'y a pas de croisement,
- Si $P \leq P_c$ On effectuera un croisement pour.

La probabilité de croisement, doit être choisie suffisamment grande, pour augmenter la vitesse de convergence, les valeurs classiques sont entre 0.6 et 0.95.

► **La mutation:** la mutation a pour but l'exploitation efficace de l'espace de recherche. Cet opérateur joue un rôle clé dans la convergence de l'algorithme génétique [BON95]. La mutation s'applique pour chaque gène, de chaque individu avec une probabilité de mutation P_m , et de la même façon que le principe de croisement:

- Si $P > P_m$, il n'y a pas de mutation.
- Si $P \leq P_m$, on effectue une mutation.

S'il y a mutation, les "0" des gènes à muter sont changés en "1" et vice versa (le complémentaire de gène).

La probabilité de mutation, doit être choisie suffisamment faible, pour favoriser la convergence de l'algorithme, les valeurs classiques sont entre 0.001 et 0.2. Généralement, un bit par gène choisie aléatoirement est muté.

La figure suivante illustre l'opération de la mutation.

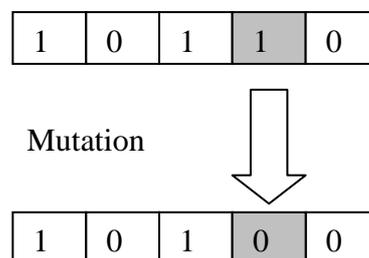


Figure IV.3 Mutation d'un gène d'un individu

Notons que pour effectuer une mutation on a besoin d'un seul individu, par contre le croisement nécessite deux individus. Les opérateurs de croisement et de mutation ne font pas intervenir la fonction à optimiser, ce sont des opérateurs stochastiques d'exploitation du domaine admissible. C'est l'opérateur de sélection qui guide la population vers les valeurs élevées de la fonction objectif [BON95].

IV.2.2 Forme canonique de l'algorithme génétique

La forme canonique de l'algorithme génétique est donnée comme suite [MEH02] :

1. Définir de fonction objective ou fitness (environnement);
2. Présenter la solution possible sous forme binaire, tous les paramètres à optimiser seront codés et placés concaténés dans le même chromosome, dans notre cas on a optimisé trois variables (K_c , T_1 et T_2) par PSS, la structure d'un individu sera de la forme suivante pour dans le cas d'un seul PSS ;

$$\text{L'individu } c_i = \underbrace{10001111}_{K_c} \underbrace{10001}_{T_1} \underbrace{001111}_{T_2}$$

3. Générer aléatoirement une population de N individus de taille l , sachant que le choix de la taille N de population affecte considérablement l'efficacité et la performance de l'algorithme génétique ;
4. Evaluer la fonction performance fitness de chaque solution par rapport à la fonction objective ;
5. Choisir aléatoirement les parents, et exécuter le croisement avec la probabilité P_c pour générer une nouvelle population d'enfants ;
6. Choisir aléatoirement les bits, avec une probabilité P_m pour effectuer la mutation.
7. Répétez les étapes 3 à 6 jusqu'au nombre de générations maximal et arrêt ;

IV.3 Optimisation des PSS par les algorithmes génétiques

Les PSS conventionnels sont généralement adaptés pour quelques points de fonctionnement, traditionnellement, les paramètres de ces PSS sont réglés séquentiellement et séparément [ABE83][ARR97][YEE04]. Dans les stratégies de réglage séquentiel, basées sur les méthodes de réglage présentées dans le chapitre précédent, les PSS sont alors conçus pour amortir les oscillations des modes, mode par mode. Les méthodes actuelles basées sur l'optimisation simultanée permettent d'atteindre plusieurs objectifs, parmi ces objectifs on trouve la coordination des stabilisateurs, leurs réglages ainsi que la stabilité globale qui permet un bon fonctionnement du système de puissance avec un amortissement satisfaisant

Pour cette partie, on a opté pour une méthode d'optimisation simultanée, ou on utilise l'algorithme génétique pour trouver des paramètres optimisés des PSS pour plusieurs scénarios de fonctionnement, assurant ainsi le meilleur amortissement dans le réseau électrique multimachine.

IV. 3.1 Objectif d'optimisation

L'objectif de l'optimisation est de trouver une meilleure localisation des PSS en premier lieu, ensuite chercher des paramètres optimaux des stabilisateurs de puissance qui assurent un meilleur amortissement des oscillations rotoriques pour garantir la stabilité globale du système et cela pour différents points de fonctionnement en fin avoir un nombre minimal satisfaisant des stabilisateurs de puissance tout en garantissant un meilleur amortissement des oscillations rotoriques. Ces conditions se résument dans ce qui suit :

- Tous les α_i doivent être négatifs (parties réelles des valeurs propres du $i^{\text{ème}}$ point de fonctionnement).
- Avoir le maximum des ε_i (Coefficients d'amortissement) pour chaque point de fonctionnement.

L'algorithme général d'optimisation de(s) PSS(s) par algorithme génétique est résumé par l'organigramme de la figure IV.4,

On applique cet algorithme pour chaque point de fonctionnement, et pour les deux systèmes. Pour le $i^{\text{ème}}$ point de fonctionnement la $j^{\text{ème}}$ valeur propre et le coefficient d'amortissement correspondant sont :

$$\begin{cases} \lambda_{ij} = \alpha_{ij} \pm j\beta_{ij} \\ \xi_{ij} = \frac{-\alpha_{ij}}{\sqrt{\alpha_{ij}^2 + \beta_{ij}^2}} \end{cases} \quad (4.1)$$

Pour cet $i^{\text{ème}}$ point, on regroupe tous les coefficients d'amortissement dans un vecteur ξ_i , ensuite on cherche les coefficients K_c , T_1 et T_2 qui assurent le bon amortissement.

La formulation de ce problème d'optimisation multivariable et non linéaire sera de la forme suivante :

$$F = -\max(\sigma_i) + \min(\xi_i)$$

$$\text{Maximiser } F(K_c, T_1, T_2) = \min(\min(\xi_i) - \max(\sigma_i)) \quad (i=1,2,\dots,k) \quad (4.2)$$

Sujet à

$$\begin{cases} K_{cm}^{\min} \leq K_c \leq K_{cm}^{\max} \\ T_{1m}^{\min} \leq T_{1m} \leq T_{1m}^{\max} \\ T_{2m}^{\min} \leq T_{2m} \leq T_{2m}^{\max} \end{cases} \quad (4.3)$$

Où :

- ✓ F : est la fonction objectif à maximiser.
- ✓ m : indice du PSS correspondant au $m^{\text{ème}}$ générateur du réseau.

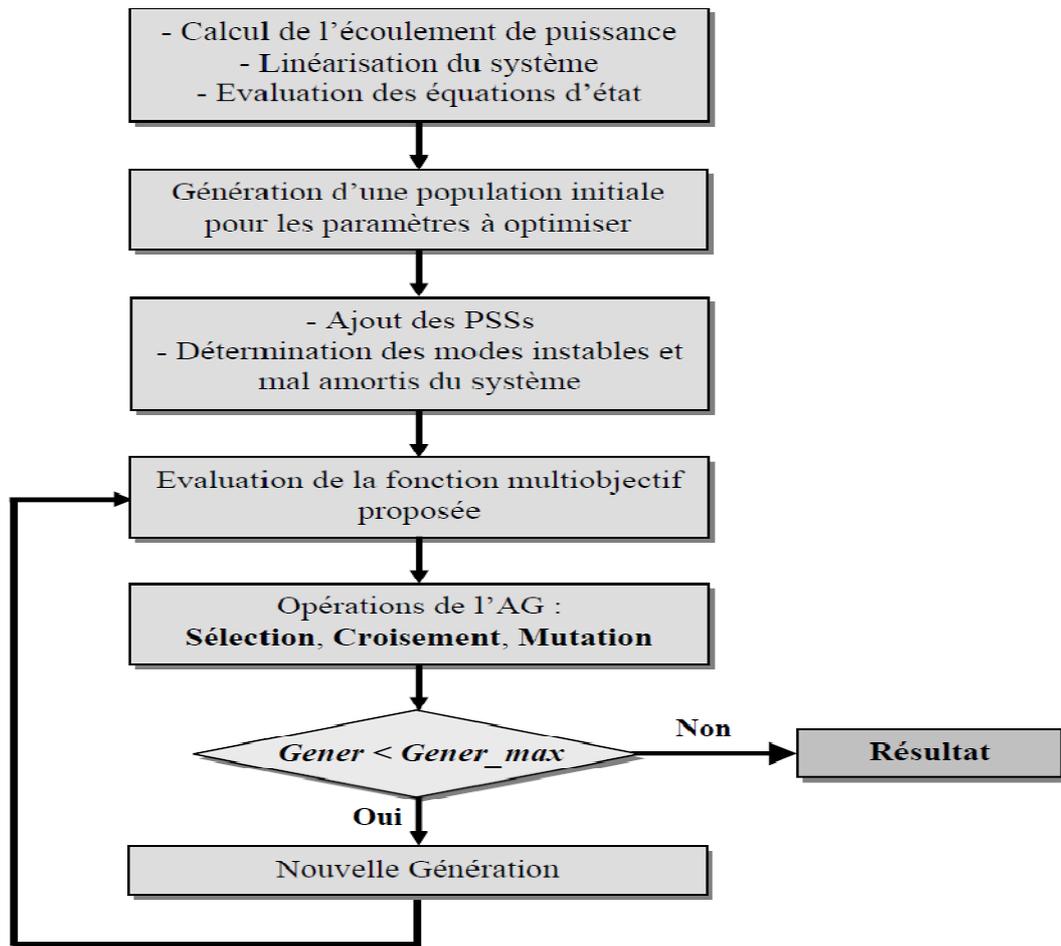


Figure IV.4 Organigramme pour la recherche

IV.4 Application

Les paramètres de l'AG et l'espace d'état des paramètres à optimiser pour les cas étudiés sont donnés en Annexe A par les tableaux A.1 et A.2 :

Où :

Cas A c'est le cas de 3 variables utilisées pour chaque PSS à l'entrée de l'AG dont on cherche seulement l'optimisation des paramètres des PSS ; la localisation est faite par la méthode des facteurs de participation.

Cas B c'est le cas de 4 variables utilisées pour chaque PSS à l'entrée de l'AG dont on cherche l'optimisation des paramètres des PSS et leur localisation.

Cas C c'est le cas de 5 variables utilisées pour chaque PSS à l'entrée de l'AG dont on cherche l'optimisation des paramètres des PSS, leur localisation ainsi que leur nombre.

IV.4.1 Réseau Test

Notre application a été testée sur un réseau multimachine se composant de 16 générateurs et de 68 nœuds (New England / New York) Figure A.1 [ROG00]. Les scénarios d'exécution du programme ont pris en considération les conditions les plus défavorables, ce qui se traduit par un réseau fragile, se manifestant par des défauts sur des lignes critiques (Tableau A.3), et où il faut trouver la meilleure localisation, une bonne coordination de réglage ainsi que la robustesse des PSS.

IV.4.2 Résultats de simulation

Les modes électromécaniques du système en boucle ouverte pour les trois cas sont donnés par les Tableaux A.4 et A.5.

N° mode	Cas 1 (cas normal)		
	λ	ζ	f [Hz]
1	$-0.6158 \pm j 10.460$	0.0588	1.6649
2	$-0.3381 \pm j 8.6847$	0.0389	1.3822
3	$-0.2575 \pm j 8.5000$	0.0303	1.3528
4	$-0.3350 \pm j 8.5017$	0.0394	1.3531
5	$-0.0200 \pm j 7.1346$	0.0028	1.1355
6	$-0.0271 \pm j 6.9007$	0.0039	1.0983
7	$-0.2072 \pm j 7.0845$	0.0292	1.1275
8	$-0.2225 \pm j 7.1167$	0.0313	1.1327
9	$+0.1910 \pm j 6.2814$	-0.0304	0.9997
10	$-0.1762 \pm j 6.4007$	0.0275	1.0187
11	$-0.0223 \pm j 6.1134$	0.0036	0.9730
12	$-0.1302 \pm j 4.0683$	0.0320	0.6475
13	$-0.0626 \pm j 3.8980$	0.0161	0.6204
14	$-0.0647 \pm j 3.0679$	0.0211	0.4883
15	$-0.1381 \pm j 2.4072$	0.0573	0.3831

Tableau A.4 Système des valeurs pour le cas normal

N° mode	Case 2	Case 3
1	-0.6012 ± j 10.3461	-0.6155 ± j 10.452
2	-0.3351 ± j 8.6736	-0.3302 ± j 8.6350
3	-0.2389 ± j 8.4496	-0.2400 ± j 8.3954
4	-0.3371 ± j 8.4939	-0.3322 ± j 8.4671
5	-0.2069 ± j 7.0798	-0.0515 ± j 7.0597
6	-0.2205 ± j 7.1125	-0.2190 ± j 7.1085
7	+0.0556 ± j 6.8833	-0.2111 ± j 7.0549
8	-0.0570 ± j 6.9027	-0.0838 ± j 6.6715
9	-0.1724 ± j 6.3919	-0.0703 ± j 6.2777
10	+0.1269 ± j 6.2405	+0.0355 ± j 6.0142
11	-0.0075 ± j 6.0766	+0.2217 ± j 5.1933
12	-0.1294 ± j 4.0634	-0.1299 ± j 4.0651
13	-0.0771 ± j 3.2450	-0.0381 ± j 3.5371
14	-0.0921 ± j 2.9932	-0.0651 ± j 3.0521
15	-0.0651 ± j 2.1691	-0.1108 ± j 2.3572

Tableau A.5 Système des valeurs pour les cas 2 et 3

Il est clair que tous ces modes sont mal amortis, et certains d'entre eux instables (en gras dans les tableaux). Pour améliorer l'amortissement du système, des stabilisateurs PSS peuvent être ajoutés aux générateurs. Généralement, la première étape pour l'amortissement des modes électromécaniques, est de déterminer une meilleure localisation des PSS. La méthode utilisant les facteurs de participation a été intensivement employée pour localiser les générateurs appropriés. Cette méthode nous a permis de déterminer les générateurs participants à chaque mode critique.

N° mode	Cas 1 (normal)		
	λ	Générateurs participants	Type de mode
1	-0.615 ± j 10.46	G. 63	Locale
2	-0.338 ± j 8.68	G. 56	Locale
3	-0.257 ± j 8.50	G. 60	Locale
4	-0.335 ± j 8.50	G. 59	Locale

5	$-0.020 \pm j 7.13$	G. 53	Locale
6	$-0.027 \pm j 6.90$	G. 62	Locale
7	$-0.207 \pm j 7.08$	G. 55	Locale
8	$-0.222 \pm j 7.11$	G. 57	Locale
9	$+0.191 \pm j 6.28$	G. 61	Locale
10	$-0.176 \pm j 6.40$	G. 54	Locale
11	$-0.022 \pm j 6.11$	G. 64	Locale
12	$-0.130 \pm j 4.06$	G.67, 66, 68	Inter région
13	$-0.062 \pm j 3.89$	G.65, 58, 57	Inter région
14	$-0.064 \pm j 3.06$	G. 68, 66	Inter région
15	$-0.138 \pm j 2.40$	G.65, 67, 66	Inter région

Tableau A.6 Générateurs participants pour le cas normal

L'analyse des facteurs de participation montre l'influence de chaque générateur dans le mode en question. Si la participation d'un générateur est relativement faible, le placement d'un PSS sur ce générateur n'apportera que peu d'amélioration. La méthode des facteurs de participation détermine donc 14 générateurs devant être équipés des PSSs. Ce sont les suivants :

G. 54	G. 55	G. 56	G. 57	G. 58	G. 59	G. 60
G. 61	G. 62	G. 63	G. 64	G. 65	G. 67	G. 68

IV.4.3 Optimisation des paramètres des PSS

La synthèse de coordination des paramètres pour les 14 PSS, localisés par la méthode basée sur les facteurs de participation, a été évaluée en employant les algorithmes génétiques. Les valeurs de ces paramètres optimisés sont les suivantes :

- ✓ Les paramètres fixes des PSS sont : $T_w = 10$, $T_2 = 0.1$, $T_4 = 0.05$
- ✓ Les paramètres optimisés par l'AG sont donnés au Tableau A.7

La Figure IV.5 montre le système des modes électromécaniques avec les 14 PSS, dans le cas normal ainsi que dans les deux autres cas de fonctionnement. Elle montre que tous les modes électromécaniques ont été décalés dans la zone D de stabilité dans le plan complexe. Par conséquent, un bon taux d'amortissement a été garanti pour tous les modes, pour les trois scénarios de fonctionnement.

Le taux d'amortissement minimum pour la situation normale est $\xi_{\min 1} = 13.8 \%$ et le facteur d'amortissement maximum est $\sigma_{\max 1} = -1.06$. Pour les deux autres scénarios : nous avons respectivement : ($\xi_{\min 2} = 13.8 \%$, $\sigma_{\max 2} = -0.87$) et ($\xi_{\min 3} = 12.58 \%$, $\sigma_{\max 3} = -0.96$).

Il est tout à fait évident qu'une excellente amélioration au delà des conditions d'opération proposées a été réalisée avec un réglage des paramètres de PSS (voir le Tableau A.7).

Gen.	KPSS	T1	T3
53	18.54	0.849	0.941
54	21.92	0.970	0.344
55	27.46	0.918	0.559
56	22.01	0.211	0.974
57	28.04	0.183	0.607
59	1.052	0.652	0.538
60	35.10	0.255	0.834
61	28.67	0.411	0.128
62	29.16	0.842	0.048
63	4.068	0.686	0.228
64	32.43	0.302	0.209
65	21.92	0.257	0.126
67	39.66	0.034	0.172
68	37.04	0.262	0.028

Tableau A.7 Paramètres optimisés par l'AG (réglage et coordination)

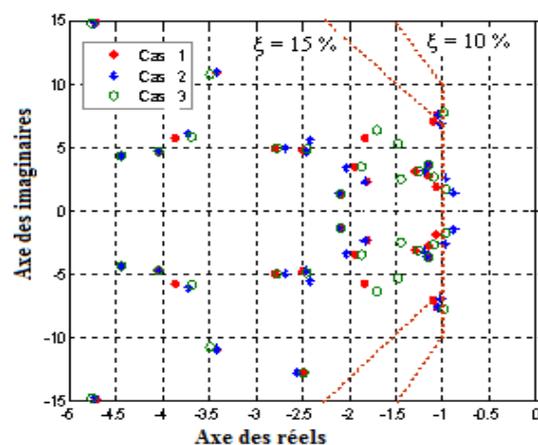


Figure IV.5 Valeurs propres en boucle fermée du réseau système (avec 14 PSS fixé par la méthode de facteur de participation).

Afin de tester les performances du réglage des PSS, des simulations du système non linéaire dans l'espace temporel ont été effectuées pour un défaut triphasé d'une durée de 100 ms, sur la ligne 28-29 (Figure A.1).

Dans la Figure IV.6, nous montrons la variation de vitesse des cinq générateurs G.57, G.58, G.61, G.66 et G.68 pour les trois cas de fonctionnement respectif.

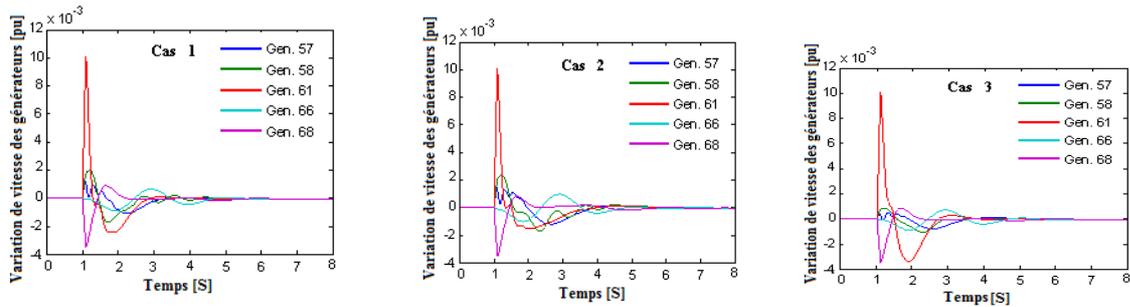


Figure IV.6 Réponse au court circuit triphasé pour les trois cas (avec 14 PSS fixé par la méthode de facteur de participation).

Les résultats des réactions de système (Figure IV.6) montrent que l'excellente amélioration des oscillations dynamiques a été réalisée par un réglage adéquat des paramètres de PSS.

