

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département Électrotechnique

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'État en électrotechnique

Étude de la stabilité aux petits mouvements par la technique
intelligente WOA

HENNI Meryem

Sous la direction de **Pr. HELLAL Abdelhafid** ENP

Présenté et soutenu publiquement le (24/06/2025)

Composition du jury :

Président : Pr. Redouane TAHMI	ENP
Promoteur : Pr. Abdelhafid HELLAL	ENP
Promoteur : Pr. Karim SEBAA	ENP
Examineur : Dr Rabie BELKACEMI	ENP

ENP 2025

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



المدرسة الوطنية المتعددة التقنيات
Ecole Nationale Polytechnique

Département Électrotechnique

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'État en électrotechnique

Étude de la stabilité aux petits mouvements par la technique
intelligente WOA

HENNI Meryem

Sous la direction de **Pr. HELLAL Abdelhafid** ENP

Présenté et soutenu publiquement le (24/06/2025)

Composition du jury :

Président : Pr. Redouane TAHMI	ENP
Promoteur : Pr. Abdelhafid HELLAL	ENP
Promoteur : Pr. Karim SEBAA	ENP
Examineur : Dr Rabie BELKACEMI	ENP

ENP 2025

ملخص

يهدف هذا العمل إلى تحسين استقرار الشبكات الكهربائية في حالة الاضطرابات الصغيرة من خلال تحسين معلمات مثبتات نظام الطاقة (PSS) باستخدام خوارزمية تحسين الحيتان (WOA). تعتمد الطريقة المقترحة على دالة متعددة الأهداف تجمع بين القيم الذاتية للنظام ومعدل التخميد الأدنى لتعزيز الاستقرار الزاوي. تم أولاً التحقق من صحة خوارزمية WOA على 23 دالة قياسية، ثم تم تطبيقها على ثلاث شبكات من النوع أحادي وآلات متعددة. تؤكد نتائج التحليلات النمطية والديناميكية تحسناً واضحاً في الاستقرار مقارنة بالإعدادات التقليدية.

الكلمات المفتاحية: الاستقرار في حالة الاضطرابات الصغيرة - مثبت نظام الطاقة - خوارزمية تحسين الحيتان - دالة متعددة الأهداف - دوال قياسية - أنظمة أحادية ومتعددة الآلات - القيم الذاتية - معدل التخميد.

Abstract

This work aims to improve the small-signal stability of power systems by optimizing the parameters of Power System Stabilizers (PSS) using the Whale Optimization Algorithm (WOA). The proposed method is based on a multi-objective function that combines system eigenvalues and the minimum damping ratio to enhance angular stability. The WOA algorithm is first validated on 23 benchmark functions and then applied to three power system configurations, including both single-machine and multi-machine models. The results of modal and dynamic analyses confirm a significant improvement in system stability compared to conventional tuning methods.

Keywords: Small-signal stability - Power system stabilizer - The Whale Optimization Algorithm - Multi-objective function - Benchmark functions - Single and multi-machine systems - Eigenvalues - Damping ratio.

Résumé

Ce travail vise à améliorer la stabilité aux petites perturbations des réseaux électriques en optimisant les paramètres des stabilisateurs de système de puissance (PSS) à l'aide de l'algorithme d'optimisation des baleines à bosse (WOA). La méthode proposée repose sur une fonction multi-objectifs combinant les valeurs propres du système et le taux d'amortissement minimal pour renforcer la stabilité angulaire. L'algorithme WOA est d'abord validé sur 23 fonctions de benchmark, puis appliqué à trois réseaux de type mono- et multimachines. Les résultats des analyses modales et dynamiques confirment une nette amélioration de la stabilité par rapport aux réglages conventionnels.

Mots-clés : Stabilité aux petites perturbations - Stabilisateur de système de puissance - Algorithme d'optimisation des baleines à bosse - Fonction multiobjectif - Fonctions de benchmark - Systèmes mono- et multimachines - Valeurs propres - Taux d'amortissement.

Dédicaces

À ma chère maman, Je tiens à exprimer ma plus profonde gratitude pour ton soutien inébranlable, ta présence constante, ta patience infinie et ta force admirable qui m'ont permis de surmonter les moments les plus difficiles de ma vie. Merci, maman, pour tout l'amour et la lumière que tu as toujours su m'apporter.

À mon cher père, Merci d'être toujours là, d'incarner un modèle de bonté, de compréhension et de chaleur. Ta bienveillance m'a toujours guidé et encouragé sur le chemin de la vie.

À ma sœur bien-aimée, Pour tout ce que tu m'as donné, je suis là où je suis aujourd'hui grâce à toi. Merci pour tes conseils avisés, ta force constante et ton inspiration quotidienne. Tu as toujours été une seconde maman pour moi, et mes mots ne sauraient exprimer toute ma reconnaissance. Cette réussite, je te la dédie de tout cœur.

À mon frère, Même si la distance nous sépare, ta présence est toujours ressentie. Merci d'être ce frère courageux et fort, dont l'exemple m'a beaucoup appris.

À mon beau-frère Amine, Je te remercie pour tes conseils précieux, ton accompagnement attentif et ton soutien sans faille qui m'ont énormément aidée dans mes choix.

À ma tante Nora, Merci d'avoir veillé sur moi dans les moments les plus difficiles, de ne jamais m'avoir abandonnée. Ta présence a été un véritable réconfort.

À ma tante Nacira, Tu es toujours présente parmi nous, malgré la distance. Merci pour ces magnifiques caftans et pour ton soutien constant, qui réchauffe mon cœur à chaque instant.

À mes chers amis, À Kassia, ma meilleure amie, merci pour ton soutien constant, ton sourire rayonnant et tes encouragements sans cesse renouvelés. À Kenza, ma deuxième sœur, merci d'avoir été là pour moi tout au long de ce travail, ton réconfort et tes mots d'encouragement m'ont donné la force de persévérer. À Afaf Khokha, mon binôme exemplaire durant ces dernières années, merci pour les pauses café, les instants difficiles et les moments de joie et de rire partagés. À Yanis, merci d'être un ami fidèle, toujours présent à mes côtés. À Rayane et Rania, pour votre aide précieuse lors de la présentation.

Enfin, je remercie chaleureusement toute ma famille et toutes les personnes qui m'ont soutenue, de près ou de loin. Votre appui indéfectible, vos encouragements constants et votre fierté à mon égard ont été les piliers solides sur lesquels j'ai pu bâtir mes réussites.

Meryem.

Remerciements

Tout d'abord, je rends grâce à Allah, le Tout-Puissant, de m'avoir accordé la force, la patience et le courage indispensables à l'achèvement de ce travail.

Je tiens à exprimer ma profonde reconnaissance à mon encadrant, le Professeur A.Hellal, qui m'a offert l'opportunité de réaliser ce mémoire sous sa direction éclairée. Je lui suis infiniment reconnaissant pour la confiance qu'il m'a témoignée tout au long de ce parcours, ainsi que pour ses remarques pertinentes, son suivi rigoureux et son accompagnement constant à chaque étape du projet. Ses critiques constructives ont su orienter mes réflexions, et ses conseils avisés, sa disponibilité permanente et son engagement ont été des sources précieuses de motivation et d'enrichissement.

Je souhaite également adresser mes sincères remerciements à l'ensemble des membres du jury pour avoir accepté d'évaluer ce travail. Je remercie tout particulièrement Monsieur R. Tahmi, Professeur à l'École Nationale Polytechnique d'Alger, qui a eu l'honneur de présider ce jury, ainsi que Monsieur R. Belkacemi, Docteur à l'École Nationale Polytechnique, pour son rôle d'examineur. Ma gratitude va aussi à Monsieur K. Sebaa, Professeur à l'École Nationale Polytechnique, qui a accepté de me co-encadrer.

Je tiens par ailleurs à exprimer ma reconnaissance à l'ensemble des enseignants du département d'électrotechnique, dont les enseignements et les encouragements ont grandement contribué à ma formation et à la réussite de ce projet.

Enfin, je remercie chaleureusement toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont apporté leur aide, leur soutien ou leurs conseils durant la réalisation de ce travail.