IV.4.4 Recherche de la localisation des PSS

L'indépendance de l'index de la complexité d'exécution des algorithmes génétiques permet de l'employer dans la recherche des meilleurs endroits de localisation des PSS. Nous avons considéré dans cette partie, les lieux de localisation comme des variables à optimiser pour les paramètres de PSS. Nous avons considéré le nombre de PSS à employer (qui était 14 PSS), celui trouvé par la méthode de facteur de participation.

Gen.	KPSS	T1	T3
53	26.79	0.624	0.671
54	20.32	0.387	0.793
55	39.31	0.556	0.179
56	29.27	0.222	0.310
57	35.06	0.156	0.587
58	33.31	0.329	0.577
60	7.853	0.921	0.393
61	34.23	0.276	0.139

62	27.23	0.729	0.087
63	21.36	0.332	0.105
64	6.472	0.397	0.801
66	33.45	0.025	0.283
67	38.42	0.470	0.034
68	36.90	0.168	0.248

Tableau A.8 Paramètres optimisés par AG (localisation)

Les résultats dans le Tableau A.8 représentent les meilleures performances des paramètres trouvés par l'algorithme génétique pour les lieux des PSS choisis ainsi les paramètres de réglage.

- Paramètres fixes des PSS : $T_w = 10$, $T_2 = 0.1$, $T_4 = 0.05$

En comparant les lieux des PSS trouvés par la méthode des facteurs de participation et ceux trouvés par AG, on trouve que au niveau du générateur 59 n'exige pas un PSS, selon les AG. Par ailleurs, l'AG a trouvé que, pour décaler les modes interrégionaux dans la zone D de stabilité, il est nécessaire d'équiper les générateurs 58, 66, 67, et 68 par des PSS.

Les modes électromécaniques du système pour les trois cas de fonctionnement sont montrés sur la Figure IV.7. Les limites des taux d'amortissement et des facteurs d'amortissement pour les trois cas sont respectivement : ($\xi_{\min 1}=14.9$ % , $\sigma_{\max 1} = -1.09$), ($\xi_{\min 2}=14.96$ % , $\sigma_{\max 2} = -0.7$) et ($\xi_{\min 3}=12.8$ % , $\sigma_{\max 3} = -0.98$).

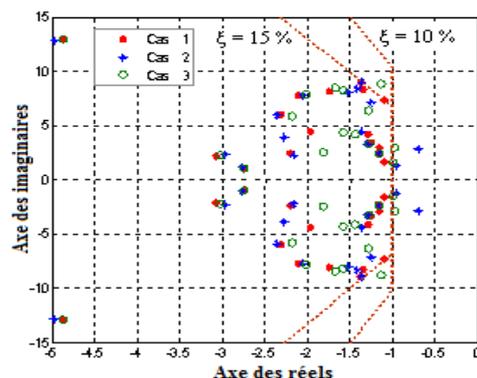


Figure IV.7 Valeurs propres en boucle fermée du système (avec 14 PSS trouvés en utilisant les algorithmes génétiques).

La figure IV.8 montre les résultats de simulation du système non linéaire en boucle fermée dans le domaine temporel pour les mêmes scénarios que l'évaluation précédente. On peut

observer que les variations de vitesse des générateurs sont rapidement amorties après placement et réglage des PSS.

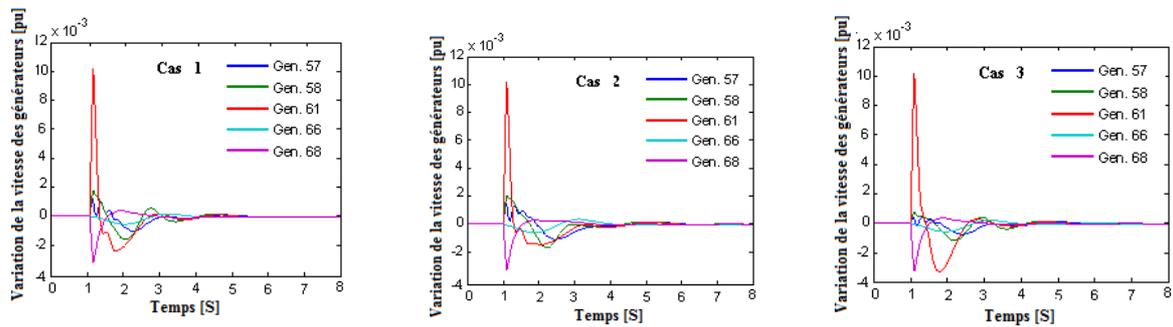


Figure IV.8 Réponse au court circuit triphasé pour les trois cas (avec 14 PSS trouvés en utilisant les algorithmes génétiques).

IV.4.5 Réduction du nombre de PSS

Appliquant cette approche au même système précédent, avec un nombre de PSS égal à celui trouvé par la méthode de facteur de participation (14 PSS), nous constatons que seulement 11 PSS sont suffisants pour obtenir un bon amortissement du système, le Tableau ci-dessous nous montre les paramètres des 11 PSS ainsi que les générateurs correspondants.

Gen.	KPSS	T1	T3
53	27.48	0.983	0.682
54	21.95	0.844	0.369
55	23.32	0.648	0.748
57	5.578	0.548	0.067
59	33.41	0.128	0.116
60	19.39	0.972	0.416
61	29.07	0.116	0.492
62	21.96	0.053	0.818
64	12.05	0.695	0.254
66	39.87	0.198	0.012
68	39.77	0.177	0.011

Tableau A.9 Paramètres optimisés par AG (optimisation des nombres)

- Paramètres fixes des PSS: $T_w = 10$, $T_2 = 0.1$, $T_4 = 0.05$.

La figure IV.9, comme pour les deux évaluations précédentes, montre les modes électromécaniques dominants du système en boucle fermée. L'analyse des modes

électromécaniques des trois cas examinés, donne pour le premier cas un seul mode ayant un taux d'amortissement moins de 10% ; ($\xi_{\min 1} = 8.4 \%$) et pour réduire le facteur d'amortissement, le maximum est ($\sigma_{\max 1} = -0.86$). Pour les deux autres cas, nous avons : ($\xi_{\min 2} = 9.5 \%$, $\sigma_{\max 2} = -0.54$) et ($\xi_{\min 3} = 8.4 \%$, $\sigma_{\max 3} = -0.73$). Ainsi nous pouvons dire qu'un bon facteur d'amortissement et un bon taux d'amortissement sont garantis.

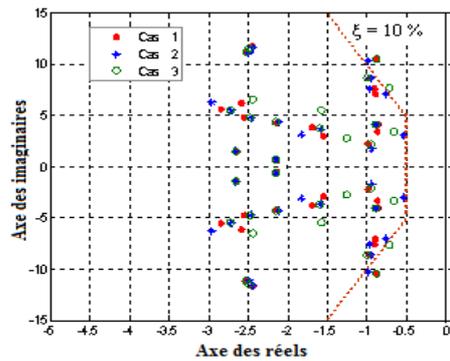


Figure IV.9 Valeurs propres en boucle fermée du système (avec 11 PSS trouvés en utilisant les algorithmes génétiques).

La figure IV.10 montre les résultats des simulations dynamiques, des variations de vitesse, pour le même défaut appliqué dans les deux évaluations précédentes

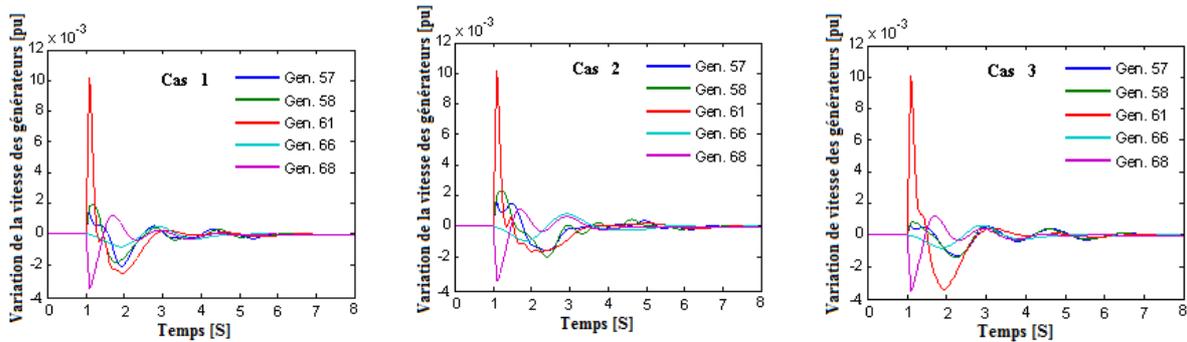


Figure IV.10 Réponse au court circuit triphasé pour les trois cas (avec 11 PSS trouvés en utilisant les algorithmes génétiques).

Ainsi, on peut observer que les variations de vitesse des générateurs deviennent suffisamment amorties et le système est clairement stable pour toutes les conditions de fonctionnement étudiées.

IV.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons montré que l'utilisation des algorithmes génétique se basant sur les des fonctions multiobjectif s'appuyant sur les valeurs propres permettant d'obtenir non

seulement une optimisation sur les paramètres du PSS mais aussi une meilleur localisation et un nombre optimum de ces PSS sans passer par la méthode classique utilisant les facteurs de participation qui fait intervenir l'analyse de la cohérence des groupes du réseau électrique étudié. L'analyse des résultats trouvés, dans le cas du choix des nombres optimum des PSS, nous a permis de dire que la stabilité est assuré ainsi que les oscillations électromécaniques sont réduites au maximum, mais l'augmentation des nombres des PSS utilisés est laissé à l'initiative des exploitants.

CHAPITRE V

Amélioration des performances des PSS en utilisant les AGs à contraintes dynamiques

V.1 Introduction

Lors du traitement des problèmes d'optimisation ayant des nombreux paramètres à optimiser, tel l'optimisation des paramètres des PSS, il est très difficile de déterminer aux paramètres, de mêmes types, des espaces de recherche différents. Ainsi, ces espaces de recherche sont généralement estimés par l'expérience en proposant des valeurs identiques pour les contraintes de tous les paramètres de même type (constantes de temps, gains, ...). L'espace de recherche reste fixe tout au long du processus d'optimisation. Ainsi, il est très possible que la valeur de ce(s) paramètre(s) atteigne une des limites de l'espace de recherche. Cette valeur peut être atteinte après certain nombre de génération ou même dès le début de l'optimisation. Par conséquent, l'évolution de la fonction objectif peut se décélérer, voire se stabiliser, bien avant d'atteindre une solution optimale.

Dans ce chapitre, on va proposer une solution pour améliorer la convergence de l'algorithme et la qualité de la solution optimale recherchée.

V.2 Nouvelle approche proposée

La forme générale d'un problème d'optimisation (maximisation) est :

$$\begin{aligned} \max(F(X)) & : \mathfrak{R}^n \rightarrow \mathfrak{R}^k \\ X \in S \end{aligned} \quad (5.1)$$

- ✓ $X = \{x_1, x_2, \dots, x_n\} \in \mathfrak{R}^n$: vecteur des paramètres à optimiser de dimension n.
- ✓ $F = \{f_1, f_2, \dots, f_n\} \in \mathfrak{R}^k$: fonction objectif de dimension n. Pour $k = 1$, le problème est dit monoobjectif, autrement il est multiobjectif.
- ✓ $S \subseteq \mathfrak{R}^n$: espace de recherche du problème a des contraintes aux limites. Les points de l'espace de recherche doivent correspondre à des solutions réalisables. Les contraintes définissant les limites de l'espace de recherche S peuvent être données par des valeurs minimales $x_{i,min}$ et maximales $x_{i,max}$ associées à chaque paramètre à optimiser :

$$\checkmark \quad x_{i,min} \leq x_i \leq x_{i,max} \quad : \quad i = \{1, 2, \dots, n\} \quad (5.2)$$

Dans notre étude, x_i représentent les paramètres suivants : $K_{PSS,i}$, $T_{1,i}$ et $T_{3,i}$; $i = \{1, 2, \dots, N_{PSS}\}$.

L'espace de recherche du problème définissant un ensemble des solutions potentielles peut ainsi contenir la solution optimale globale et/ou d'autres solutions locales. Il est alors très

important de bien déterminer cet espace de recherche, autrement dit il faut bien choisir les contraintes de l'espace de recherche.

Dans la plupart des problèmes d'optimisation, il n'y a pas de critères rigoureux pour déterminer précisément les contraintes de l'espace de recherche. Dans la pratique, le choix de ces contraintes reste arbitraire.

Lors de l'optimisation de problèmes à grand nombre de paramètres tel les PSS, il est souvent très difficile de déterminer pour des paramètres de mêmes types (constantes de temps, gains, ...) des espaces de recherche différents. Ainsi, ces espaces de recherche sont généralement fixés par l'expérience et ont souvent des valeurs identiques. Ces espaces restent enfin fixes tout au long du processus d'optimisation. Ainsi, la valeur d'un paramètre peut atteindre une des limites de l'espace de recherche associé. Le fait d'atteindre cette limite peut arriver après un certain nombre de générations ou même dès le début de l'optimisation. Par conséquent, l'évolution de la fonction objectif peut se décélérer, voire se stabiliser, bien avant de converger vers la solution optimale.

Une solution peut être proposée pour améliorer la convergence de l'algorithme et la qualité de la solution optimale recherchée. Cette solution est basée sur la libération des contraintes de l'espace de recherche au cours de l'application de l'AG qui permet de leur donner des valeurs différentes selon les besoins du processus d'optimisation. Nous permettons ainsi à l'AG de diversifier sa population par de nouvelles valeurs qui n'étaient pas accessibles pour un espace de recherche fixe. Nous réalisons donc un espace de recherche dynamique qui s'adapte à la recherche de l'optimum global.

La figure V.2 donne l'organigramme de l'approche proposée. Nous initialisons l'AG avec un espace de recherche fixe. Lorsque l'évolution de la fonction objectif ne s'améliore plus de façon significative, nous utilisons alors des contraintes dynamiques sur l'espace de recherche.

Une marge de tolérance (ϵ_m , ϵ_n) est fixée pour chacune des deux extrémités de l'espace de recherche. Lorsque la valeur d'un paramètre atteint cette marge pendant un certain nombre de générations successives (N_g), les limites associées à l'espace de recherche de ce paramètre vont être modifiées par des valeurs prédéterminées (Δ_m , Δ_n). L'espace de recherche du paramètre se déplacera en gardant toujours sa taille initiale. Ce processus peut se répéter plusieurs fois au cours de l'optimisation. Enfin, pour que les valeurs attribuées aux paramètres soient des solutions réalisables (valeurs positives dans notre cas), il faut limiter la diminution des valeurs minimales de l'espace de recherche à une valeur faible ($\epsilon_p > 0$).

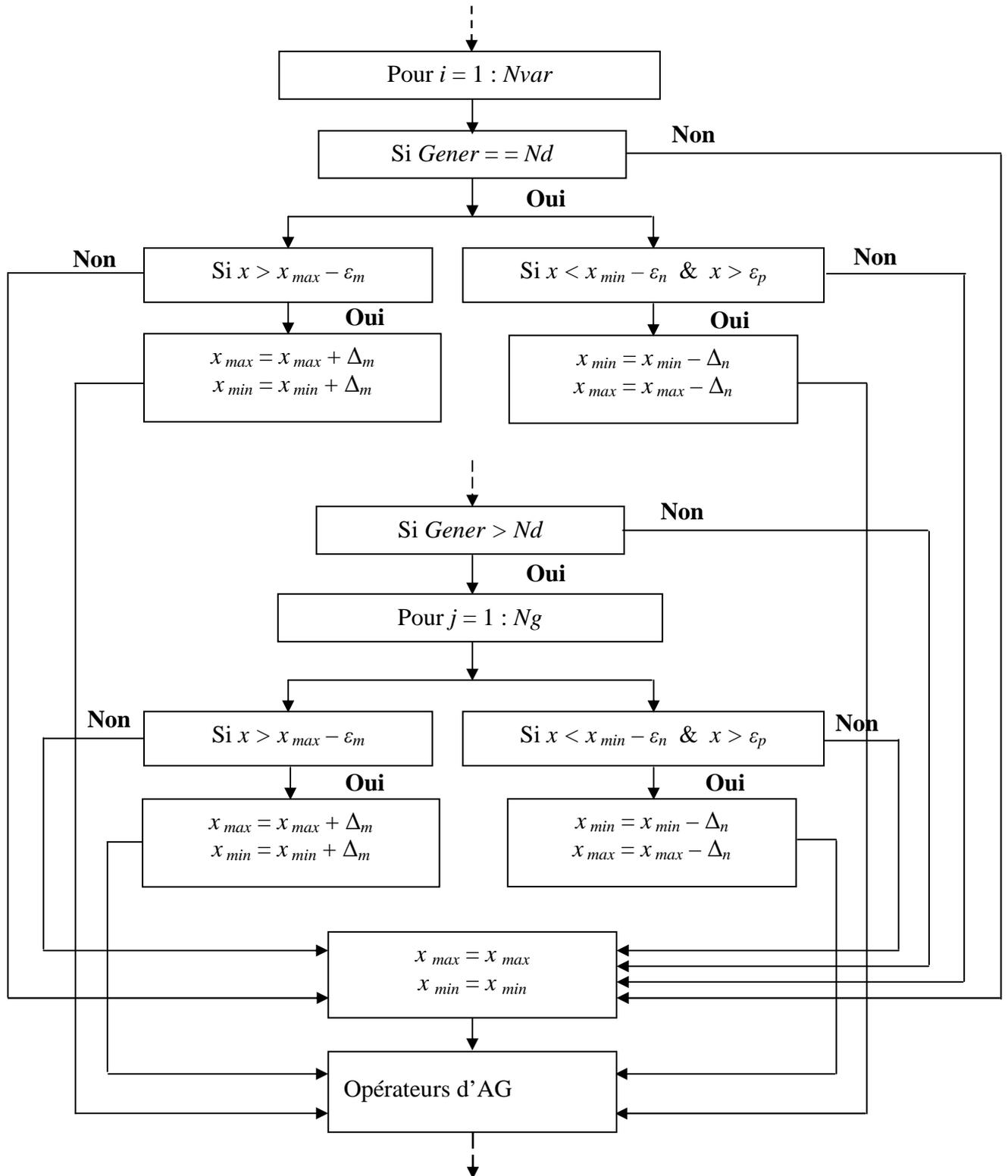


Figure V.1 Organigramme de l’approche proposée utilisant les AGs à contraintes dynamiques.

V.3 Formulation de la fonction multiobjectif

L'objectif de ce travail est de trouver les valeurs optimales des paramètres des PSS qui assurent un amortissement satisfaisant aux oscillations rotoriques et garantissent la stabilité globale du système pour différents points de fonctionnement. Le problème est formulé en tant que problème d'optimisation multiobjectif et il est résolu à l'aide d'un programme d'AG. La fonction multiobjectif utilisée est formulée pour optimiser un ensemble de deux fonctions objectif basées sur l'analyse des valeurs propres du système (partie réelle de la valeur propre σ_i et facteur d'amortissement ζ_i). La performance de l'optimisation doit répondre aux critères de stabilité suivants :

Toutes les valeurs propres du système définies par $\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i$ doivent se trouver du côté gauche du plan complexe et leurs parties réelles σ_i doivent être inférieures à une valeur acceptable (dans notre cas -1).

Les facteurs d'amortissement des modes oscillatoires électromécaniques ζ_i doivent être supérieurs à une valeur acceptable (dans notre cas 10%).

Ainsi, toutes les valeurs propres doivent être placées dans la zone D de stabilité (figure V.3). Pour ce faire, il faut donc maximiser la marge de stabilité en augmentant les facteurs d'amortissement tout en minimisant les parties réelles des valeurs propres complexes conjuguées du système. Pour celles qui ne se trouvent pas dans cette zone, elles sont considérées comme des contraintes pour la stabilité globale du système [ABD03].

Enfin, la fonction multiobjectif (composée de deux fonctions objectif) peut être formulée comme suit :

$$F = -\max(\sigma_i) + \min(\zeta_i) \quad (5.3)$$

Dans notre cas, nous n'avons privilégié aucune fonction objectif sur une autre : le coefficient de pondération est donc égal à 1 pour chacune de ces fonctions.

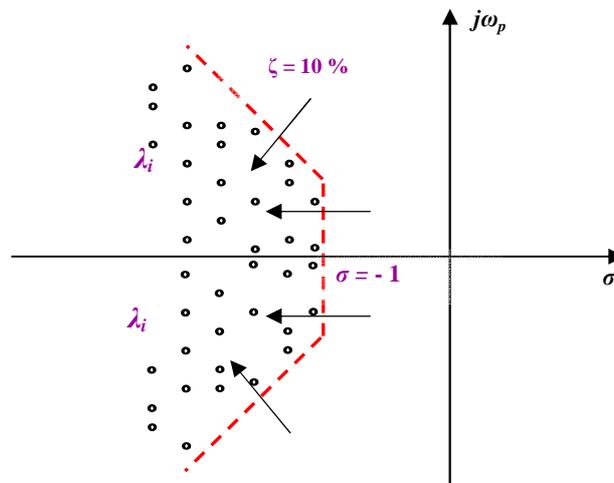


Figure V.2 Zone D de stabilité.

V.4 Résultats de simulation

Les applications ont été faites sur un réseau multimachine (le réseau New England/ New York, (Figure A.1) comportant 16 générateurs et 68 nœuds [ROG00]. Deux exemples pour deux points de fonctionnement différents sont présentés. Dans chacun d'eux, l'optimisation des PSS est faite par l'AG avec des espaces de recherche fixes et dynamiques. Pour vérifier la performance de l'approche proposée, nous allons analyser la répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe.

V.4.1 Première application

V.4.1.1 Analyse du système sans PSS

La répartition des modes électromécaniques dominants du système sans l'utilisation des PSS, pour le point de fonctionnement étudié, est donnée à la figure V.3. Sur laquelle, nous pouvons remarquer que plusieurs modes sont instables, les autres sont mal amortis. Pour améliorer l'amortissement du système, des stabilisateurs PSS peuvent être ajoutés aux générateurs.

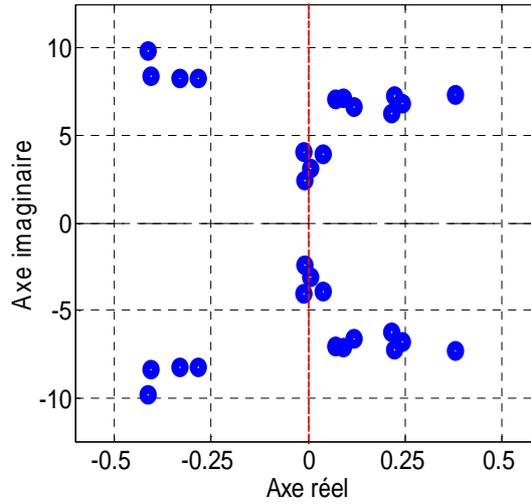


Figure V.3 Valeurs propres du système sans *PSS*.

La première étape conventionnelle, lors de l'installation des *PSS*, est de leur déterminer une meilleure localisation. La méthode qui utilise les facteurs de participation est intensivement employée : elle permet de déterminer les générateurs participant à chaque mode critique. Les générateurs présentant les valeurs de participation les plus élevées sont ceux qui nécessitent d'être équipés en priorité de *PSS*. L'application de cette méthode montre que 14 générateurs participent principalement aux modes dominants du système [ALK08].

V.4.1.2 Optimisation par contraintes fixes

Les paramètres des 14 *PSS*, localisés par la méthode des facteurs de participation, ont été optimisés en utilisant un *AG* ordinaire. Les espaces de recherche proposés pour ces paramètres disposent de contraintes fixes tout au long du processus d'optimisation. Les espaces de recherche des 42 paramètres à optimiser du problème (trois paramètres par *PSS* ($K_{PSS,i}$, $T_{1,i}$, $T_{3,i}$)) sont soumis aux contraintes suivantes :

$$\begin{aligned}
 0,1 &\leq K_{PSS,i} \leq 40 \\
 0,001 &\leq T_{1,i} \leq 0,1 \\
 0,001 &\leq T_{3,i} \leq 0,1 \\
 i &= 1, 2, \dots, N_{PSS} : N_{PSS} = 14
 \end{aligned} \tag{5.4}$$

Les paramètres de réglage choisis pour l'*AG* sont donnés en annexe au tableau B.1.

L'évolution de la fonction multiobjectif en fonction du nombre de générations est donnée à la figure V.4. Nous remarquons que la valeur de la fonction multiobjectif atteinte pour la génération maximale prédéterminée de 250 est de 1,097.

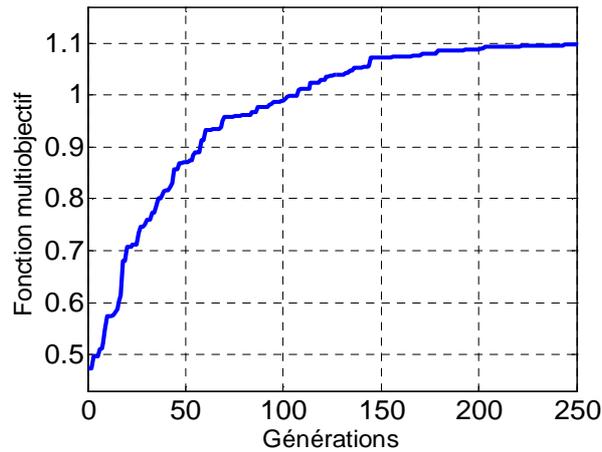


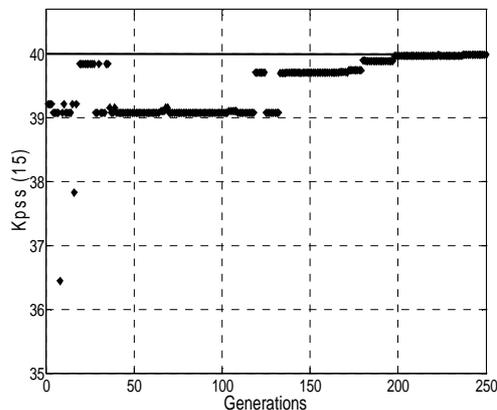
Figure V.4 Evolution de la fonction multiobjectif.

Les valeurs des paramètres fixés et optimisés des *PSS* sont données respectivement en annexe aux tableaux B.4 et B.5.

La figure V.5 montre la variation, pour chaque génération de l'AG, des valeurs des trois paramètres choisis ($K_{PSS}(15)$, T_1 (12), T_3 (16)) des *PSS* connectés aux générateurs 13, 14 et 9.

Sur cette figure, nous pouvons remarquer les points suivants :

- ✓ le gain du 15^{ème} *PSS* converge, à partir de la 180^{ème} génération, vers une valeur très proche de la limite maximale de l'espace de recherche associé.
- ✓ la constante de temps T_1 du 12^{ème} *PSS* converge, à partir de la 100^{ème} génération, vers une valeur très proche de la limite minimale de l'espace de recherche associé.
- ✓ la constante de temps T_3 du 16^{ème} *PSS* atteint dès la 40^{ème} génération une valeur très proche de la limite maximale de l'espace de recherche associé. Au-delà de la 200^{ème} génération, elle atteint une autre valeur située loin des limites de l'espace de recherche.



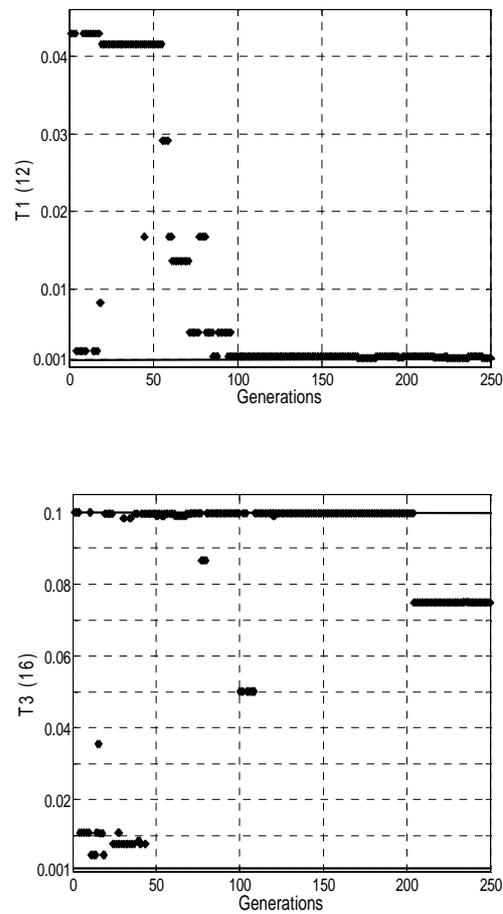


Figure V.5 Variation des valeurs des trois paramètres (K_{PSS} (15), T_I (12), T_3 (16)).

La répartition des modes électromécaniques du système dans le plan complexe est donnée à la figure V.6. Cette figure montre que tous les modes électromécaniques, sauf deux d'entre eux, sont déplacés dans la zone D de stabilité du plan complexe ; le facteur d'amortissement minimum est $\zeta_{\min} = 15,04\%$ et la partie réelle maximale des valeurs propres est $\sigma_{\max} = -0,947$.

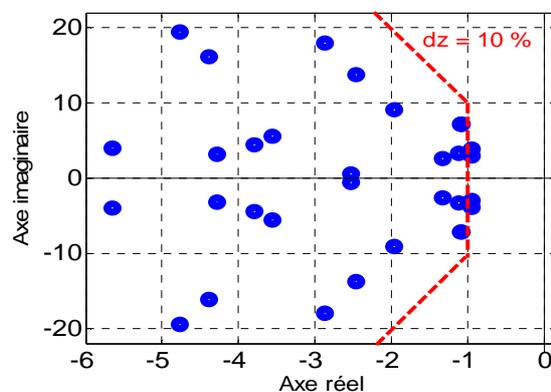


Figure V.6 Valeurs propres du système.

V.4.1.3 Optimisation par contraintes dynamiques

Nous appliquons maintenant l'approche proposée pour optimiser les paramètres des 14 PSS pour des espaces de recherche modifiables tout au long du processus d'optimisation.

Les contraintes initiales des espaces de recherche sont les mêmes que les paramètres choisis pour l'AG sont aussi les mêmes que le cas précédent (tableau B.1, annexe).

Sur la figure V.4, nous remarquons que l'évolution de la fonction multiobjectif s'arrête généralement de s'améliorer d'une façon significative à partir de la 75^{ème} génération. Les contraintes dynamiques sont appliquées à partir de cette génération.

L'évolution de la fonction multiobjectif en fonction du nombre de générations est donnée à la figure V.7. Sur cette figure, nous constatons que la fonction multiobjectif atteint une valeur égale à la valeur finale du cas précédent, soit 1,097 pour la génération 120. Ensuite, elle atteint la valeur de 1,234 pour la génération maximale prédéterminée de 250. Ainsi, par rapport au cas précédent, la convergence est assurée en moins de 130 générations. Au bout de 250 générations, nous obtenons un gain de 12,4 %.

Les valeurs des paramètres fixés et les valeurs optimales des paramètres des PSS sont données en annexe aux tableaux B.2 et B.3.

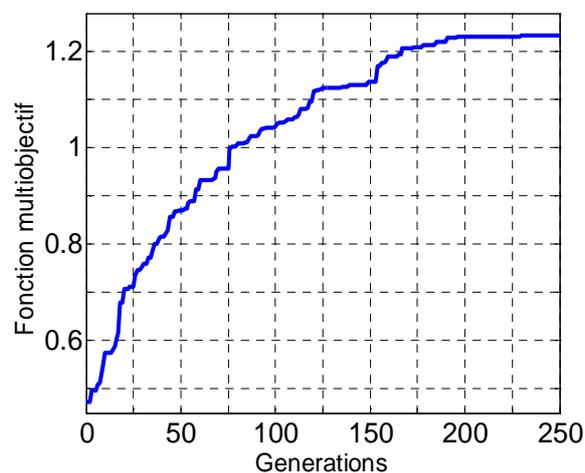
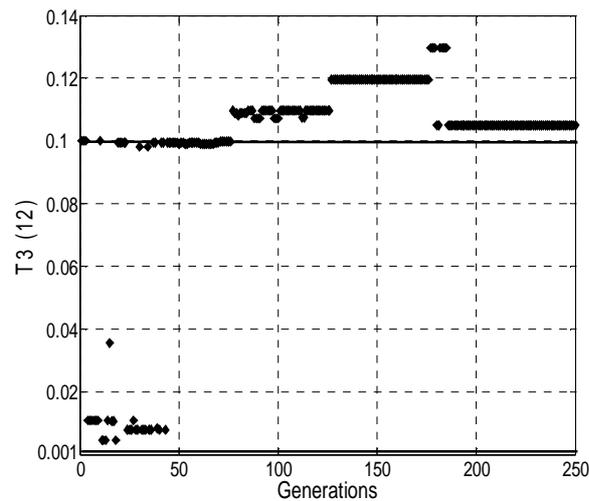
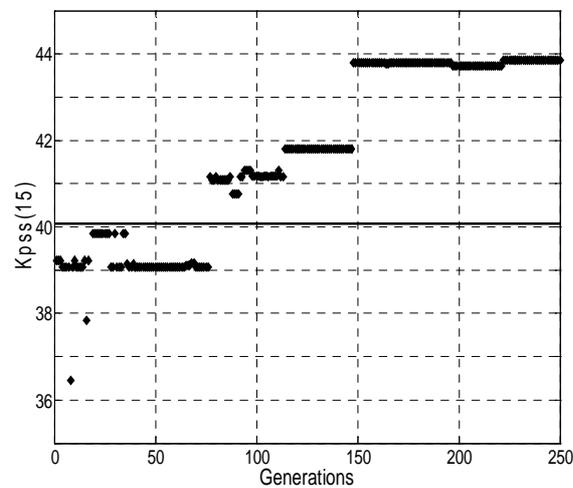


Figure V.7 Evolution de la fonction multiobjectif.

Pour montrer l'évolution des valeurs des paramètres des PSS lors de l'optimisation, nous donnons à la figure V.8 la variation des trois paramètres les plus représentatifs (K_{PSS} (15), T_3 (12), T_3 (16)) pour chaque génération d'AG.

Sur cette figure, nous pouvons remarquer les points suivants :

- le gain du 15^{ème} PSS prend, à partir de la 75^{ème} génération, de nouvelles valeurs plus élevées que la limite maximale initiale. La valeur finale atteinte est de 43,85.
- la constante de temps T_3 du 12^{ème} PSS dépasse aussi sa limite maximale initiale. Sa valeur optimale est de 0,123.
- la constante de temps T_3 du 16^{ème} PSS atteint, à partir de la 120^{ème} génération, une valeur très proche de sa limite minimale initiale. Ensuite elle prend des valeurs inférieures à cette limite. Elle atteint au bout de l'optimisation la valeur 0,0003.



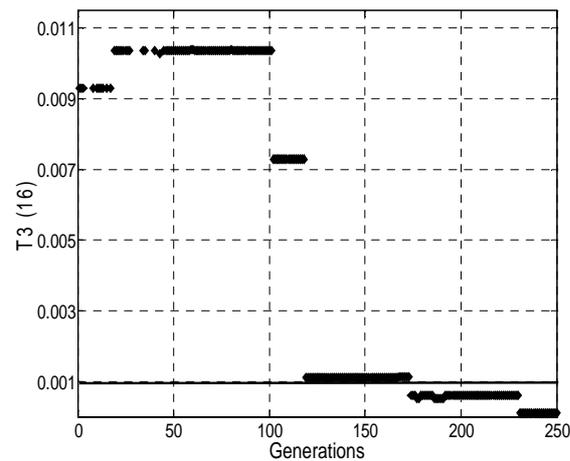


Figure V.8 Variation des valeurs des trois paramètres ($K_{PSS}(15)$, $T_3(12)$, $T_3(16)$).

Un indice intéressant, défini par la relation suivante [WOO06], permet de comparer les deux résultats. Il s'agit du rendement η de la valeur optimale de la fonction multiobjectif ($F_{obj_{max}}$) pour la génération courante itr :

$$\eta = \frac{(F_{obj_{max}})_{itr}}{itr} \cdot 100\% \quad (5.5)$$

Nous pouvons ainsi tracer l'évolution de ce rendement pour les deux résultats (optimisation par contraintes fixes et dynamiques), (figure V.9).

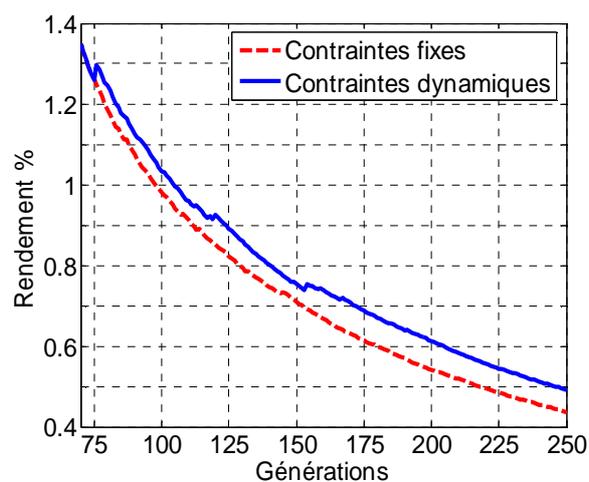


Figure V.9 Evolution du rendement de la fonction multiobjectif.

L'analyse de cette figure montre qu'au-delà de la 150^{ème} génération, le rendement est quasi-linéaire. Un gain de 25 générations est constaté pour une valeur fixée du rendement.

Pour évaluer la performance du réglage des *PSS* sur le système étudié, nous montrons par la figure V.10 la répartition des modes électromécaniques du système dans le plan complexe. Tous les modes électromécaniques sont bien déplacés dans la zone *D* de stabilité ; cela traduit l'amélioration réalisée sur l'optimisation de la fonction multiobjectif. Le facteur d'amortissement minimum est $\zeta_{\min} = 14,82\%$ et la partie réelle maximale des valeurs propres est $\sigma_{\max} = -1,085$.

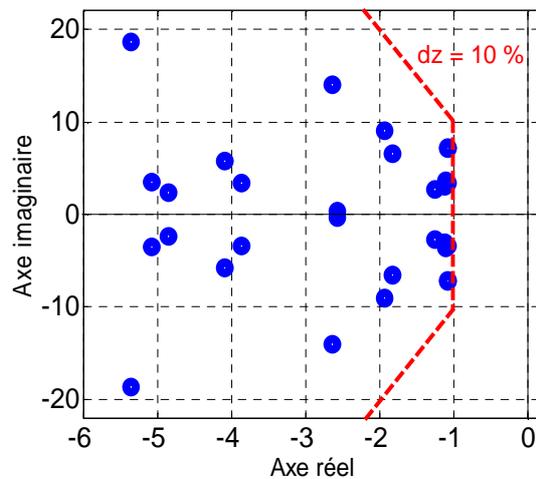


Figure V.10 Valeurs propres du système.

Dans la littérature, de nombreuses recherches sur l'optimisation des paramètres des *PSS* du réseau New England/New York ont été effectuées. *K. Hongesombut*, par exemple, a publié plusieurs articles [HON01][HON02][HON04][HON05] concernant ce problème. Dans la référence [HON05] les auteurs présentent une méthode d'optimisation des *PSS* utilisant un programme du micro algorithme génétique parallèle (*MAGP*).

Le *MAGP* se base sur l'utilisation de multiples sous-populations qui sert à enrichir la diversité de la population et qui permet d'éviter le piège des optima locaux. Avec cette méthode, la stabilité globale du système est assurée avec un facteur d'amortissement minimum $\zeta_{\min} = 15\%$ et une partie réelle maximale des valeurs propres $\sigma_{\max} = -1$. Ces résultats sont bien en accord avec ceux que nous avons obtenus, mais avec un *PSS* de moins dans notre étude (14 au lieu de 15 *PSS*).

L'approche à contraintes dynamiques qui a été développée précédemment a élargi l'espace de recherche initial. En prenant maintenant un espace de recherche initial aussi étendu que celui

obtenu par l'approche à contraintes dynamiques, nous vérifions son évolution par l'AG à contraintes fixes. Nous appliquons ainsi les contraintes fixes suivantes :

$$\begin{aligned}
 0,1 &\leq K_{PSS,i} \leq 45 \\
 0,0005 &\leq T_{1,i} \leq 0,13 \\
 0,0005 &\leq T_{3,i} \leq 0,13 \\
 i=1,2,\dots,N_{PSS} &: N_{PSS}=14
 \end{aligned} \tag{5.7}$$

L'évolution de la fonction multiobjectif en fonction du nombre de générations, donnée à la figure V.11, montre que la valeur atteinte au bout de l'optimisation est égale seulement à 0,984. Par conséquent, nous trouvons que ce résultat est inférieur à celui obtenu par l'optimisation à contraintes dynamiques. En effet, le fait d'élargir l'espace de recherche de tous les paramètres du problème restreint la recherche du point optimal : plus l'espace de recherche est large, plus la possibilité d'être piégé par les optima locaux est grande.