Meryem.

Table des matières

Liste des tableaux

Table des figures

Liste des acronymes

Introduction générale	15
Étude de la stabilité angulaire des petites perturbations	17
Introduction	18
Théorie de la stabilité angulaire des petites perturbations	19
Définition de la stabilité angulaire aux petites perturbations	19
Étude des aspects dynamiques mécaniques et électromagnétiques de la stabilité angulaire	19
Les oscillations à faible fréquence dans les systèmes électriques	20
Classification des oscillations à basse fréquence dans les systèmes électriques	20
Dispositifs de stabilisation des oscillations : PSS et systèmes FACTS	21
Modèles des systèmes électriques de puissance	22
Modèle du générateur	22
Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park	22
Référentiel commun	23
Hypothèses du modèle	24
Équations électriques	25
Équations mécaniques	26
Régulation du générateur	27
Régulation de la vitesse	27
Régulation de la tension	28

Modèle du réseau de transmission	29
Modèle des transformateurs	29
Modèle des lignes de transmission	30
Modèle des charges	30
Mise en équation du modèle du réseau de transmission	30
Modélisation du système de puissance	32
Linéarisation du système de puissance	33
Modèle d'état linéaire	35
Analyse de la stabilité angulaire aux petites perturbations	35
Valeurs propres	35
Vecteurs propres	36
Facteurs de participation	37
Conclusion	38
Amélioration de la stabilité angulaire aux petites perturbations par les stabilisateurs de système électrique (PSS)	39
Introduction	40
Stabilisateurs de puissance : modèle et principe de fonctionnement	41
Classification des PSS selon le signal d'entrée	41
Stabilisateur de puissance à avance/retard de phase	42
Fonction de transfert du PSS à avance-retard	42
Choix des paramètres du PSS	43
Gain amplificateur K_c :	43
Filtre passe-haut (T_w) :	43
Constantes de compensation de phase (T_1, T_2, T_3, T_4) :	44
Limiteur de tension de sortie :	44
Emplacement optimal des PSSs.	44
Application au système monomachine	45
Description du système	45
Analyse des résultats	45
Simulation dynamique	46
Application au système multimachines	48

Description du système	48
Analyse des résultats	49
Simulation dynamique	53
Conclusion	54
Optimisation par l'algorithme des baleines à bosse WOA	55
Introduction	56
L'algorithme d'optimisation des baleines WOA	57
Origine et inspiration biologique	57
Modèle mathématique de l'algorithme WOA	57
Encerclement de la proie	58
Recherche exploratoire (phase d'exploration)	58
Attaque en filet de bulles (phase d'exploitation)	60
Contrôle de la convergence via le paramètre a	60
Étapes détaillées de l'algorithme WOA	61
Évaluation expérimentale du WOA sur des fonctions de référence	62
Présentation des fonctions de test	62
Résultats et analyse	64
Analyse du comportement de convergence	64
Optimisation des paramètres des PSS par l'algorithme WOA	68
Adaptation du WOA au problème des PSS	68
Formulation du problème d'optimisation	68
Processus d'optimisation par WOA	69
Résumé de l'algorithme	70
Organigramme de l'optimisation WOA pour les PSS	70
Application du WOA au système monomachine SMIB	72
Description du système SMIB avec PSS	72
Mise en œuvre du WOA pour l'optimisation	72
Résultats de l'optimisation	72
Conclusion	73
Applications et résultats	74

Introduction	75
Présentation de l'interface graphique	76
Présentation générale de l'interface graphique	76
Interface graphique adaptée à l'étude	76
Guide d'utilisation de l'interface	77
Interface d'accueil (Main Interface)	77
Interface fonctionnelle (Functional Interface)	77
Mise en œuvre de l'algorithme WOA pour un système multimachine	79
Structure générale de la fonction multiobjectif	79
Critères de la fonction multiobjectif	80
Bornes des paramètres et réglages	80
Forme finale de la fonction multiobjectif	80
Application et analyse des résultats	81
Application au système monomachine	81
Résultats et discussion	81
Application au système 3 machines 9 bus	83
Résultats et discussion	83
Application au système 68 bus 16 machines	85
Description du réseau étudié	85
Résultats et discussion	86
Le système sans PSS	86
Le système avec PSSs	87
Le système avec PSS optimisé par WOA	89
Simulation dynamique	92
Comparaison et discussion des résultats d'optimisation (WOA vs AG)	95
Analyse comparative	95
Discussion	96
Conclusion	97
Conclusion générale et perspectives	98
Bibliographie	101