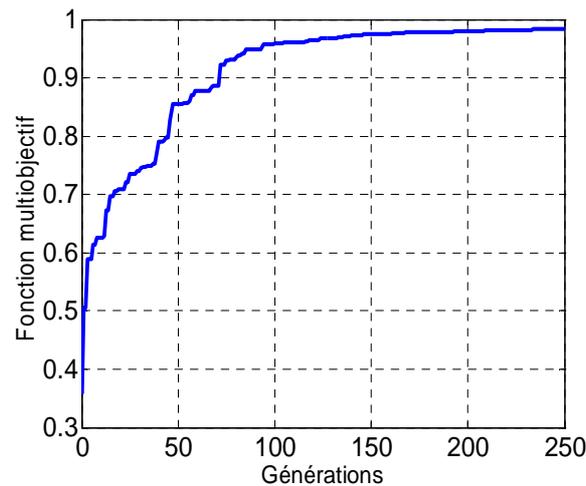


Figure V.11 Evolution de la fonction multiobjectif.

Nous résumons dans le tableau 1 l'ensemble des trois résultats de l'AG obtenus par :

- l'espace de recherche initial à contraintes fixes (ERICF),
- l'espace de recherche à contraintes dynamiques (ERCD),
- l'espace de recherche élargi à contraintes fixes (ERECF).

	ERICF	ERCD	ERECF
Valeur finale de la fonction multiobjectif	1,097	1,234	0,984
Valeur finale relative % (par rapport à l'ERICF)	—	12,4 %	– 10,3 %
Nombre de générations d'AG pour la convergence à la valeur finale de l'ERICF	250	120	0,984 pour 250

Tableau V.1 Résultats de la première application.

V.4.2 Deuxième application

Nous allons maintenant valider notre approche pour un point de fonctionnement différent [ROG00].

V.4.2.1 Optimisation par contraintes fixes

Les espaces de recherche des 14 PSS à optimiser (trois paramètres par PSS ($K_{PSS,i}$, $T_{1,i}$, $T_{3,i}$)) sont soumis aux contraintes suivantes :

$$\begin{aligned}
 1 &\leq K_{PSS,i} \leq 40 \\
 0,01 &\leq T_{1,i} \leq 1 \\
 0,01 &\leq T_{3,i} \leq 1 \\
 i &= 1, 2, \dots, N_{PSS} : N_{PSS} = 14
 \end{aligned} \tag{5.6}$$

Les paramètres de réglage choisis pour l'AG sont donnés en annexe au tableau B.1.

Comme dans la première application, les résultats sur la figure V.12 montrent que la valeur finale atteinte est de 1,153. Par contre la convergence de l'AG est observée à la 300^{ème} génération [ALK08].

Les valeurs des paramètres fixés des PSS et les valeurs de leurs paramètres optimisés sont données en annexe aux tableaux B.2 et B.4.

La répartition des modes électromécaniques du système dans le plan complexe est donnée à la figure V.13. Le facteur d'amortissement minimum et la partie réelle maximale des valeurs propres sont respectivement $\zeta_{min} = 16,2 \%$, $\sigma_{max} = -0,992$.

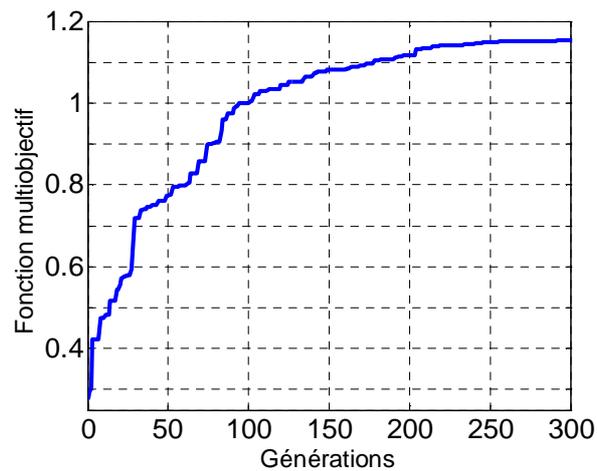


Figure V.12 Evolution de la fonction multiobjectif.

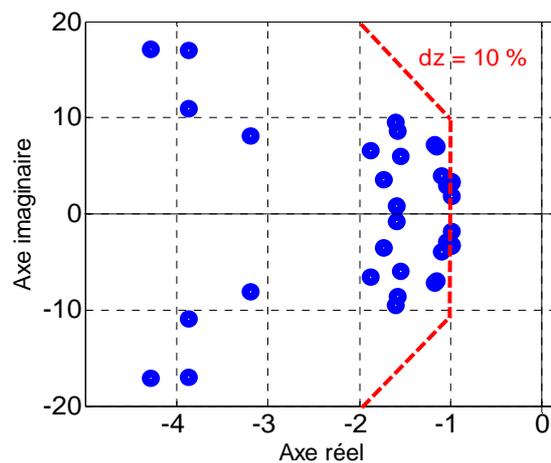


Figure V.13 Valeurs propres du système.

V.4.2.2 Optimisation par contraintes dynamiques

Comme nous l'avons proposé dans notre approche, le processus d'optimisation est initialisé par les contraintes des espaces de recherche fixes. En suivant les mêmes étapes de la première application, nous présentons à la figure V.14 l'évolution de la fonction multiobjectif en fonction du nombre de générations.

Les valeurs des paramètres fixés et les valeurs optimales des paramètres des PSS sont données en annexe aux tableaux B.2 et B.4.

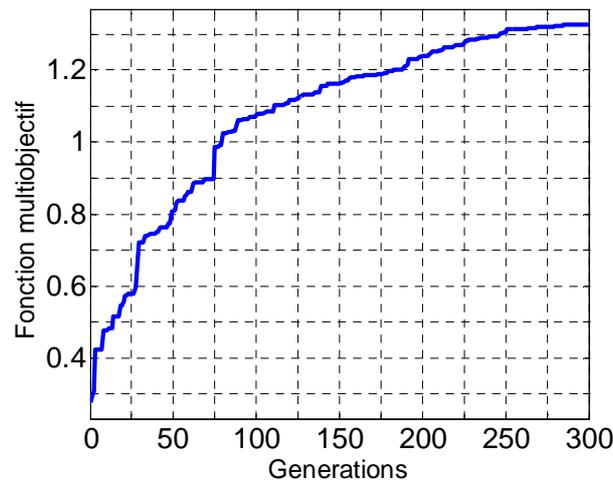


Figure V.14 Evolution de la fonction multiobjectif.

Nous présentons dans le tableau suivant les résultats de l'AG obtenus dans cette application par :

- l'espace de recherche à contraintes fixes (ERCF),
- l'espace de recherche à contraintes dynamiques (ERCD).

	ERCF	ERCD
Valeur finale de la fonction multiobjectif	1,153	1,328
Valeur finale relative % (par rapport à l'ERCF)	—	15,2 %
Nombre de générations d'AG pour la convergence à la valeur finale de l'ERCF	300	140

Tableau V.2 Résultats de la deuxième application.

Comme dans la première application, la figure V.15 montre qu'au-delà de la 175^{ème} génération le rendement est quasi-linéaire. Un gain de 25 générations est constaté pour une valeur fixée du rendement.

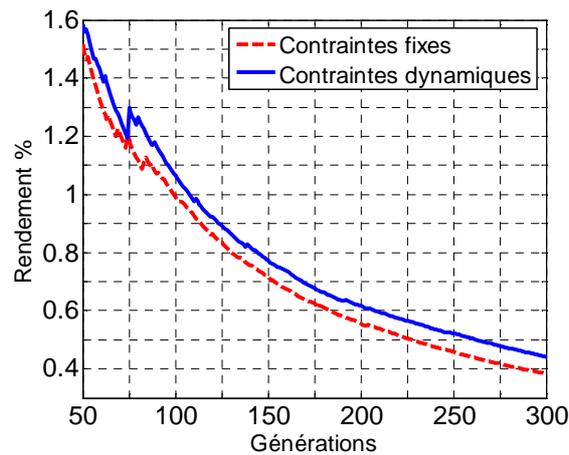


Figure V.15 Evolution du rendement de la fonction multiobjectif.

La répartition des modes électromécaniques du système équipé des 14 PSS optimisés est donnée à la figure V.16.

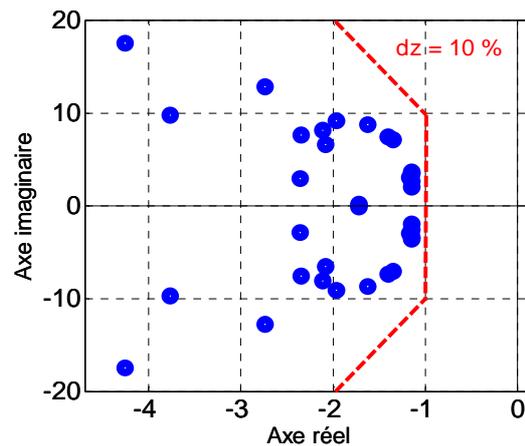


Figure V.16 Valeurs propres du système.

Cette figure montre clairement que tous les modes électromécaniques du système sont bien déplacés dans la zone D de stabilité. Le facteur d'amortissement minimum et la partie réelle maximale des valeurs propres sont respectivement $\zeta_{\min} = 18,33 \%$, $\sigma_{\max} = -1,1446$. Le résultat de cette optimisation garantit la stabilité globale du système et une performance robuste pour un grand nombre de scénarios.

V.6 Conclusion

Dans cette étude, nous avons proposé une approche d'optimisation d'AG à contraintes dynamiques permettant la recherche du point optimal du problème hors des contraintes initiales de l'espace de recherche.

Pour mettre en évidence l'apport de cette approche, nous l'avons appliquée à l'optimisation des PSS. Nous avons également comparé les résultats obtenus avec ceux de l'AG à contraintes fixes et également avec ceux de la littérature.

Par rapport à l'optimisation utilisant l'AG à contraintes fixe, l'analyse des résultats obtenus montre que la nouvelle approche assure :

- ✓ une amélioration de la valeur finale de la fonction multiobjectif (plus de 12 % dans les deux cas étudiés).
- ✓ une accélération sur la convergence (plus de 50 % sur le nombre de générations, dans les deux cas étudiés).

Par conséquent, cette amélioration de la fonction multiobjectif conduit à une meilleure stabilité globale du système. Elle garantit aussi une bonne performance du système pour divers points de fonctionnement et scénarios.

En conclusion, nous pouvons dire qu'il est possible de bien améliorer la convergence de l'AG et la performance de son résultat. Cela améliore en outre la robustesse de l'AG et son découplage vis-à-vis de l'espace de recherche proposé. L'approche de l'AG à contraintes dynamiques ouvre des nouvelles possibilités dans l'utilisation des AG.

CHAPITRE VI

Conception optimisée des PSS par les
méthodes hybrides

VI.1 Introduction

L'hybridation est le résultat d'un croisement entre deux espèces, deux genres ou deux individus d'espèces apparentées et est aussi un croisement d'espèces différentes.

Dans le cas de l'optimisation, l'hybridation peut se faire entre des méthodes déterministes et des méthodes stochastiques et même entre les méthodes stochastiques eux même.

Dans les chapitres précédents , nous avons pu mettre en œuvre le réglage, la coordination et l'optimisation des stabilisateurs de puissance des réseaux électriques par des méthodes métaheuristiques, qui sont des algorithmes stochastiques itératifs, ce qui a donné des résultats satisfaisants soit par les algorithmes génétiques soit par les algorithmes génétiques à contraintes dynamiques. Dans ce chapitre nous allons investiguer l'effet de l'hybridation sur l'amélioration de réglage et la coordination des PSS. Pour ce faire, nous allons appliquer en premier lieu l'hybridation métaheuristique entre une méthode à population et une méthode à parcours. Et ceci pour voir le comportement du système vis à vis d'une optimisation par hybridation intégrative et hybridation par lot. En second lieu, nous allons étudier la réaction du système face à une hybridation entre une méthode métaheuristique et une méthode déterministe. Pour le choix des méthodes, on va garder les algorithmes génétiques comme méthode à population, on utilise la méthode du recuit simulé à parcours pour les métaheuristiques. Pour l'optimisation déterministe on a choisit la méthode du gradient. L'application se fera sur le même réseau *New England* (de 16 machines) avec 14 PSS pour mettre en évidence l'effet de l'hybridation sur l'amélioration de la stabilité dynamique de ce réseau électrique.

VI.2 Hybridation Métaheuristique

Les hybridations métaheuristiques utilisant les modélisations intégrative ou en lots qui nous concernent sont des combinaisons entre des approches d'évolution (méthodes heuristiques à population) et des méthodes de voisinage ou de parcours (méthode à recherche locale). L'idée essentielle de ces types d'hybridation consiste à exploiter pleinement la puissance des deux approches pour obtenir une meilleure optimisation.

VI.2.1 Approche intégrative

L'approche intégrative consiste à intégrer un algorithme qui effectue une recherche locale sur les $K\%$ meilleurs de la population courante de l'algorithme qui assure une recherche globale, puis appliquer le reste des opérateurs sur les $(100-K)\%$ de la population. Le résultat obtenu à l'issue de l'application de cet algorithme représente la solution courante, puis le processus se répète jusqu'à l'obtention des meilleurs résultats et la convergence. Dans notre cas, nous avons

opté sur une hybridation de l'algorithme génétique avec le recuit simulé. L'algorithme proposé effectue une recherche locale en utilisant la méthode de recuit simulé sur les $K\%$ meilleurs membres de la population de l'algorithme génétique. Par contre, les autres opérateurs de l'algorithme génétique sont appliqués sur les $100-K\%$ restant de la population ce qui est illustré par l'organigramme de la Figure VI.1.

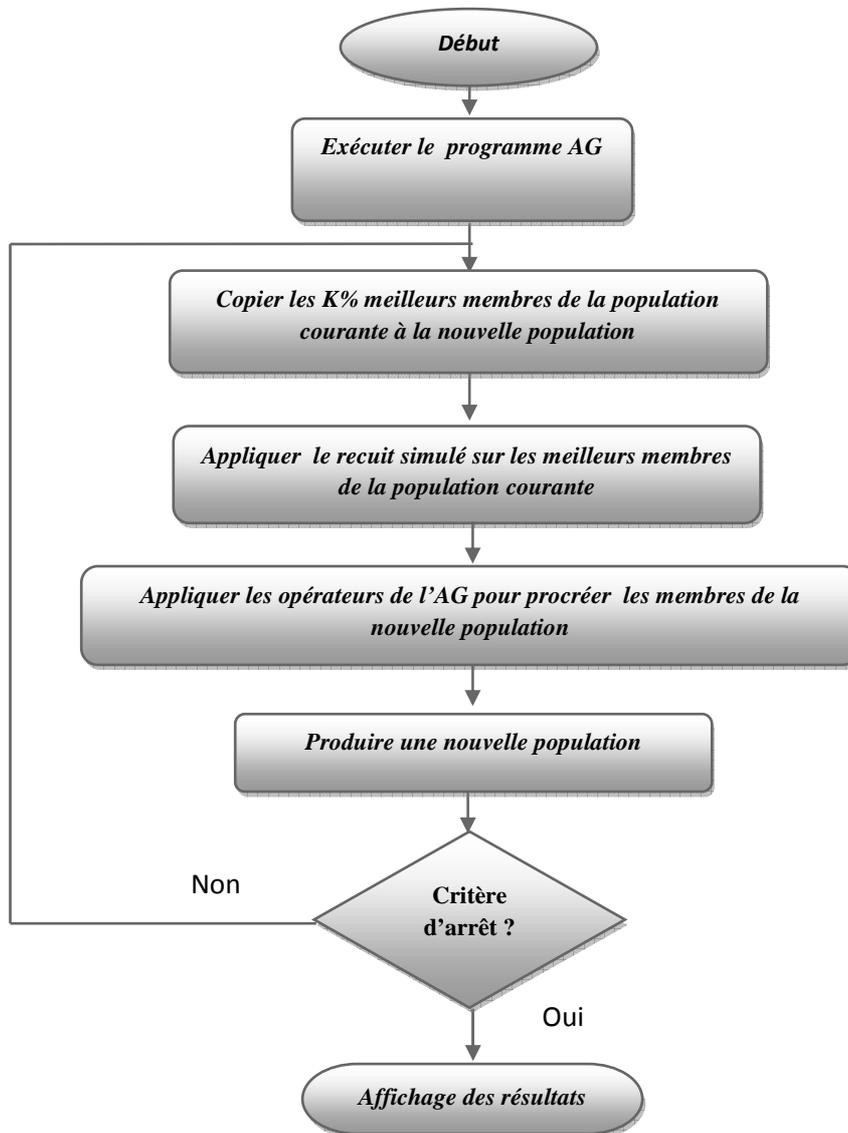


Figure VI.1 Organigramme de l'optimisation intégrative AG/RS

Pour illustrer les performances de cette méthode hybride, nous avons pris comme exemple d'application un défaut triphasé symétrique dans la ligne 28#29 à partir de la 1^{ère} seconde selon les séquences dressées dans le tableau VI.1 :

Type d'action	N° du bus	Résistance R_f	Réactance X_f	Temps d'app. du défaut	Temps d'élim. du défaut
1	29	0	1e-7	1	1.09
Type d'action	N° du 1 ^{ère} bus	N° du 2 ^{ème} bus	index de la ligne	Temps d'ouver.	Temps de referm.
2	29	28	0	1.09	1.1
Type d'action	/	/	/	/	Durée simulation
0	0	0	0	0	10

Tableau VI.1 Paramètres de simulation

- ✓ Action = 0 : Indique la fin de la simulation (obligatoire)
- ✓ Action = 1 : Application d'un défaut triphasé
- ✓ Action = 2 : Ouverture de la ligne

Les paramètres de l'AG et l'espace de recherche des paramètres à optimiser pour les cas étudiés sont donnés par les tableaux VI.2 et VI.3 :

Paramètres GA	Valeurs
Taille de la Population	300
Nombre de variables / PSS	3
Probabilité de croisement P_c	0.9
Probabilité de Mutation P_m	0.05
Nombre de générations	300
Type de Codage	Binaire

Tableau V.2 Paramètres de l'algorithme génétique

Pour la recherche locale, on choisit la valeur de $K = 10\%$ pour les meilleurs de la population courante de l'algorithme qui assure une recherche globale, puis appliquer le reste des opérateurs sur les (90)% de la population.

Paramètres	Contraintes
Gain K_i	$1 \leq K_i \leq 40$
Constante de temps T_{li}	$0.01 \leq T_{li} \leq 1$
Constante de temps T_{3i}	$0.01 \leq T_{3i} \leq 1$

Tableau V.3 Espace de recherche de l'algorithme génétique

Les paramètres de réglage de la méthode de recuit simulé utilisé dans notre cas comme méthode de recherche locale sont donnés dans le tableau VI.4 suivant

Paramètres	Valeurs
CoolSched	@(T) (0.3*T)
InitTemp	10
MaxConsRej	10
MaxSuccess	15
StopTemp	$1e^{-9}$

Tableau V.4 Paramètres de la méthode de recuit simulé

- ✓ CoolSched: Génère une nouvelle température de la précédente,
- ✓ InitTemp : Température initiale,
- ✓ MaxConsRej: Le nombre maximum de rejets consécutifs,
- ✓ MaxSuccess: Le nombre maximum de succès d'une température,
- ✓ StopTemp: Température à laquelle il faut s'arrêter.

L'évolution de la fonction objectif en fonction du nombre de générations est donnée à la figure VI.2. Nous remarquons que celle-ci atteint une valeur maximale de 1,328 au bout de 300 générations. L'évolution des deux composantes (ζ et σ) de la fonction objectif atteint leurs valeurs optimales de 0.0437 et 0.4997 respectivement.