Données des systèmes étudiés

106

Liste des tableaux

Valeurs propres avant pss - SMIB	45
Valeurs propres après PSS - SMIB	46
Point de fonctionnement en p.u [Tol05]	49
Paramètres des PSSs	49
Valeurs propres avant PSS - 3 machines 9 bus	50
Fonctions de benchmark unimodales	62
Fonctions de benchmark multimodales	63
Fonctions séparables et non séparables	63
Paramètres des PSSs optimisés-SMIB	81
Paramètres optimaux des PSS pour le système 3 machines 9 bus	83
Valeurs propres du système sans PSSs	86
Paramètres des PSS pour le système New England	87
Valeurs propres après ajout des PSS	88
Paramètres optimisés des PSS pour le système New England	89
Valeurs propres après ajout des PSS optimisés	90

Table des figures

Types d'oscillation de faible fréquence	20
Modélisation de la machine synchrone idéalisée.	23
Les enroulements de la machine synchrone après transformation de Park ("o" non montré)	23
Représentation d'un vecteur dans deux repères différents.	24
Diagramme des phaseurs relatif à la i -ème machine d'un système multimachine.	25
Schéma montrant les différentes actions des régulateurs sur une unité de production. . . .	27
Modèle du régulateur de vitesse et de la turbine. [Tol05]	28
Modèle simplifié de l'excitation. [Tol05]	28
Modèle simplifié de transformateur	29
Modèle simplifié d'une ligne de transmission	30
Modèle de Heffron-Philips [DMR21]	34
Modèle simplifié d'un système de contrôle de l'excitation	41
Schéma bloc d'un PSS à avance -retard de phase.	43
Système monomachine nœud infini.	45
Diagramme des valeurs propres avant et après PSS.	46
Variation de la vitesse du rotor	47
Variation de la déviation de l'angle interne	48
Schéma unifilaire du réseau : 3 machines 9 nœuds	49
Facteurs de participation pour les différentes charges.	51
Diagramme des valeurs propres pour les différentes charges.	52
La variation de la vitesse du rotor pour les 3 générateurs	53
La déviation de l'angle rotorique pour les 3 générateurs	53
Comportement alimentaire des baleines à bosse dans les filets à bulles	57

Mécanisme d'encerclement par rétrécissement	59
Phase d'exploration	59
Mécanisme d'attaque au filet à bulles	60
Test fonctions F1 et F4.	65
Test fonctions F8 et F23.	66
Test fonctions F16 et F19.	67
Zone D de stabilité pour les valeurs propres du système	69
Organigramme du WOA pour l'optimisation des paramètres des PSS	71
Interface d'accueil de l'application graphique	77
Interface fonctionnelle	78
Interface fonctionnelle - comparaison	78
Comparaison des diagrammes des valeurs propres pour les différentes configurations du système monomachine	82
Évolution de la fonction de fitness, de la stabilité, du taux d'amortissement minimal et de la pénalité au cours de l'optimisation WOA -SMIB	82
Comparaison des valeurs propres pour différentes charges et configurations du système 3 machines 9 bus	84
Évolution de la fonction de fitness, de la stabilité, du taux d'amortissement minimal et de la pénalité au cours de l'optimisation WOA - 3 machines 9 bus	85
Structure du réseau interconnecté New England/New York (68 bus, 16 générateurs)	86
Comparaison des valeurs propres avant et après PSS pour le système New England	89
Comparaison des valeurs propres du système New England pour les différentes configurations : sans PSS, avec PSS conventionnels et avec PSS optimisés par WOA.	91
Évolution de la fonction de fitness, de la stabilité, du taux d'amortissement minimal et de la pénalité au cours de l'optimisation WOA -New England	91
Déviations de l'angle rotorique avant et après optimisation	93
Variation de la vitesse angulaire du rotor avant et après optimisation	94
Schéma du système à 3 machines – 9 bus	107
Schéma du système à 16 machines – 68 bus	110