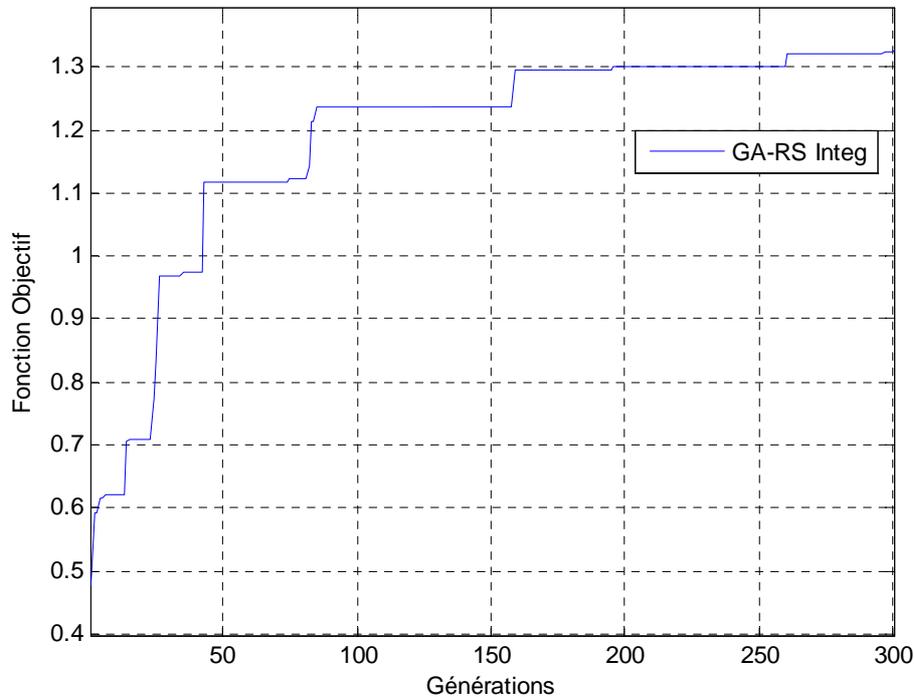


Figure VI.2 Evolution de la fonction objectif

L'application de l'hybridation intégrative pour l'optimisation des paramètres des PSS a donné des résultats meilleurs que ceux de l'algorithme génétique avec une amélioration de la fonction objectif de 1,328 soit 29.7 % (voir figure VI.2)

En effet, une analyse des valeurs propres des modes électromécaniques dans le plan complexe, montre que la majorité de ces valeurs se décalent à gauche dans la zone de stabilité dans le cas de l'approche hybride par rapport à l'algorithme génétique qui était de $\zeta_{min} = 0.1028$ du facteur d'amortissement minimum soit une progression de $\zeta_{min} = 5.91\%$ et de la partie réelle maximale des valeurs propres $\sigma_{max} = -0.4035$ soit une amélioration de $\sigma_{max} = -0.1399$.

Nous pouvons remarquer d'après la figure VI.3, que les valeurs obtenues restent néanmoins proches de la limite de zone de stabilité mais avec une bonne marge de manœuvre, ce qui permet de conserver en outre une excellente marge de stabilité absolue.

Une comparaison des résultats obtenus par l'AG et l'approche hybride montre que ceux obtenus par l'hybridation intégrative sont nettement meilleurs.

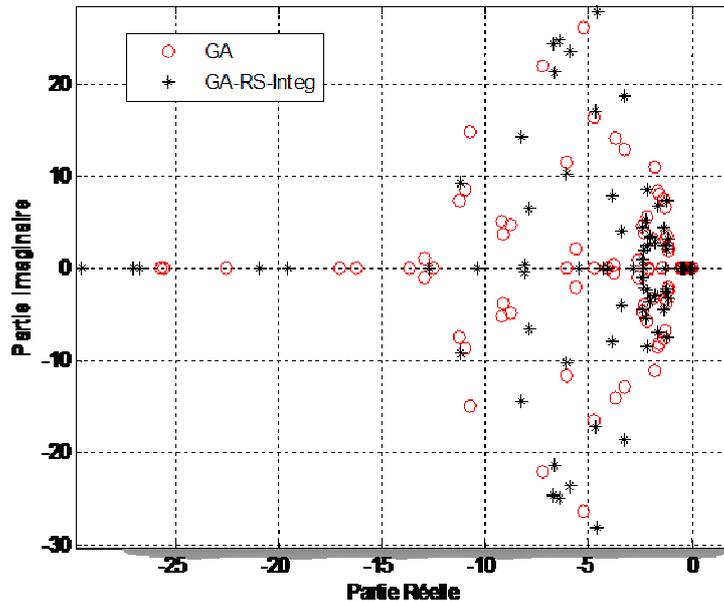


Figure VI.3 Répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe

En conclusion, la combinaison de ces deux méthodes métaheuristique, certes bénéfique, mais n'est pas simple à mettre en œuvre par rapport à un AG, d'autant plus que la performance de ce type d'hybridation dépend fortement des paramètres de réglage initial des opérateurs génétiques et ceux du recuit simulé à la fois. En outre, l'hybridation intégrative risque souvent d'être piégée dans des optima qui ne sont pas globaux. Il faut signaler aussi que ce type d'hybridation présente un inconvénient majeur en ce qui concerne le temps d'exécution qui est très grand et fonction des paramètres de réglage de l'AG et RS.

VI.2.2 Approche par lot

Les hybridations métaheuristiques utilisant la modélisation en lots qui nous concernent sont des combinaisons entre des approches d'évolution (méthodes heuristiques à population) et des méthodes de voisinage ou de parcours (méthode à recherche locale). L'idée essentielle de ce type d'hybridation consiste à exploiter pleinement la puissance de recherche des méthodes de voisinage et de recombinaison des algorithmes évolutifs sur une population de solutions. Lorsqu'on utilise une métaheuristique (peut être une recherche locale ou globale) qui génère une population de solutions, la meilleure solution générée et sélectionnée, selon un critère défini, est ensuite utilisée comme solution initiale pour la deuxième métaheuristique (peut être une

recherche locale ou globale) figure VI.4. Les résultats obtenus à l'issue de l'application des ces deux techniques représente les meilleures solutions de tout le problème.

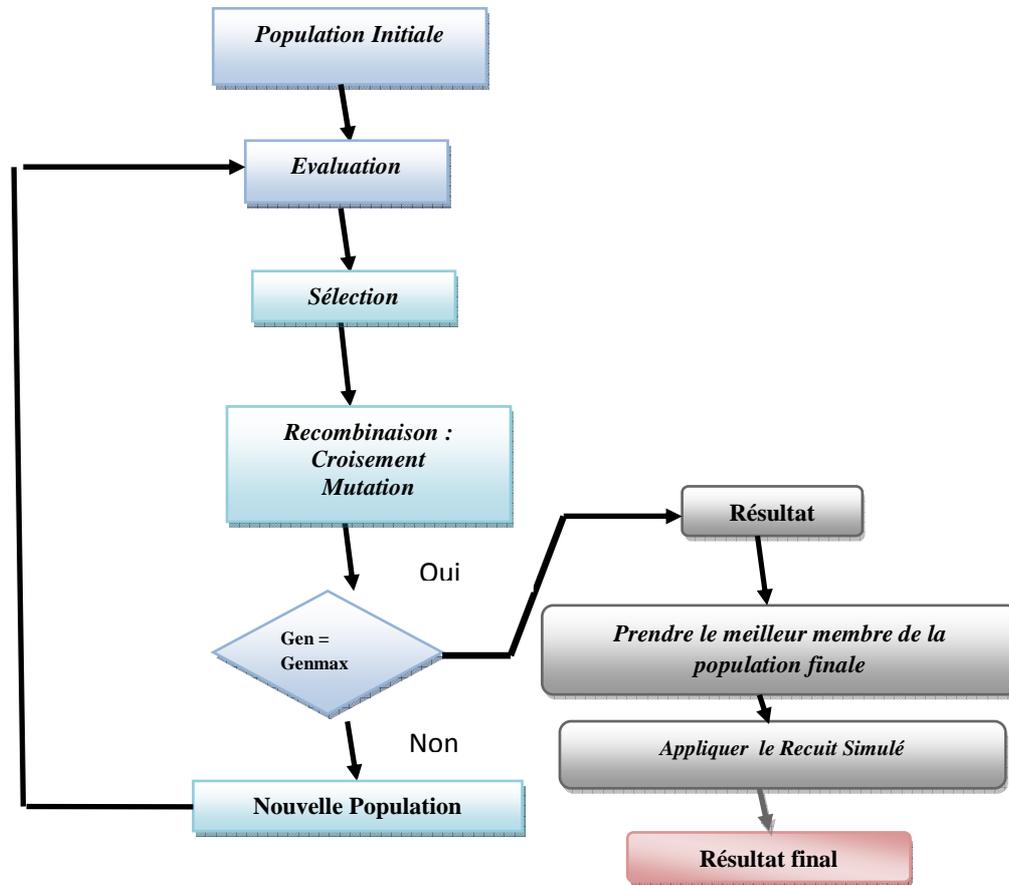


Figure VI.4 Organigramme de l'optimisation par lot AG/RS

Pour illustrer les performances de cette méthode, nous avons optimisé les paramètres des PSS du système étudié. Nous avons utilisé les mêmes paramètres de l'AG, c'est l'espace de recherche des paramètres à optimiser ainsi que les paramètres de la méthode du recuit simulé de la section précédente (approche intégrative).

La figure VI.5 montre l'évolution de la fonction objectif en fonction du nombre de générations. Notons qu'elle atteint une valeur de 1,4 au bout de 300 générations. Les deux composantes (ζ_{min} et σ_{max}) de la fonction objectif atteignent la valeur minimale optimale de $\zeta_{min} = 0.0717$ et la valeur maximale optimale de $\sigma_{max} = 0.0717$.

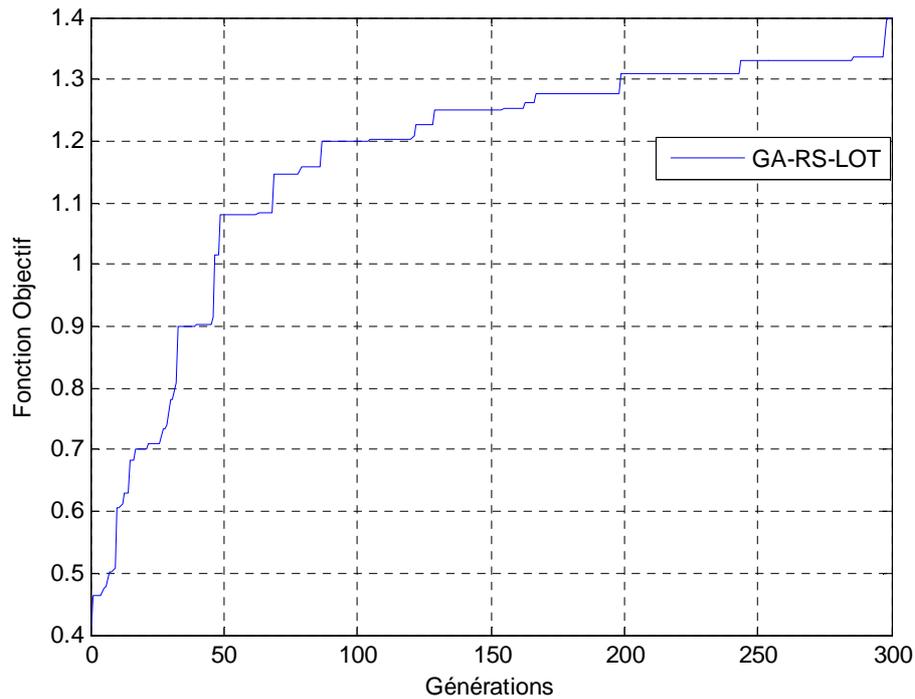


Figure VI.5 Evolution de la fonction objectif dans le cas de l'algorithme hybride (approche par lot)

D'autre part, une comparaison des allures des deux fonctions objectifs (*GA/GA-RS*), montre que l'optimisation par hybridation en lot des paramètres des *PSS* ainsi que leur coordination, a donné une meilleure performance par rapport à l'optimisation par l'*AG*, ceci se matérialise par une augmentation de la fonction objectif de 36.9 %.

De plus, dans le plan complexe, l'analyse des valeurs propres des modes électromécaniques, montre que celles-ci se trouvent décalées à gauche dans de la zone de stabilité avec une amélioration par rapport à l'algorithme génétique du facteur d'amortissement minimum $\zeta_{min} = 3.11 \%$ et aussi une amélioration de la partie réelle maximale des valeurs propres de $\sigma_{max} = -0.29$.

Nous pouvons remarquer aussi d'après la figure VI.6 que les valeurs propres du système restent néanmoins proches de la limite de zone de stabilité mais avec une bonne marge de manœuvre, ce qui permet de conserver en outre une excellente marge de stabilité absolue.

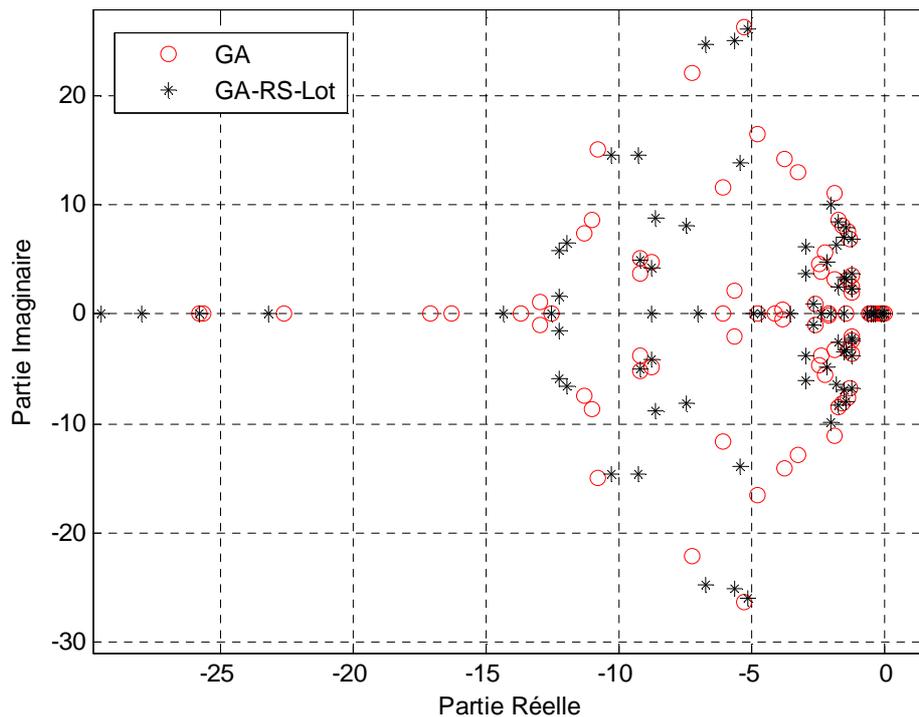


Figure VI.6 Répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe

En résumé, les résultats obtenus par l'hybridation en lot montrent une nette amélioration en termes des facteurs d'amortissement minimum (ζ_{min}) et de la partie réelle maximale des valeurs propres (σ_{max}). En outre, l'hybridation en lot a pu améliorer les performances et a permis de conserver en plus une marge de stabilité absolue du système. Par contre, ce type d'hybridation dépend essentiellement des paramètres de réglage des opérateurs génétiques et ceux du RS. Il faut noter aussi que le temps d'exécution de l'hybridation en lot des algorithmes génétiques et recuit simulé est moins important relativement à l'approche intégrative.

VI.2.3 Hybridation d'une méthode métaheuristique avec une méthode déterministe

Les méthodes d'optimisation hybrides permettent non seulement d'élargir le spectre d'application de certaines méthodes de résolution mais aussi d'augmenter leurs performances. Pour appliquer efficacement ces techniques, on a choisi, les algorithmes génétiques qui sont très performants lorsqu'il s'agit d'explorer l'espace de recherche, mais ils s'avèrent ensuite incapables d'exploiter efficacement la zone vers laquelle la population converge. Il est alors bien plus intéressant (en termes de durée d'exécution et de qualité de la solution) de stopper l'algorithme génétique pour utiliser une autre méthode d'optimisation déterministe (méthode du gradient) qui sont connus par la ténacité et l'efficacité à trouver la solution optimale (voir figure VI.7). Ce choix a été adopté pour les point fort de chaque méthodes à part.

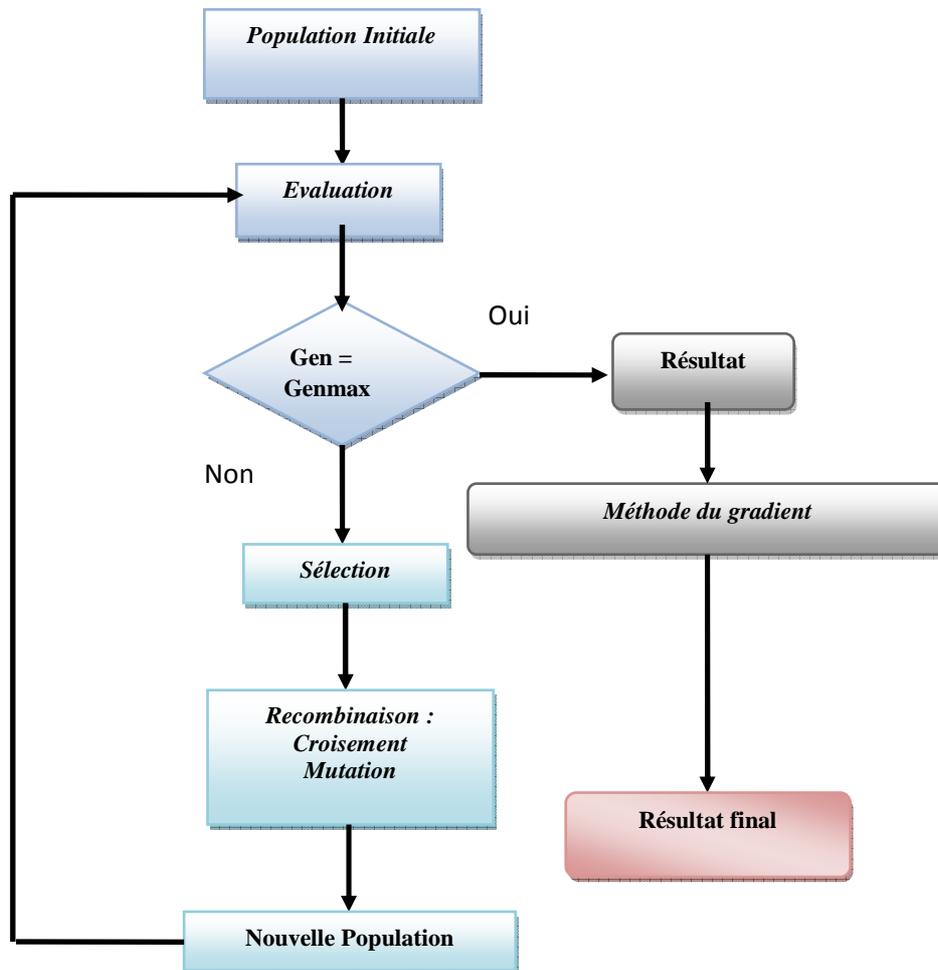


Figure VI.7 Organigramme de l'optimisation combinée AG/Gradient

Pour mettre en évidence les performances de cette hybridation, nous avons optimisé les paramètres des PSS du système étudié. Nous avons utilisé les mêmes paramètres de l'AG, l'espace de recherche des paramètres à optimiser que celles de la première partie (voir la section concernant l'hybridation intégrative). Pour le gradient, nous avons utilisé une méthode de descente de base.

La figure VI.8.a montre l'évolution de la fonction objectif en fonction du nombre de générations de l'algorithme génétique. Nous constatons que celle-ci atteint une valeur de 1,031 au bout de 300 générations. D'autre la figure VI.8 b montre l'évolution de la fonction objectif en fonction du nombre d'itérations le gradient. Notons que la fonction objectif atteint une valeur de 1,658 au bout de 80 itérations. Ces deux allures illustrent l'optimisation séquentielle par hybridation AG/Gradient des paramètres des PSS ainsi que leur coordination. Cela a permit de

donner une excellente amélioration par rapport à l'optimisation par l'AG, ce qui se traduit par une augmentation de la fonction objectif de 62.7 %.