Liste des acronymes

AVR Automatic Voltage Regulator / Régulateur Automatique de Tension

PSS Power System Stabilizer / Stabilisateur de Système Électrique

FACTS Flexible AC Transmission System / Systèmes de Transmission AC Flexibles

WOA Whale Optimization Algorithm / Algorithme d'Optimisation par Baleines à Bosse

GUI Graphical User Interface / Interface Graphique Utilisateur

SMIB Single-Machine Infinite-Bus / Système Monomachine à Bus Infini

SMES Superconducting Magnetic Energy Storage / Stockage d'Énergie Magnétique supraconducteur

SSSC Static Synchronous Series Compensator / Compensateur Synchrone Série Statique

AG Algorithme Génétique / Genetic Algorithm

Introduction générale

Dans un contexte où la demande énergétique mondiale ne cesse d'augmenter, assurer la stabilité des réseaux électriques est devenu un enjeu majeur pour éviter des pannes aux conséquences souvent graves. Chaque année, des perturbations imprévues, telles que des défauts de courte durée ou des variations rapides de charge, mettent à rude épreuve la capacité des systèmes électriques à maintenir leur équilibre dynamique. Parmi les différentes formes de stabilité, la stabilité angulaire des générateurs synchrones joue un rôle essentiel pour prévenir des coupures majeures et garantir la continuité du service [Kun94, AF03].

Des événements récents, comme le blackout nord-américain de 2003 ayant privé d'électricité près de 50 millions de personnes [For04], ou la panne majeure en Europe en 2006 [EE07], ont révélé la vulnérabilité des réseaux face à des pertes de synchronisme entre générateurs. Ces incidents soulignent l'importance d'améliorer les dispositifs de contrôle et de stabilisation pour assurer une réponse rapide et efficace aux perturbations.

La stabilité angulaire désigne la capacité des générateurs à rester synchronisés après une perturbation, garantissant ainsi le bon fonctionnement du réseau. En cas de déséquilibre, des oscillations électromécaniques peuvent apparaître, menaçant la cohérence du système et pouvant entraîner des défaillances graves [Mac75, Hin12].

Les stabilisateurs de système électrique (PSS) sont largement utilisés pour améliorer la stabilité dynamique des réseaux en atténuant ces oscillations. Installés dans le système d'excitation des générateurs, ils injectent des signaux correcteurs pour compenser le retard induit par le régulateur automatique de tension (AVR) et le système d'excitation. Leur efficacité dépend cependant du réglage précis de leurs paramètres, qui doit être adapté aux caractéristiques spécifiques du réseau et aux conditions de fonctionnement variables [Lar86].

Le réglage manuel ou fondé sur des approches classiques s'avère souvent insuffisant face à la complexité croissante des réseaux électriques modernes et à la variabilité de leurs conditions de fonctionnement. Dans ce contexte, les techniques d'optimisation métaheuristiques ont suscité un intérêt croissant en raison de leur capacité à résoudre des problèmes complexes, non linéaires et à forte dimension. Ainsi, de nombreux travaux ont exploré leur application à l'optimisation des stabilisateurs de systèmes de puissance (PSS). On note notamment l'utilisation d'algorithmes génétiques dès 2005 pour le réglage des PSS [Tol05], suivie par des approches hybrides combinant optimisation génétique et analyse modale pour améliorer le placement optimal des PSS dans des réseaux multi-machines [Alk08a]. D'autres contributions ont proposé des stabilisateurs adaptatifs basés sur des systèmes neuro-flous optimisés par algorithmes génétiques [AS09]. Plus récemment, l'algorithme de colonie de fourmis (ACO) a été appliqué au réglage conjoint d'un PSS et d'un régulateur PID [KD21], tandis que des études ont comparé les performances des approches par algorithmes génétiques (GA) et par essaim particulaire (PSO) pour l'optimisation multiobjectif des PSS [G⁺23]. L'application de la logique floue a également été explorée pour concevoir des PSS adaptatifs [DK23], reflétant la diversité croissante des stratégies intelligentes appliquées à la stabilité des systèmes électriques.

Parmi ces approches, l'algorithme d'optimisation par les baleines (Whale Optimization Algorithm, WOA), inspiré du comportement de chasse des baleines à bosse, s'est distingué par sa simplicité de mise en œuvre et son efficacité. Introduit en 2016 [ML16], le WOA combine exploration globale et exploitation locale pour offrir un bon compromis entre rapidité et précision dans la recherche de solutions optimales. Il a notamment été utilisé pour améliorer la stabilité aux petites perturbations d'un grand système électrique, en concevant un PSS optimisé par le WOA appliqué à un système mono-machine à bus infini modifié (MSMIB) et à un réseau multi-machines de type New England [DMR21].

Ce projet s'inscrit dans cette dynamique en proposant une approche innovante basée sur le WOA pour optimiser les paramètres des PSS, dans le but d'améliorer la stabilité angulaire des systèmes électriques face aux petites perturbations. Cette méthode vise à garantir un amortissement optimal des oscillations et une meilleure robustesse du réseau, avec un PSS fonctionnel en continu, capable de s'adapter à diverses conditions opérationnelles.

Les travaux présentés dans cette étude comprennent la modélisation des systèmes électriques, l'adaptation du WOA au problème d'optimisation multiobjectif des paramètres des PSS, ainsi que la validation par des simulations dynamiques sur des réseaux mono et multi-machines. Les résultats obtenus démontrent la pertinence et la performance de la méthode proposée, ouvrant la voie à des applications pratiques dans la gestion et la sécurisation des réseaux électriques modernes.

Ce mémoire est structuré en quatre chapitres, organisés comme suit :

Chapitre 1 : Étude de la stabilité angulaire des petites perturbations, modélisation des systèmes électriques et analyse de la stabilité.

Chapitre 2 : Amélioration de la stabilité angulaire par les PSS, avec une série de simulations sur des systèmes mono-machine et multi-machines.

Chapitre 3 : Présentation et adaptation du Whale Optimization Algorithm (WOA) à notre problématique.

Chapitre 4 : Présentation de l'interface graphique (GUI), mise en œuvre de l'algorithme WOA avec application pratique, discussion des résultats obtenus, et comparaison des performances sur le système New England/New York.

Enfin, nous terminerons ce mémoire par les principales conclusions et quelques perspectives.

Chapitre 1

Étude de la stabilité angulaire des petites perturbations

1.1 Introduction

La performance d'un système électrique repose sur sa capacité à fournir en permanence une puissance adaptée à la demande, tout en maintenant les paramètres critiques (tension et fréquence) dans des plages opérationnelles acceptables. Parmi les trois études principales des systèmes de puissance – écoulement de puissance, analyse de défauts et stabilité – c'est la stabilité qui est la plus difficile à analyser, en raison de la complexité des modèles nécessaires et des différentes méthodes à utiliser pour l'étudier.

Historiquement, les recherches sur la stabilité ont donné lieu à de multiples définitions, chacune mettant l'accent sur des aspects spécifiques de la réponse du système aux perturbations. La définition consensuelle actuelle, issue des travaux conjoints de l'IEEE et du CIGRE (2004) [IF04], précise que la stabilité d'un système électrique correspond à sa capacité à retrouver un état d'équilibre après une perturbation physique, tout en maintenant l'intégrité du réseau et en conservant ses variables dans des limites admissibles. Cette stabilité globale se décline en plusieurs catégories principales, qui reflètent les différents comportements dynamiques du système. On distingue ainsi la stabilité angulaire, qui concerne la capacité des machines synchrones à rester synchronisées entre elles [Kun94]; la stabilité de la tension [Cus02], liée au maintien des niveaux de tension dans des plages sécurisées; et la stabilité de la fréquence, qui traduit l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie [Mac75]. Cette classification permet une meilleure compréhension des mécanismes impliqués dans la stabilité des systèmes électriques et guide le développement des stratégies de contrôle adaptées à chaque type de phénomène.