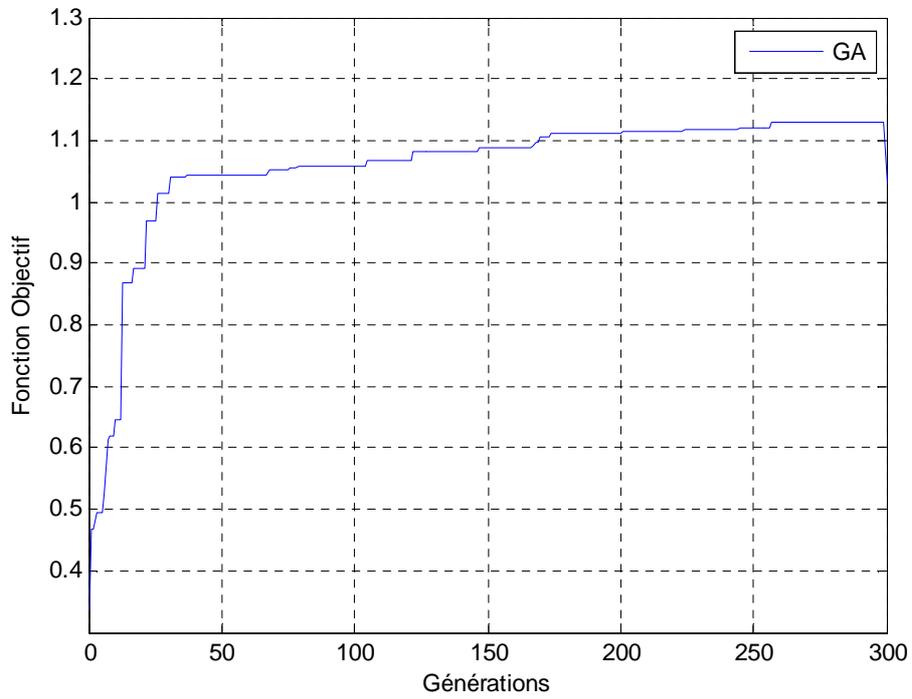


Figure VI.8.a Evolution de la fonction objectif en utilisant GA

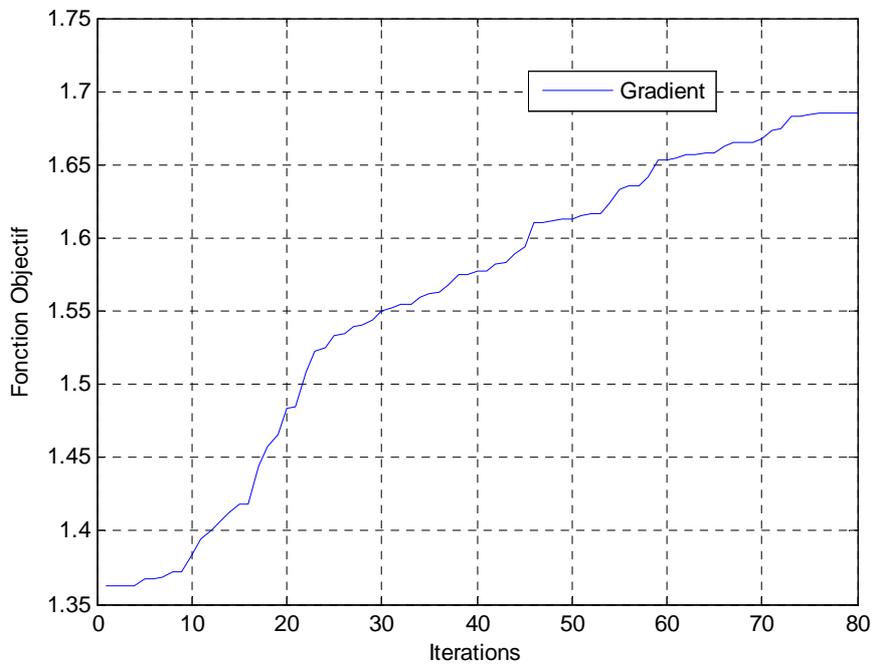


Figure VI.8.b Evolution de la fonction objectif en utilisant le gradient

Une analyse des valeurs propres des modes électromécaniques dans le plan complexe, montre que la totalité de ces valeurs se trouvent décalée considérablement à gauche dans de la zone de stabilité avec une progression significative du facteur d'amortissement minimum de ζ_{min} et aussi une parfaite amélioration nette de la partie réelle maximale des valeurs propres de σ_{max} . En effet, d'après la figure VI.9, nous pouvons noter que les valeurs propres du système obtenues permettent d'avoir une excellente marge de manœuvre, ce qui permet de conserver en outre une marge de stabilité consistante.

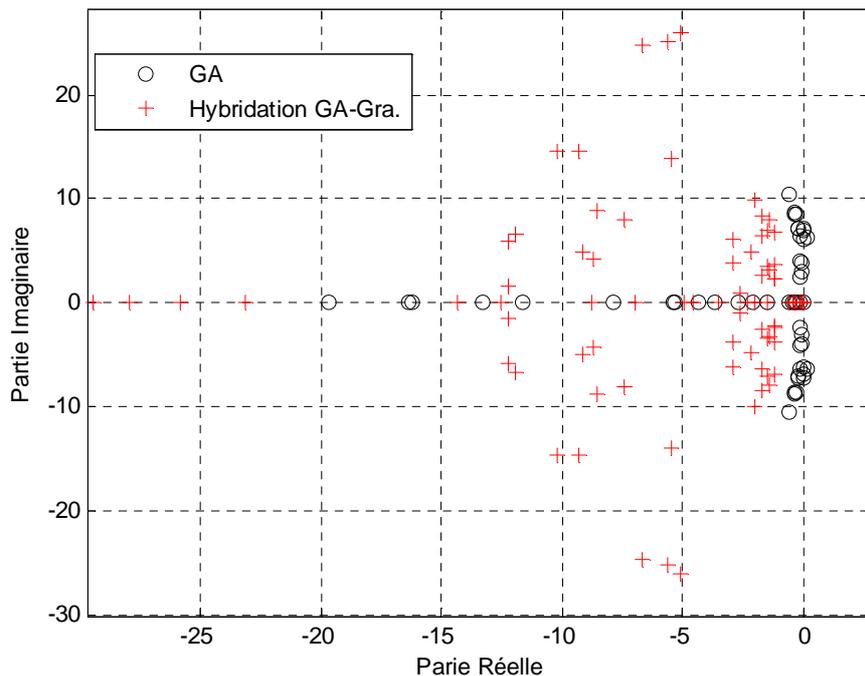


Figure VI.9 Répartition des valeurs propres du système dans le plan complexe

Les algorithmes hybrides sont sans doute parmi les méthodes les plus puissantes pour la résolution des problèmes d'optimisation. Malheureusement, les temps de calcul nécessaires peuvent devenir prohibitifs à cause du nombre d'individus manipulés dans la population. Une voie pour résoudre ce problème est la parallélisation de ces algorithmes sur des machines parallèles ou sur des systèmes distribués. Le souci de performances et les ressources informatiques limitent les possibilités d'hybridation. De ce fait, on doit être prudent vis à vis des techniques utilisées pour obtenir une bonne coopération entre les constituants et les méthodes hybrides.

L'utilisation des algorithmes hybrides tels que l'approche *AG/Gradient* a montré son efficacité par rapport à l'hybridation métaheuristique de point de vue performances et amélioration de la fonction objectif. En effet on a pu établir :

-
- Une amélioration de 29,7 % par rapport à l'hybridation intégrative utilisant l'algorithme génétique et le recuit simulé.
 - Une amélioration de 36.9 % par rapport à l'hybridation en lot utilisant l'algorithme génétique et le recuit simulé.
 - Amélioration de 62.7 % par rapport à l'hybridation AG/gradient utilisant l'algorithme génétique et le gradient.

Ainsi, nous pouvons affirmer que l'hybridation utilisant une méthode d'exploration pour les métaheuristique à population tel que l'algorithme génétique et une méthode d'exploitation déterministe est très efficace pour la recherche d'un optimum global de conception optimisée des PSS ainsi que leur coordination.

VI.3 Conclusion

Les combinaisons des méthodes métaheuristiques, soient entre elles soient avec les méthodes déterministes pour la détermination des optimums globaux, ont permis d'ouvrir une brèche de développement de l'optimisation vers des solutions meilleures, pour le réglage et la coordination des PSS, que celle des méthodes utilisées séparément.

Effectivement, nous avons pu trouver dans ce chapitre, en premier lieu, des résultats satisfaisantes en utilisant l'hybridation intégrative, cas algorithme génétique et recuit simulé, par rapport l'algorithme génétique ; en second lieu, une amélioration importante et significative respectivement par rapport à l'AG et par rapport l'hybridation intégrative en utilisant l'hybridation en lot ; et en fin, amélioration nette par rapport au précédentes approches.

L'hybridation qui fait intervenir une méthode de population pour l'exploration des espaces de recherche et une méthode déterministe pour l'exploration de ces espaces, à monter son efficacité ainsi que sa vivacité a trouvé l'optimum global.

Conclusion générale et perspectives

Dans ce mémoire, on s'est intéressé à la stabilité dynamique des grands réseaux électriques, en particulier au réglage et coordination des *PSS* par optimisation de leur paramètres en utilisant les méthodes d'optimisation métaheuristique et les méthodes hybrides.

En effet, nous nous sommes focalisés principalement sur :

L'établissement d'un modèle de réseau électrique qui permet l'étude de la stabilité dynamique d'un réseau électrique multimachine, dans le cas des petites oscillations rotoriques, en exprimant le modèle de chaque constituant du système.

On a aussi donné les équations d'état généralisé du modèle ; une telle forme représente un système invariant dans le temps. Les variables d'état choisies nous ont permis de décrire complètement l'évolution dynamique du système. En effet, l'état et la sortie du système peuvent être ainsi calculés, à tout instant, pour des conditions initiales quelconques.

On a présenté aussi l'analyse des valeurs propres et l'analyse modale du système de puissance linéarisé qui sont des outils "forts" pour étudier les propriétés dynamiques du système nous permettant ainsi d'étudier et d'analyser le comportement des réseaux multimachine.

Une explication sur l'origine des oscillations qui existe dans les réseaux d'énergie électriques et leur différents types ont été établies. En effet, nous avons présenté d'une façon générale les différents types de stabilité des réseaux électriques. Et nous avons aussi mené une étude fine sur la stabilité aux petites perturbations et les oscillations électromécaniques qui se manifestent dans les systèmes de puissance. Cette étude nous a permis de conclure que :

- ✓ La stabilité angulaire aux petites perturbations est habituellement considérée comme la capacité du système de puissance de maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs est due aux petites perturbations (petites variations des charges et des sources) ;
- ✓ Les oscillations électromécaniques sont généralement dues à des modes naturels du système, elles ne peuvent pas être éliminées. Cependant, leurs fréquences et les amortissements peuvent être toujours modifiés ;
- ✓ Le régulateur de tension rapide du système d'excitation de générateur, participe vivement à augmenter la marge de stabilité transitoire, ce qui conduit à son amélioration.
- ✓ Mais, malheureusement, cet avantage participe à la dégradation de l'amortissement des oscillations en diminuant le couple d'amortissement ;

- ✓ Les stabilisateurs de puissance (*PSS*), sont les moyens efficaces les plus communs non seulement pour amortir les oscillations des modes globaux, et ainsi les modes locaux leur action est cumulative, mais permettent aussi d'élargir la marge de stabilité.

En abordant le problème de la conception des *PSS*, nous avons conclu que leurs paramètres doivent être ajustés et choisis de façon optimale ce qui nécessite l'introduction des méthodes d'optimisations déterministes, métaheuristiques et hybrides.

Au fil des temps la coordination et le réglage des stabilisateurs de puissance ont connu une mutation radicale : le passage d'un raisonnement séquentiel à un raisonnement simultané. Cela est dû à l'évolution des outils technologiques (informatiques) ainsi qu'au développement des méthodes mathématiques. Les algorithmes qui ont été développés dans la littérature pour la coordination des stabilisateurs du système multimachine sont en principe des solutions de problèmes d'optimisation. Ainsi, les méthodes d'optimisation multivariées peuvent être facilement appliquées au problème de coordination des stabilisateurs. L'optimisation est basée sur deux opérateurs de recherche fondamentaux, l'un qui s'occupe de l'exploration est qui permet une localisation imprécise de l'optimum global, l'autre qui s'occupe de l'exploitation est qui affine cette solution en augmentant la précision de l'optimum. Le mode de recherche de l'optimum nous permet de classer les méthodes d'optimisation en trois grandes catégories, qui sont les méthodes déterministes, les méthodes intelligentes et les méthodes stochastiques. La combinaison entre ces catégories revient à améliorer les performances celles-ci en utilisant de nouvelle méthode de recherche dite méthode hybride.

Les différentes techniques d'hybridation peuvent être réparties en trois groupes principaux suivant le mode de recherche de l'optimum, on a le groupe recherche séquentiel (en lot), le groupe de recherche parallèle synchrone (intégratif) et finalement le groupe de recherche parallèle asynchrone.

Nous avons montré aussi que l'utilisation des algorithmes génétiques en se basant sur des fonctions multiobjectifs s'appuyant sur les valeurs propres permet d'obtenir non seulement une optimisation sur les paramètres du *PSS* mais aussi une meilleure localisation et un nombre optimum de ces *PSS* sans passer par la méthode classique utilisant les facteurs de participation qui fait intervenir l'analyse de la cohérence des groupes du réseau électrique étudié. L'analyse des résultats obtenus, dans le cas du choix du nombre optimum des *PSS*, nous a permis de conclure que la stabilité est assurée et que les oscillations électromécaniques sont réduites au

maximum, mais l'augmentation du nombre de PSS utilisés est laissé à l'initiative des exploitants.

D'autre part, nous avons proposé une approche d'optimisation à base de l'AG mais à contraintes dynamiques permettant la recherche du point optimal du problème hors des contraintes initiales de l'espace de recherche afin de palier aux problèmes de l'AG classique.

Pour mettre en évidence l'apport de cette approche, nous l'avons appliquée à l'optimisation des PSS. Nous avons également comparé les résultats obtenus avec ceux de l'AG à contraintes fixes et également avec ceux de la littérature.

Par rapport à l'optimisation utilisant l'AG à contraintes fixes, l'analyse des résultats obtenus montre que la nouvelle approche assure :

- ✓ une amélioration de la valeur finale de la fonction multiobjectif (plus de 12 % dans les deux cas étudiés) ;
- ✓ une accélération sur la convergence (plus de 50 % sur le nombre de générations, dans les deux cas étudiés).

Par conséquent, une meilleure stabilité globale du système a été établie ce qui garantit aussi une bonne performance du système pour divers points de fonctionnement et scénarios en termes de stabilité et amortissement des modes rotoriques.

L'approche proposée nous a permis de bien améliorer la convergence, et en outre la robustesse de l'AG et son découplage vis-à-vis de l'espace de recherche proposé. Cette approche de l'AG à contraintes dynamiques ouvre des nouvelles possibilités dans l'utilisation des AG mais reste toujours insuffisante.

La combinaison des méthodes métaheuristiques, soit entre elles soit avec les méthodes déterministes pour la détermination des optimums globaux, nous ont permis aussi d'ouvrir une brèche de développement de l'optimisation vers des solutions meilleures, pour le réglage et la coordination des PSS, que celle des méthodes utilisées séparément.

Effectivement, nous avons pu trouver, en premier lieu, des résultats satisfaisants en utilisant l'hybridation intégrative (cas algorithme génétique et recuit simulé) par rapport l'algorithme génétique. En suite, une amélioration importante et significative respectivement par rapport à l'AG et par rapport à l'hybridation intégrative (en utilisant l'hybridation en lot) a été notée.

En fin, une hybridation qui a fait intervenir une méthode à population (AG) pour l'exploration des espaces de recherche et une méthode déterministe pour l'exploration de ces espaces (une méthode de descente par gradient), a montré son efficacité ainsi que sa finesse dans la recherche de l'optimum global.

Les méthodes métaheuristiques et les approches hybrides sont sans doute parmi les méthodes les plus puissantes pour la résolution des problèmes d'optimisation. Malheureusement, le temps de calcul nécessaire peut devenir prohibitif à cause du nombre d'individus manipulés dans la population. **Comme perspectives**, nous proposons une voie prometteuse pour résoudre ce problème par parallélisation de ces algorithmes sur des machines parallèles ou sur des systèmes distribués. Nous suggérons aussi, comme deuxième alternative, de développer un système de stabilisation intelligent.

Liste des publications

Notre travail de recherche a abouti aux publications suivantes.

Publications dans des revues et journaux internationaux

1. S. Arif, J. Duveau, A. Hellal, **A. Choucha**, « Optimisation par essaim de particules appliquée à l'écoulement optimal de puissance réactive », *Revue Internationale de Génie Electrique*, vol. 10/6 – 2007, pp. 777-792, Editions HERMES Science, France.
2. H. Alkhatib, **A. Choucha**, J. Duveau, A. Hellal, S. Arif, « Optimisation, localisation et réduction des stabilisateurs de puissance par algorithmes génétiques », *Revue Internationale de génie électrique RIGE*, vol. 13, no.1, pp. 7-32, 2010.
3. **A.Choucha**, A. Hellal, L. Mokrani, And S. Arif “New Approach To The Optimization Of Power System Stabilizers: Genetic Algorithm With Dynamic Constraints” *Control And Intelligent Systems*, Volume 40, no 3, 2012 pp. 129-143
4. M. Mekhanet, L. Mokrani, **A. Choucha** « Adaptive Neuro-Genetic Based Power System Stabilizer Design », *Journal of Electrical and Control Engineering* Aug. 2012, Vol. 2 Iss. 4, PP. 7-12
5. S. Arif, R. D. Mohammedi, A. Hellal, **A. Choucha**, « A Memory Simulated Annealing to the Unit Commitment Problem with Ramp Constraints », *Arabian Journal for Science and Engineering*, ISSN 1319-8025, DOI 10.1007/s13369-012-0217-2, Springer.

Publications dans des conférences internationales.

1. **A. Choucha**, L. Chaib , S.Arif , L.Mokrani and A. Hellal « Coordination And Robust Tuning PSS For Power Systems Using Multiobjective New Hybridation Technic », accepted Paper *in13 spanish portuguese conference on electrical engineering (13chlie)* Spain, from 3 to 5 of July, 2013.
2. **A. Choucha**, A. Hellal and S. Arif , « Optimization of Power System Stabilizers using Hybridation: Genetic Algorithm with Dynamic Constraints & Simulated Annealing », 12 Portuguese-Spanish Conference on Electrical Engineering, XIICLEEE, 30 June-2 July 2011, Ponta Delgada – Acores, PORTUGAL
3. **A. Choucha**, A. Hellal, S. Arif, C. Hadjadj, « Robust Tuning PSS for Multimachine Power Systems Using Multiobjective Hybridation Technique », *The International Workshop on*

-
- Modelling & Applied Simulation, 6th International Mediterranean Modeling Multiconference, Canary Islands, September 23-25, 2009.
4. H. Alkhatib, J. Duveau, **A. Choucha**, A. Hellal, S. Arif, « Optimisation Globale de la Performance des Stabilisateurs de Puissance par Algorithmes Génétiques », 5th International Conference on Electrical Engineering CEE'2008, Batna, Algeria, 27-29 October 2008.
 5. B. Douidi, L. Mokrani, **A. Choucha**. « Optimisation Hybride Gradient-Génétique des PSSs D'un Réseau Electrique multimachine » ICEEE'08 The Second International Conference on Electrical and Electronics Engineering Laghouat, Algeria, pp. 43-48, avril 2008
 6. H. Alkhatib, J. Duveau, **A.Choucha**, A. Hellal, S. Arif, « Simultaneous Optimization of Power System Stabilizer Parameters, Number and Location via Genetic Algorithms », 43rd International Universities Power Engineering Conference IEEE-UPE008, (ISBN 978-88-89884-09-6), Padova, Italy, 1-4 September 2008
 7. **A. Choucha**, H. Alkhatib, J. Duveau, A. Hellal, S. Arif, « Multiobjective GA to Simultaneous Coordinated Tuning PSS and Location For Multimachine Power Systems », XVIII International Conference on Electrical Machines IEEE-ICEM'08, (ISBN 978-1-4244-4684-1), Vilamoura, Portugal, 6-9 September 2008.
 8. H. Alkhatib, **A. Choucha**, J. Duveau, A. Hellal, S. Arif, « Optimisation Simultanée Globale des Stabilisateurs de Puissance Via les Algorithmes Génétiques », CIFA 2008, Conférence Internationale Francophone d'Automatique, Bucarest, Roumanie, 3-5 Septembre 2008.
 9. H. Alkhatib, **A. Choucha**, J. Duveau, A. Hellal, S. Arif, « Optimisation Simultanée des Paramètres, de Localisation et de Nombre des Stabilisateurs de Puissance par Algorithmes Génétiques », ICEEE'08 The Second International Conference on Electrical and Electronics Engineering Laghouat, Algeria, pp. 7-14, avril 2008.
 10. M. Mekhanet L. Mokrani **A. Choucha** « Stabilisateurs de puissance (PSSs) intelligents génétiques et neuro-flou-génétiques » ICEEE'08 The Second International Conference on Electrical and Electronics Engineering Laghouat, Algeria, pp. 77-82, avril 2008
 11. **A.Choucha**, H. Alkhatib, A. Hellal, S. Arif, « Technique d'amélioration de réglage des stabilisateurs de puissance via les algorithmes génétiques à contraintes dynamiques »,
-

ICEEE'08 The Second International Conference on Electrical and Electronics Engineering
Laghouat, Algeria, pp. 83-89, avril 2008.