Si les études historiques se sont focalisées sur la stabilité de l'angle rotor, l'exploitation croissante des réseaux à leurs limites de capacité – notamment en raison de l'intégration croissante des énergies renouvelables intermittentes et des charges variables – a soulevé de nouvelles problématiques. Parmi celles-ci, l'amortissement des oscillations interrégionales de faible amplitude est devenu une préoccupation majeure pour la sécurité et la fiabilité des systèmes de puissance [BEG24]. Ces oscillations, souvent initiées par de petites perturbations cumulatives, peuvent évoluer vers des instabilités à grande échelle et compromettre la stabilité dynamique des réseaux interconnectés, comme souligné dans les travaux de Hatziargyriou et al. (2021) [H⁺21].

1.2 Théorie de la stabilité angulaire des petites perturbations

1.2.1 Définition de la stabilité angulaire aux petites perturbations

La stabilité angulaire aux petites perturbations, également appelée stabilité dynamique, désigne la capacité d'un système électrique à maintenir la synchronisation entre ses machines lorsque celui-ci est soumis à de faibles perturbations. Une instabilité se manifeste par un écart croissant, oscillatoire ou non, entre les angles de rotor des générateurs. Cette forme de stabilité dépend à la fois du point d'équilibre initial du système et de ses caractéristiques dynamiques. Contrairement à la stabilité transitoire, elle ne dépend pas de l'amplitude des perturbations, qui sont considérées comme infinitésimales [Kun94].

La perte de synchronisme peut se produire soit entre une machine et le reste du système, entraînant une instabilité locale, soit entre des groupes de machines, où chaque groupe conserve son propre synchronisme, ce qui caractérise une instabilité globale. Cette instabilité aux petites perturbations intervient généralement à court terme, avec une échelle de temps de l'ordre de 10 à 20 secondes.

1.2.2 Étude des aspects dynamiques mécaniques et électromagnétiques de la stabilité angulaire

La stabilité angulaire aux petites perturbations repose sur la capacité des machines synchrones à maintenir leur synchronisme après une perturbation légère. Ce phénomène est directement lié à l'équilibre entre deux couples agissant sur chaque machine : le couple électromagnétique et le couple mécanique. Lors d'une perturbation, la variation du couple électromagnétique peut être décomposée en deux composantes principales :

- Le couple synchronisant, proportionnel à la déviation de l'angle du rotor, qui agit comme une force de rappel permettant au rotor de revenir vers sa position d'équilibre. Ce couple détermine la capacité du système à supporter des perturbations importantes sans perdre le synchronisme et influence la fréquence naturelle des oscillations en régime de petites perturbations [IEE03].
- Le couple d'amortissement, proportionnel à la déviation de la vitesse du rotor, qui agit comme un mécanisme d'atténuation des oscillations électromécaniques. Il est principalement généré par les interactions entre le flux magnétique dans l'entrefer et les enroulements amortisseurs du rotor [AF03].

Le déséquilibre entre le couple mécanique (fourni par la turbine) et le couple électromagnétique (produit par le générateur) provoque une variation du mouvement du rotor par rapport à une référence synchrone tournante. Le couple électromagnétique, issu des interactions entre les circuits du stator, du circuit d'excitation et des enroulements amortisseurs, joue un rôle essentiel dans la stabilité angulaire [AF03].

Le couple d'amortissement est nécessaire pour assurer la stabilité aux petites perturbations, car il détermine le taux d'atténuation des oscillations du rotor. Toutefois, ce couple peut être faible, voire négatif, notamment en présence de certains contrôleurs, tels que les régulateurs de tension, qui peuvent induire un amortissement négatif. Un couple d'amortissement négatif favorise l'amplification spontanée des oscillations, pouvant conduire à la perte de synchronisme. Ainsi, les problèmes actuels de stabilité angulaire aux petites perturbations sont principalement liés à un amortissement insuffisant des oscillations [AF03].