12. S. Arif, A. Hellal, **A. Choucha**, « Méthode d'Essaim de Particules Appliquée à l'Ecoulement Optimal de Puissance Réactive », IMESE'06 International Meeting on Electronics and Electrical Science and Engineering , November 4-6, 2006, Djelfa, Algeria.
13. S. Arif, A. Hellal, **A. Choucha**, « Méthode de Recuit simulé Au Problème D'Ecoulement de Puissance Optimal Réactif. », ICEL'2005 International Conference on Electrotechnics, 13-14 Novembre, 2005, Oran, Algérie.
14. S. Arif, A. Hellal, **A. Choucha**, « Application de la Technique Tabu Search au Problème de Répartition Economique de Puissance », 1ère Conférence Internationale sur le Transport de l'Electricité en Algérie, 17-18 Septembre, 2005, Alger
15. S. Arif, A. Hellal, **A. Choucha**, « Application des Algorithmes Génétiques au Problème d'Ecoulement de Puissance Réactif Optimal : Comparaison avec la méthode du Gradient », Cinquième Conférence Régionale des Comités CIGRE des pays Arabes, 21-23 Juin, 2004, Alger.
16. S.Arif, A.Hellal, **A.Choucha**, « Ecoulement de puissance optimal réactif, utilisant les algorithmes génétiques: Application sur le réseau Algérien », Proceedings ICCCE'2004 April 24-26,2004 UAT de Laghouat pp317-322

Références

- [**ABD84**] O. H. Abdalla, S. A. Hassan and N. T. Tweig, “Coordinated stabilization of a multimachine power system”, *IEEE Trans.*, PAS-103 (1984) 483 - 494.
- [**ABD03**] Y.L. Abdel-Magid and Abido M.A., « Optimal Multiobjective Design of Robust Power System Stabilizers Using Genetic Algorithms », *IEEE Trans. Power System*, vol. 18. n°. 3, pp. 1125-1132, Aug. 2003.
- [**ABD98**] Y. L. Abdel-Magid, M. A. Abido, S. Al-Baiyat, and A. H. Mantawy, “Simultaneous stabilization of multimachine power systems via genetic algorithms,” in *IEEE PES*, Paper # 98 SM 322.
- [**ABED99**] Abed, A.M., “WSCC voltage stability criteria, undervoltage load shedding strategy, and reactive power reserve monitoring methodology”, in *Proceedings of the 1999 IEEE PES Summer Meeting*, Edmonton, Alberta, 191, 1999.
- [**ABE83**] Abe S. and Doi A., « A new power system stabilizer synthesis in multimachine power systems », *IEEE Trans. Power App. Syst.*, vol. PAS-102, pp. 3910-3918, 1983.
- [**ABI99,1**] Abido M., “A novel approach to conventional power system stabilizer design using tabu search”. *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, 21 (1999) No. 6, 443-454.
- [**ABI99,2**] Abido M. “Thyristor Controlled Phase Shifter Based Stabilizer Design using Simulated Annealing Algorithm”. in *International Conference on Electric Power Engineering*. 1999. Hungary;
- [**ABI02,1**] Abido M.,Abdel-Magid Y., “Optimal design of power system stabilizers using evolutionary programming”. *IEEE Trans. Energy Convers.*, 17 (2002) No. 4, 429-436.
- [**ABD02,2**] Abido M., “Optimal design of power-system stabilizers using particle swarm optimization”. *IEEE Trans. Energy Convers.*, 17 (2002) No. 3, 406-413.
- [**ADR04**] A. Adrian, “On Power System Stabilizers: Genetic Algorithm Based Tuning and Economic Worth as Ancillary Services”, Department of Electric Power Engineering Chalmers University of Technology, Thèse de Doctorat, Göteborg, Sweden, 2004.
- [**ALK08**] Hasan ALKHATIB "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique ", Thèse de Doctorat, Université Paul Cezanne d'Aix-Marseille (Aix-Marseille III), 2008.

- [AMM00] Sami Ammari "Interactions des dispositifs FACTS avec les charges dynamiques dans les réseaux de transport et d'interconnexion", thèse INPG soutenue le 10 novembre 2000.
- [AND03] P.M. Anderson and Fouad A.A., "*Power System Control and Stability*", IEEE. Press. 2003.
- [AND99] P.M. Anderson, "*Power System Control and Stability*", *an Introduction, Basic Course, Electric Power Systems*, KTH, Zurich, 1999.
- [ANDS06] G.Andersson, "Modeling and analysis of Electric Power Systems", Lectures 227-526, EEH Power Systems Laboratory, ETH, Zurich, March 2006.
- [ANDS04] G. Andersson, « Dynamics and Control of Electric Power Systems », EEH, Power Systems Laboratory ETH, Zurich, Switzerland, 2004.
- [ARC80] V. Arcidiacono , E. Ferrari , R. Marconato , J. Dos Ghali and D. Grandez "Evaluation and Improvement of Electromechanical Oscillation Damping by Means of Eigenvalue-Eigenvector Analysis. Practical Results in the Central Peru Power System", *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-99, pp.769 -778 1980.
- [ARR97] Arredondo J.M., « Results of a study on location and tuning of power system stabilizers », *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 19, pp. 563-567, 1997.
- [BOM00] A.L.B. do Bomfim, G.N. Taranto, and D.M. Falcão, "Simultaneous Tuning of Power System Damping Controllers Using Genetic Algorithms", *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 163-169, February 2000.
- [BON95] C. Bontemps, « Principes Mathématiques et Utilisation des Algorithmes Génétiques », Rapport Techniques, 1995.
- [CHO89] Chow, Q.B., Kundur, P., Acchione, P.N., and Loutsch, B., "Improving nuclear generating station response for electrical grid islanding", *IEEE Trans.*, EC-4, 3, 406, 1989.
- [CON76] Converti, V., Gelopulos, D.P., Housely, M., and Steinbrenner, G., "Long-term stability solution of inter- for electrical grid islanding", *IEEE Trans.*, EC- connected power systems, *IEEE Trans.*, PAS-9, 1, 96, 1976.

- [**CIG99**] CIGRE Task Force 38.02.17, 1999, “Advanced Angle Stability Controls”, A Technical Brochure for International Conference on Large High Voltage Electric Systems (CIGRE), December 1999.
- [**CIG96**] CIGRE Task Force, 38.01.07, “on Power System Oscillations, Analysis and Control of Power System Oscillations”, CIGRE Technical Brochure n°. 111, December 1996.
- [**CUT02**] T.V. Cutsem, « Systèmes électriques de Puissance », Cours ELEC, Département d’Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.
- [**CUT98**] T. Van Cutsem and C. Vournas, “Voltage Stability of Electric Power Systems”, London, Kluwer Academic Publishers, 1998.
- [**CUT95**] T. Van Cutsem, Y Jacquemart, JN Marquet, P Pruvot., “A comprehensive analysis of mid-term voltage stability », *Power Systems, IEEE Transactions on* 10 (3), 1173-1182, 1995.
- [**DAV75**] Davidson, D.R., Ewart, D.N., and Kirchmayer, L.K., “Long term dynamic response of power systems - an analysis of major disturbances”, *IEEE Trans., PAS-94*, 819, 1975.
- [**DEC02**] Dechanupaprittha, S., and Ngamroo, I., (2002). “Design of robust power system stabilizers in a multimachine power system using tabu search algorithm”. In *Proceedings of 2002 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT’2002)*, 11-14 December 2002, Bangkok, Thailand, vol. 1, pp. 291-296.
- [**DEM80**] F. P. de Mello, P. J. Nolan, T. F. Laskowski and J. M. Undrill, “Coordinated application of stabilizers in multimachine power systems”, *IEEE Trans., PAS-99* (1980) 892 - 901.
- [**DEM69**] DeMello F.P. and Concordia C., « Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control », *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-88, pp. 316–329, 1969.
- [**DOI84**] A. Doi and S. Abe, “Coordinated synthesis of power system stabilizers in multimachine power systems”, *IEEE Trans., PAS-103* (1984) 1473 - 1479.
- [**DON00**] Xu Dong –jie , He Ren-mu Xu Tao ,”ANN Based Multiple Power System Stabilizers Adaptive and Coordinated Control”, IEEE 2000.

- [ELM95] K. A. El-Metwally and O. P. Malik "Fuzzy logic power system stabiliser", *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, vol. 142, no. 3, pp.277 - 281 1995.
- [ESL10] Eslami M., Shareef H., Mohamed A., "Damping of Power System Oscillations Using Genetic Algorithm and Particle Swarm Optimization". *International Review of Electrical Engineering*, 6 (2010) No.5, 2745-2753.
- [EVA24] EVANS, R.D., and BERGVALL, R.C.: "Experimental analysis of stability and power limitations", *AIEE*, 1924, 43, pp. 39-58, discussion pp. 71-103.
- [FAR06] Farmer R.G., "Power System Dynamics and Stability", *The Electric Power Engineering Handbook*, 2nd edition, CRC Press, Talyor & Francis Group, LLC, 2006.
- [FLE81] R. J. Fleming, M. A. Mohan and K. Parvatisam, "Selection of parameters of stabilizers in multimachine power systems", *IEEE Trans.*, PAS-IO0 (1981) 2329 - 2333.
- [GAO96] Gao, B., Morison, G.K., and Kundur, P., "Towards the development of a systematic approach for voltage stability assessment of large scale power systems", *IEEE Trans. on Power Systems*, 11, 3, 1314, 1996.
- [GAO92] B. Gao, G. K. Morrison, P. Kundur, "Voltage Stability Evaluation Using Modal Analysis", *IEEE Trans. Power Systems*,. Vol. 7, No. 4, November 1992, pp. 1529-1542.
- [GOO81] M. B. Gooi, E. F. Hill, M. A. Mobarak, D. M. Thorne and T. H. Lee, "Coordinated multimachine stabilizer design without eigenvalue drift", *IEEE Trans.*, PAS-IO0 (1981) 3879 - 3887.
- [HAN68] O. W. Hansen, C. J. Goodwin, and P. L. Dandeno, "Influence of Excitation and Speed Control Parameters in Stabilizing Intersystem Oscillations", *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol.Pas-87, May 1968, pp. 1306-1313.
- [HAS06] Bevrani, Hassan & Hiyama, Takashi (2006) "Multiobjective control based robust PSS design". In *National Convention Record IEEE Japan 2006*, March 2006, Yokohama, Japan.
- [HEL07] A. Hellal, « *Commande et Conduite des Systèmes d'Energie Electrique* », Cours, Université de Laghouat, Département de Génie Electrique, 2007.

- [HON05] Hongesombut K., Dechanupaprittha S., Mitani Y. and Ngamroo I., « Robust power system stabilizer tuning based on multiobjective design using hierarchical and parallel micro genetic algorithm », *15th Power Systems Computation Conference: PSCC*, Session 28, Paper 2, pp. 1-7 Liege, Belgium, Aug. 2005.
- [HON04] Hongesombut K. and Mitani Y., « Implementation of Advanced Genetic Algorithm to Modern Power System Stabilization Control », *IEEE PES, Power Systems Conference & Exposition*, vol. 2, pp. 1050-1055, Oct. 2004.
- [HON02] Hongesombut K, Mitani Y, Tsuji K. “An Incorporated Use of Genetic Algorithm and a Modelica Library for Simultaneous Tuning of Power System Stabilizers”. In: *Proceedings of the 2nd International Mod-elica Conference*, 2002, pp. 89-98.
- [HON01] Hongesombut K., Mitani Y. and Tsuji K., « An Automated Approach to Optimize Power System Damping Controllers Using Hierarchical Genetic Algorithms », *Proc. of Intelligent System Application to Power Systems*, pp.3-8, June 2001.
- [IEE03] IEEE Task Force on Power System Stabilizers, « Overview of Power System Stability Concepts », *IEEE Trans. On Power Systems*, pp. 1762-1768, 2003.
- [IEE90] IEEE Standard 421.2-1990, IEEE Guide for Identification, Testing, and Evaluation of the Dynamic Performance of Excitation Control Systems, 1990.
- [IEEE/CIGRE04] IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions, « Definition and Classification of Power System Stability », *IEEE Trans. On Power Systems*, vol. 19, n^o. 2, pp. 1387-1401, May 2004.
- [KRI86] Krishnakumar, A.S., and Morf, Martin. "Eigenvalues of a Symmetric Tridiagonal Matrix: A Divide-and-Conquer Approach.." *Numerische Mathematik* 48 (1986): 349-368.
- [KUN94] Kundur, P., “Power System Stability and Control”, McGraw-Hill, New York, 1994
- [KUN90] P. Kundur, G.J. Rogers, D.Y. Wong, L. Wang, M.G. Lauby, “A comprehensive computer program package for small signal stability analysis of power systems”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 5(4), November 1990, 1076-1083
- [KUN85] Kundur, P., Lee, D.C., Bayne, J.P., and Dandeno, P.L., “Impact of turbine generator controls on unit performance under system disturbance conditions”, *IEEE Trans. PAS-104*, 1262, 1985.

- [KUN81] Kundur, P., "A survey of utility experiences with power plant response during partial load rejections and system disturbances", IEEE Trans., PAS-100, 5, 2471, 1981.
- [LIM85] C.M. Lim and S. Elangovan, "Design of stabilizers in multi-machine power systems", Proceedings of IEE, Part-C, Vol.132, May 1985, pp. 146-153.
- [LEF83] S. Lefevbre, "Tuning of stabilizers in multimachine power systems", IEEE Trans., PAS-102 (1983) 290 - 299.
- [MAC98] Machowski J., Bialek J.W. and Bumby J.R., "Power system dynamics and stability", West Sussex, London, John Wiley & Sons Ltd, 1998.
- [MAH11] E.Mahdiyed, S.Hussain " Application of artificial intelligent techniques in PSS design: a survey of the state-of-the-art-methods", Electrical review,2011
- [MAR11] M Mary Linda IMechE "Journals Optimal design of multi-machine power system stabilizer using robust ant colony optimization technique", September 30, 2011
- [MART86] MARTINS, Nelson. "Efficient Eigenvalue and Frequency Response Methods Applied to Power System Small-Signal Stability Studies". IEEE Transactions on Power Systems , USA, v. PWRS-1, n. 1, p. 217-226, 1986.
- [MAR98] Rios Mario Alberto ; Feuillet Rene « Modélisation pour Analyses Dynamiques des Réseaux Electriques avec Compensateurs de Puissance Réactive - SVC - = Modeling of Power Systems with Static Var Compensators (SVC) Thèse doctorat 1998 Institut national polytechnique de Grenoble, Grenoble, FRANCE ;
- [MEH02] Mehrdad Salami, Tim Hendtlass: "A Fitness Estimation Strategy for Genetic Algorithms". IEA/AIE 2002: 502-513.
- [MEK07] Mohammed Mekhanet, « Amortissement des Oscillations Electromecaniques d'un Reseau Electrique par des PSSs Neuro-Genetiques et Neuro-Flou- Genetiques », Memoire de Magister en Electrotechnique, Université Amar Thelidji Laghouat – 2007.
- [MET97] N. Metz, G. Jean, « *Stabilité Dynamique des Réseaux Electriques Industriels* », Cahier Technique, Schneider CT 185, Edition 1997.
- [MIS07] Mishra S., Tripathy M., Nanda J., "Multi-machine power system stabilizer design by rule based bacteria foraging". Electr. Power Syst. Res., 77 (2007) No. 12, 1595-1607.

- [MUW10] Muwaffaq I. Alomoush, “Coordinated Tuning of IPFC and PSS to Improve Power System Stability Using BFO,” Proceedings of 45th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), pp.1-6, August 2010.
- [PAD99] Padiyar, 19991 Padiyar, K.R. (1999). “*Analysis of Subsynchronous Resonance in Power Systems*”. Kluwer Academic Publishers, USA.
- [RAJ92] Rajagopalan et al., 19921 Rajagopalan, C., Lesieutre, B., Sauer, P.W., and Pai, M.A. « Dynamic aspects of voltage power characteristics in multi-machine power systems”. *IEEE Transactions on Power Systems*, 7(3):99&1000. (1992).
- [RAJ--] G. Rajeev, B. Adhyaye, M.Kulkarni, “*Design of Decentralized Power System Stabilizers for Multimachine Power System using Model Reduction and Fast Output Sampling Techniques*”, Systems and Control Engineering, Indian Institute of Technology Bombay, Mumbai, India.
- [RAV04] S. Ravindra, “*A Novel Approach for Tuning of Power System Stabilizer Using Genetic Algorithm*”, Thèse de Magistère, Department of Electrical Engineering Indian Institute of Science, Bangalore, India, 2004.
- [ROG00] Rogers G., “*Power System Oscillations*”. Kluwer Academic Publishers, Norwell, Massachusetts, 2000.
- [SAF99] M. Aaron Francis SNYDER « *Les mesures synchronisées par GPS pour l'amortissement des oscillations de puissance dans les grands réseaux électriques interconnectés* », Thèse doctorat 1998 Institut national polytechnique de Grenoble, Grenoble, FRANCE
- [SAR10] Sarra Bouallagui, « Techniques d'optimisation déterministe et stochastique pour la résolution de problèmes difficiles en cryptologie », Thèse de DOCTORAT, 2010
- [SIV85] S. Sivakumar, A. M. Sharaf and H. G. Hamed, “Coordinated tuning of power system stabilizers in multimachine power systems”, *Electr. Power Syst. Res.*, 8 (1985) 275 - 284.
- [SHI94] J.Shi, L.H.Herron, A.Kalam, “Design and Implementation of a Fuzzy Logic Based Power System Stabilizer”, *AMSE Periodicals: Advances in Modelling & Analysis*, C. AMSE Press, Vol. 42, No.4, 1994, pp.39-52.
- [SHA96] A. M. Sharaf, T. Lie, "Neural Network Based Power System Stabilizers", *IEEE Trans. On Energy Conversion*, Vol. 11, No. 3, pp. 652– 657, 1996.

- [STE20] Steinmetz, C.P., “Power control and stability of electric generating stations”, AIEE Trans., XXXIX, 1215, 1920.
- [STU89] Stubbe, M., Bihain, A., Deuse, J., and Baader, J.C., STAG, “A new unified software program for the study of dynamic behavior of electrical power systems”, IEEE Trans. on Power Systems, 4, 1, 1989.
- [TAN01] Tanzo Nitta, Satoru Mohri, Yasuyuki Shirai, Haruhito Taniguchi, Yoshihito Kitauchi, Yasuo Morioka and Kenichi Kawada, “Experimental Study on On-line Grasp of Operating Condition of Longitudinal Power System by use of SMESl”, IEEE Transaction on Applied Superconductivity, Vol. 11, No. 1, pp. 1924—1927, March 2001.
- [TAY94] Taylor, C.W., “Power System Voltage Stability”, McGraw-Hill, New York, 1994.
- [TOL05] A. Tolba, « Commande des Systèmes d’Energie de Puissance par des Approches Heuristiques Modernes », Thèse de Magister, Ecole Nationale Polytechnique, ALGER, 2005.
- [VED12] Vedran S. Perić, Andrija T. Sarić, Dejan I. Grabež, “Coordinated Tuning of Power System Stabilizers based on Fourier Transformation and Neural Networks”, *Electric Power Systems Research*, vol. 88, iss. 1, pp. 78-88, July 2012.
- [VOU94] C. D. Vournas, N. Maratos, B. C. Papadias, "Power System Stabilizer Co-ordination Using a Parameter Optimization Method", IEE Control 94 Conference, Coventry, UK, March 1994.
- [WAN09] Wang S., Chiou J., Liu C., “Parameters tuning of power system stabilizers using improved ant direction hybrid differential evolution”. *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, 31 (2009) No. 1, 34-42.
- [WIL26] Wilkins, R., “Practical aspects of system stability”, AIEE Trans., 41–50, 1926 .
- [WOO06] Wood R.L., « Search space scaling in genetic algorithm-based inverse analyses », *Proc. Inst. Mech. Eng., B: Journal of engineering manufacture*. Vol. 220, n° 5, pp. 715-728, 2006.
- [WU10] Wu D., Huang T., Yang G., Yang Y., Guo W., Lin Z., Wen F. “Optimal parameter coordination of power system stabilizers in multi-machine power systems employing Harmony Search”. In *8th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management*). 2010.

- [YAO83] Yu Yao-Nan, “*Electric Power System Dynamics*”, Academic Press 1983.
- [YEE04] Yee S.K. and Milanović J.V., « Comparison of the optimisation and linear sequential method for tuning of multiple PSSs ». *IEEE Power Engineering Society, General Meeting Denver, CO, June. 2004.*
- [YOU81] Younkins, T.D. and Johnson, L.H., “Steam turbine overspeed control and behavior during system disturbances”, *IEEE Trans., PAS-100, 5, 2504, 1981.*

Annexes

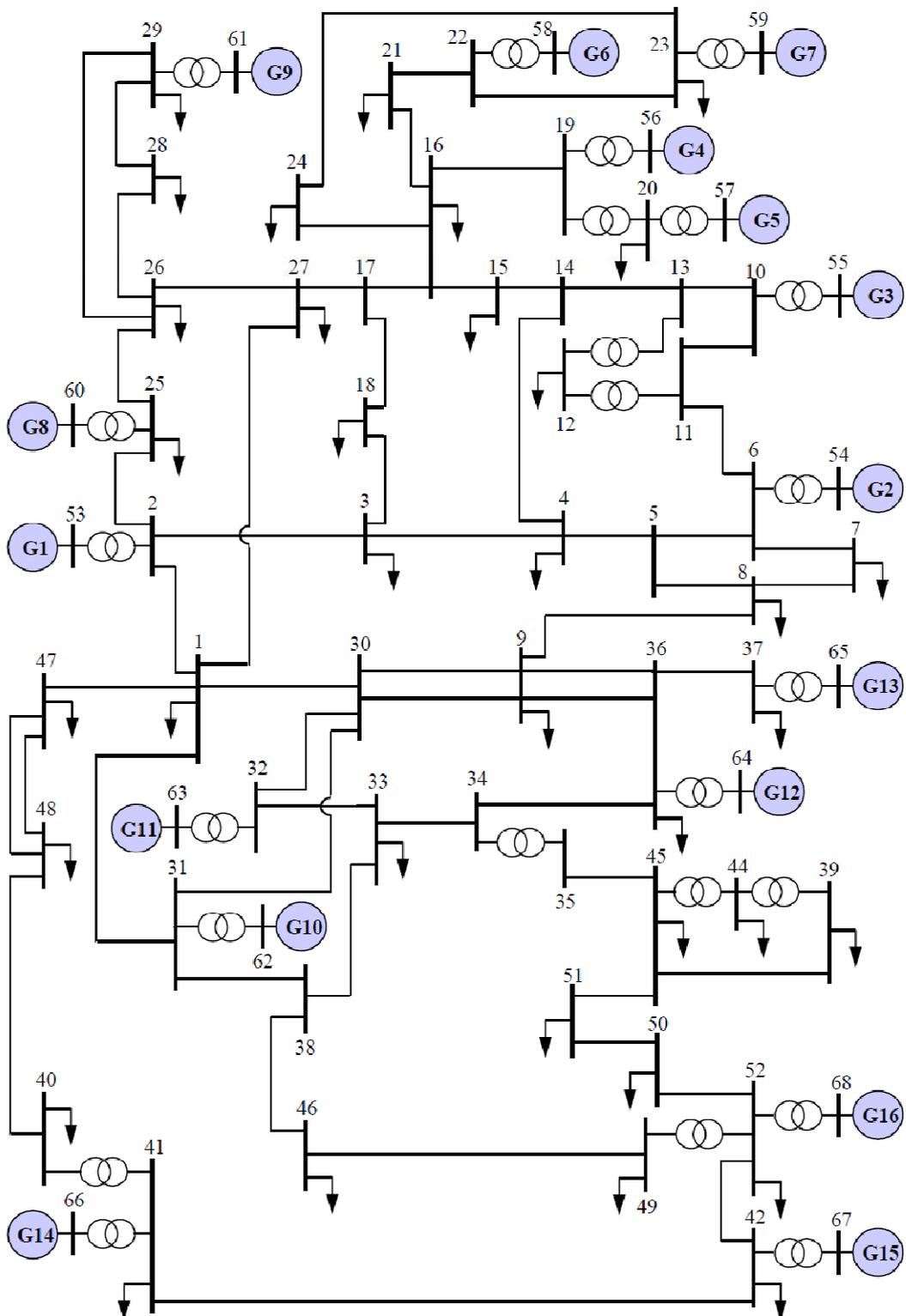


Figure A.1 Représentation unifilaire du réseau New England (16 machines et 68 nœuds).

Carte noeuds

```
% bus: number, tension(pu), angle(degré), P_gen(pu), G_gen(pu),  
% Q_charge(pu), Q_charge(pu), conductance(pu), susceptance(pu),  
% bus_type - 1, noeud de référence  
% - 2, noeud PV  
% - 3, noeud PQ)  
bus = [ ...  
1 1.00 0.00 0.00 0.00 2.527 1.1856 0.00 0.00 3;  
2 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
3 1.00 0.00 0.00 0.00 3.22 0.02 0.00 0.00 3;  
4 1.00 0.00 0.00 0.00 5.00 1.840 0.00 0.00 3;  
5 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
6 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
7 1.00 0.00 0.00 0.00 2.34 0.84 0.00 0.00 3;  
8 1.00 0.00 0.00 0.00 5.22 1.77 0.00 0.00 3;  
9 1.00 0.00 0.00 0.00 1.04 1.25 0.00 0.00 3;  
10 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
11 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
12 1.00 0.00 0.00 0.00 0.09 0.88 0.00 0.00 3;  
13 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
14 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
15 1.00 0.00 0.00 0.00 3.200 1.5300 0.00 0.00 3;  
16 1.00 0.00 0.00 0.00 3.290 0.32 0.00 0.00 3;  
17 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
18 1.00 0.00 0.00 0.00 1.58 0.30 0.00 0.00 3;  
19 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
20 1.00 0.00 0.00 0.00 6.800 1.03 0.00 0.00 3;  
21 1.00 0.00 0.00 0.00 2.740 1.15 0.00 0.00 3;  
22 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
23 1.00 0.00 0.00 0.00 2.480 0.85 0.00 0.00 3;  
24 1.00 0.00 0.00 0.00 3.09 -0.92 0.00 0.00 3;  
25 1.00 0.00 0.00 0.00 2.24 0.47 0.00 1.7222 3;  
26 1.00 0.00 0.00 0.00 1.39 0.17 0.00 0.00 3;  
27 1.00 0.00 0.00 0.00 2.810 0.76 0.00 0.00 3;  
28 1.00 0.00 0.00 0.00 2.060 0.28 0.00 0.00 3;  
29 1.00 0.00 0.00 0.00 2.840 0.27 0.00 0.00 3;  
30 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
31 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
32 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
33 1.00 0.00 0.00 0.00 1.12 0.00 0.00 0.00 3;  
34 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
35 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
36 1.00 0.00 0.00 0.00 1.02 -0.1946 0.00 0.00 3;  
37 1.00 0.00 0.00 0.00 60.00 3.00 0.00 0.00 3;  
38 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
39 1.00 0.00 0.00 0.00 2.67 0.126 0.00 0.00 3;  
40 1.00 0.00 0.00 0.00 0.6563 0.2353 0.00 0.00 3;  
41 1.00 0.00 0.00 0.00 10.00 2.50 0.00 0.00 3;  
42 1.00 0.00 0.00 0.00 11.50 2.50 0.00 0.00 3;  
43 1.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 3;  
44 1.00 0.00 0.00 0.00 2.6755 0.0484 0.00 0.00 3;  
45 1.00 0.00 0.00 0.00 2.08 0.21 0.00 0.00 3;  
46 1.00 0.00 0.00 0.00 1.507 0.285 0.00 0.00 3;  
47 1.00 0.00 0.00 0.00 2.0312 0.3259 0.00 0.00 3;  
48 1.00 0.00 0.00 0.00 2.4120 0.022 0.00 0.00 3;  
49 1.00 0.00 0.00 0.00 1.6400 0.29 0.00 0.00 3;  
50 1.00 0.00 0.00 0.00 1.00 -1.47 0.00 0.00 3;  
51 1.00 0.00 0.00 0.00 3.37 -1.22 0.00 0.00 3;  
52 1.00 0.00 0.00 0.00 24.70 1.23 0.00 0.00 3;  
53 1.045 0.00 2.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
54 0.98 0.00 5.45 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
55 0.983 0.00 6.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
56 0.997 0.00 6.32 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
57 1.011 0.00 5.052 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
58 1.050 0.00 7.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
59 1.063 0.00 5.60 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
60 1.03 0.00 5.40 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
61 1.025 0.00 8.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;
```

```
62 1.010 0.00 5.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
63 1.000 0.00 10.000 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
64 1.0156 0.00 13.50 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
65 1.011 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 1;  
66 1.00 0.00 17.85 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
67 1.000 0.00 10.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2;  
68 1.000 0.00 40.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 2];
```

Carte lignes

```
% line: noeud amont, noeud aval, résistance (pu), réactance (pu),  
% capacité de fuite (pu), rapport de transformation, angle de  
% transformateur(deg)
```

```
line = [  
1 2 0.0035 0.0411 0.6987 0 0.;  
1 30 0.0008 0.0074 0.48 0 0.;  
2 3 0.0013 0.0151 0.2572 0 0.;  
2 25 0.007 0.0086 0.146 0 0.;  
2 53 0. 0.0181 0. 1.025 0.;  
3 4 0.0013 0.0213 0.2214 0. 0.;  
3 18 0.0011 0.0133 0.2138 0. 0.;  
4 5 0.0008 0.0128 0.1342 0. 0.;  
4 14 0.0008 0.0129 0.1382 0. 0.;  
5 6 0.0002 0.0026 0.0434 0. 0.;  
5 8 0.0008 0.0112 0.1476 0. 0.;  
6 7 0.0006 0.0092 0.1130 0. 0.;  
6 11 0.0007 0.0082 0.1389 0. 0.;  
6 54 0. 0.0250 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 0.3040 0. 0.;  
16 21 0.0008 0.0135 0.2548 0. 0.;  
16 24 0.0003 0.0059 0.0680 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 0.0180 0. 1.009 0.;  
21 22 0.0008 0.0140 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 0.0350 0.3610 0. 0.;  
23 59 0.0005 0.0272 0. 0. 0.;  
25 26 0.0032 0.0323 0.5310 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.;  
26 29 0.0057 0.0625 1.0290 0. 0.;  
28 29 0.0014 0.0151 0.2490 0. 0.;  
29 61 0.0008 0.0156 0. 1.025 0.;  
9 30 0.0019 0.0183 0.29 0. 0.;  
9 36 0.0022 0.0196 0.34 0. 0.;  
9 36 0.0022 0.0196 0.34 0. 0.;  
36 37 0.0005 0.0045 0.32 0. 0.;  
34 36 0.0033 0.0111 1.45 0. 0.;  
35 34 0.0001 0.0074 0. 0.946 0.;  
33 34 0.0011 0.0157 0.202 0. 0.;  
32 33 0.0008 0.0099 0.168 0. 0.;  
30 31 0.0013 0.0187 0.333 0. 0.;  
30 32 0.0024 0.0288 0.488 0. 0.;
```

```

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 0.40 0. 0.;
47 48 0.0025 0.0268 0.40 0. 0.;
48 40 0.0020 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 0.0040 0.0600 2.25 0. 0.;
42 41 0.0040 0.0600 2.25 0. 0.;
41 40 0.0060 0.0840 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. 0.0030 0. 1. 0.;
1 27 0.032 0.32 0.41 1. 0.];
% Machine data format
% 1. machine number,
% 2. bus number,
% 3. base mva,
% 4. leakage reactance x_l(pu),
% 5. resistance r_a(pu),
% 6. d-axis synchronous reactance x_d(pu),
% 7. d-axis transient reactance x'_d(pu),
% 8. d-axis subtransient reactance x''_d(pu),
% 9. d-axis open-circuit time constant T'_do(sec),
% 10. d-axis open-circuit subtransient time constant
% T''_do(sec),
% 11. q-axis synchronous reactance x_q(pu),
% 12. q-axis transient reactance x'_q(pu),
% 13. q-axis subtransient reactance x''_q(pu),
% 14. q-axis open-circuit time constant T'_qo(sec),
% 15. q-axis open circuit subtransient time constant
% T''_qo(sec),
% 16. inertia constant H(sec),
% 17. damping coefficient d_o(pu),
% 18. damping coefficient d_l(pu),
% 19. bus number
% 20. saturation factor S(1.0)
% 21. saturation factor S(1.2)
% note: all the following machines use transient reactance model
mac_con = [
1 53 100 0.0125 0.0 0.1 0.031 0 10.2 0 0.069 0.031 0 1.5 0 42. 4.0 0 53 0 0 ;
2 54 100 0.035 0.0 0.295 0.0697 0 6.56 0 0.282 0.0697 0 1.5 0 30.2 9.75 0 54 0 0;
3 55 100 0.0304 0.0 0.2495 0.0531 0 5.7 0 0.237 0.0531 0 1.5 0 35.8 10 0 55 0 0;
4 56 100 0.0295 0.0 0.262 0.0436 0 5.69 0 0.258 0.0436 0 1.5 0 28.6 10 0 56 0 0;
5 57 100 0.027 0.0 0.33 0.066 0 5.4 0 0.31 0.066 0 0.44 0 26. 3 0 57 0 0;
6 58 100 0.0224 0.0 0.254 0.05 0 7.3 0 0.241 0.05 0 0.4 0 34.8 10 0 58 0 0;
7 59 100 0.0322 0.0 0.295 0.049 0 5.66 0 0.292 0.049 0 1.5 0 26.4 8 0 59 0 0;
8 60 100 0.028 0.0 0.29 0.057 0 6.7 0 0.280 0.057 0 0.41 0 24.3 9 0 60 0 0 ;
9 61 100 0.0298 0.0 0.2106 0.057 0 4.79 0 0.205 0.057 0 1.96 0 34.5 14 0 61 0 0;
10 62 100 0.199 0.0 0.169 0.0457 0 9.37 0 0.115 0 0 0 31.0 5.56 0 62 0 0;
11 63 100 0.0103 0.0 0.128 0.018 0 4.1 0 0.123 0 0 0 28.2 13.6 0 63 0 0;
12 64 100 0.022 0.0 0.101 0.031 0 7.4 0 0.095 0 0 0 92.3 13.5 0 64 0 0;

```

```

13 65 100 0.0049 0.0 0.0296 0.0055 0 5.9 0 0.286 0 0 0 0 248.0 33 0 65 0 0;
14 66 100 0.0017 0.0 0.018 0.00285 0 4.1 0 0.0173 0 0 0 0 300.0 100 0 66 0 0;
15 67 100 0.0017 0.0 0.018 0.00285 0 4.1 0 0.0173 0 0 0 0 300.0 100 0 67 0 0;
16 68 100 0.0041 0.0 0.0356 0.0071 0 7.8 0 0.0334 0 0 0 0 225.0 50 0 68 0 0];
% exciter data dc12 model
% 1 - exciter type (1 for DC1, 2 for DC2)
% 2 - machine number
% 3 - input filter time constant T_R
% 4 - voltage regulator gain K_A
% 5 - voltage regulator time constant T_A
% 6 - voltage regulator time constant T_B
% 7 - voltage regulator time constant T_C
% 8 - maximum voltage regulator output V_Rmax
% 9 - minimum voltage regulator output V_Rmin
% 10 - exciter constant K_E
% 11 - exciter time constant T_E
% 12 - E_1
% 13 - saturation function S_E(E_1)
% 14 - E_2
% 15 - saturation function S_E(E_2)
% 16 - stabilizer gain K_F
% 17 - stabilizer time constant T_F
exc_con = [...
1 1 0 5.0 0.06 0 0 1.0 -1.0 -0.0485 0.25 3.5461 0.080 4.7281 0.260 0.040 1.0;
1 2 0 6.2 0.05 0 0 1.0 -1.0 -0.0633 .405 0.9183 0.660 1.2244 0.880 0.057 0.5;
1 3 0 5.0 0.06 0 0 1.0 -1.0 -.0198 0.50 2.3423 0.130 3.1230 0.340 0.080 1.0;
1 4 0 5.0 0.06 0 0 1.0 -1.0 -.0525 0.50 2.8681 0.080 3.8241 0.314 0.080 1.0;
1 5 0 40. 0.02 0 0 10. -10. 1.0 .785 3.9267 0.070 5.2356 0.910 0.030 1.0;
1 6 0 5.0 0.02 0 0 1.0 -1.0 -.0419 .471 3.5868 0.064 4.7824 0.251 .0754 1.246;
1 7 0 40. 0.02 0 0 6.5 -6.5 1.0 .730 2.8017 0.530 3.7356 0.740 0.030 1.0;
1 8 0 5.0 0.02 0 0 1.0 -1.0 -0.047 .528 3.1915 0.072 4.2553 0.282 .0854 1.26;
1 9 0 40. 0.02 0 0 10.5 -10.5 1.0 1.40 4.2568 0.620 5.6757 0.850 0.030 1.0 ];

```

Paramètres de réglage de l'AG	1ère application	2ème application
Taille de la Population	75	75
Nombre total de paramètres à optimiser	42	42
Probabilité de croisement Pc	0,9	0,9
Probabilité de Mutation Pm	0,005	0,005
Nombre de générations N _{gener}	250	300

Tableau A.1 Paramètres de réglage de l'AG.

Paramètres	Cas A	Cas B	Cas C
Gain Ki	$1 \leq K_i \leq 40$	$1 \leq K_i \leq 40$	$1 \leq K_i \leq 40$
Constante de temps T1i	$0.01 \leq T_{1i} \leq 1$	$0.01 \leq T_{1i} \leq 1$	$0.01 \leq T_{1i} \leq 1$
Constante de temps T3i	$0.01 \leq T_{3i} \leq 1$	$0.01 \leq T_{3i} \leq 1$	$0.01 \leq T_{3i} \leq 1$
Localisation des PSS pss_pti	—	pss_pti={Gen.53à Gen.68}	pss_pti= {Gen.53,,Gen.68}

Connection des PSS pss_swi	—	—	pss_swi = {0,1}
-------------------------------	---	---	-----------------

Tableau A.2 Espace de recherche de l'algorithme génétique

Cas	Configuration
Cas 1	Cas Normal, toutes les lignes en service
Cas 2	Lignes 1-2, 1-27 hors service
Cas 3	Lignes 16-17, 25-26 hors service

Tableau A.3. Configuration du système

Paramètres de réglage de l'AG	1ère application	2ème application
Taille de la Population	75	75
Nombre total de paramètres à optimiser	42	42
Probabilité de croisement P_c	0,9	0,9
Probabilité de Mutation P_m	0,005	0,005
Nombre de générations N_{gener}	250	300

Tableau B.1 Paramètres de réglage de l'AG.

Paramètres fixes des PSS	T_{wi}	T_{2i}	T_{4i}
1 ^{ère} application	10	0,02	0,02
2 ^{ème} application	10	0,1	0,05

Tableau B.2 Paramètres fixes des PSS (1^{ère} et 2^{ème} applications).

N° G.	Contraintes fixes			Contraintes dynamiques		
	K_{PSS}	T_1	T_3	K_{PSS}	T_1	T_3
1	35,211	0,054	0,048	37,7248	0,0790	0,0452
2	21,433	0,022	0,042	23,4329	0,0238	0,0441
3	33,492	0,066	0,098	33,6390	0,0637	0,0462
4	30,777	0,030	0,046	32,2578	0,0673	0,0460
5	35,841	0,090	0,079	38,3750	0,0608	0,0850
7	23,358	0,051	0,037	23,0859	0,0851	0,0809
8	01,549	0,082	0,079	01,5685	0,0862	0,0812
9	12,720	0,006	0,030	12,6048	0,0098	0,0293
10	30,118	0,088	0,074	10,4482	0,0398	0,1051
11	13,978	0,051	0,075	14,6773	0,0511	0,0755
12	38,729	0,059	0,098	23,7698	0,0552	0,1231
13	15,148	0,026	0,008	16,5094	0,0039	0,0143
15	39,988	0,001	0,001	43,8539	0,0090	0,0081
16	32,317	0,001	0,001	34,4827	0,0048	0,0003

Tableau B.3 Paramètres optimisés des PSS (1^{ère} application).

N° G.	Contraintes fixes			Contraintes dynamiques		
	K_{PSS}	T_1	T_3	K_{PSS}	T_1	T_3
1	38,999	0,856	0,846	56,7267	0,3938	1,2261
2	16,747	0,505	0,328	17,8886	0,7554	0,3163
3	38,986	0,817	0,634	31,3333	0,2784	0,5110
4	13,628	0,501	0,256	09,4932	0,1620	0,9583
5	10,641	0,121	0,257	20,4670	0,1176	0,2482
7	03,514	0,506	0,127	02,6274	0,5681	0,2456
8	20,607	0,550	0,379	20,6593	0,7132	0,1739
9	03,000	0,997	0,145	33,8595	0,5220	0,0720
10	05,068	0,995	0,748	25,0953	0,2274	0,1415
11	01,265	0,731	0,168	03,6886	0,0698	0,5213
12	39,560	0,909	0,084	36,9629	0,4045	0,3284
13	38,733	0,395	0,095	06,9376	0,4238	0,2097
15	39,869	0,272	0,026	37,0408	0,2626	0,0013
16	37,971	0,135	0,197	38,0956	0,0964	0,2285

Tableau B.4 Paramètres optimisés des PSS (2^{ème} application).

Paramètre PSS	ϵ_n	ϵ_m	Δ_n	Δ_m	ϵ_p	N_g
K_{PSS}	0.02	2	0.02	2	0.0001	15
T_1	0.0002	0.02	0.0002	0.02		
T_3	0.0002	0.02	0.0002	0.02		