1.2.3 Les oscillations à faible fréquence dans les systèmes électriques

Les oscillations à faible amplitude, généralement comprises dans une plage de fréquences allant de 0,2 à 2 Hz, sont un phénomène dynamique fréquent dans les systèmes électriques interconnectés. Ces oscillations peuvent être déclenchées par de petites perturbations du réseau ou, dans certains cas, apparaître spontanément sans cause externe évidente [Kun94, Rog00]. Bien que de faible amplitude, ces oscillations ont un impact significatif sur la stabilité et la capacité de transmission du système, car elles peuvent limiter la puissance transférée entre zones et, dans des cas extrêmes, provoquer la perte de synchronisme et un effondrement généralisé du réseau [Sad98b].

1.2.3.1 Classification des oscillations à basse fréquence dans les systèmes électriques

Les oscillations à faible fréquence observées dans les systèmes électriques peuvent être regroupées en plusieurs catégories distinctes, généralement identifiées en fonction de leur fréquence et de leur origine [CIG96]. La figure 1.1 illustre une classification générale de ces oscillations, qui permet de mieux comprendre leurs caractéristiques et leurs impacts sur la stabilité du réseau.

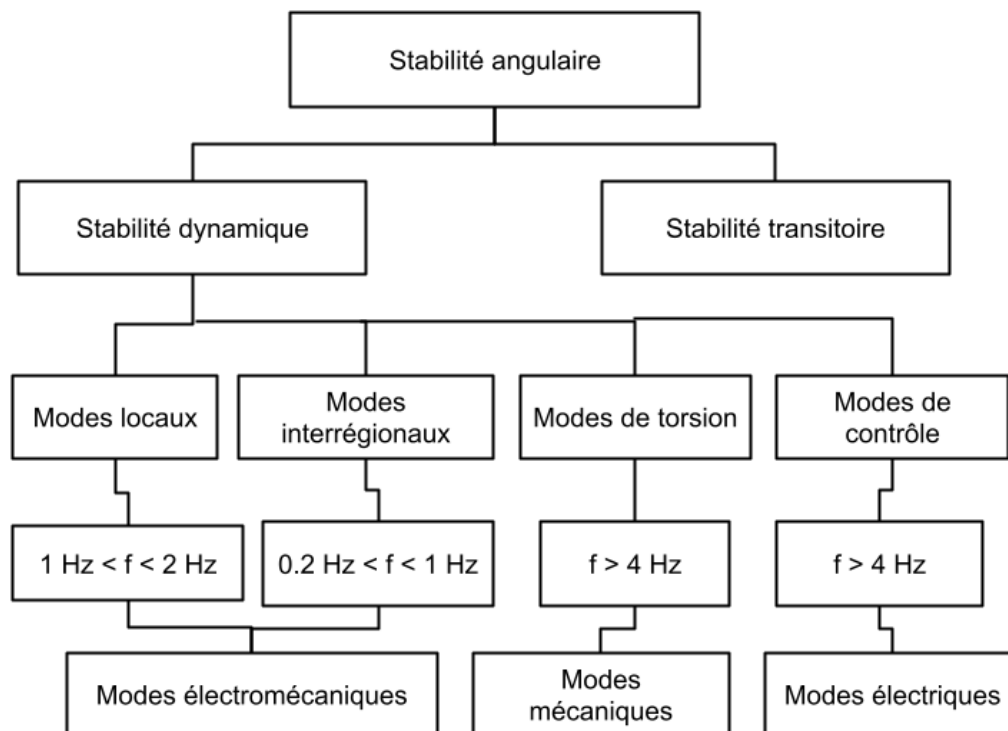


FIG. 1.1 : Types d'oscillation de faible fréquence

Dans le cadre de cette étude, l'attention est portée principalement sur deux types majeurs d'oscillations, appelés modes électromécaniques : les modes locaux et les modes interrégionaux. Cette distinction est particulièrement pertinente pour les réseaux pouvant être divisés en zones géographiques bien définies, séparées par de longues distances [MZB16]. Toutefois, dans les systèmes où les centrales sont réparties de manière homogène sur une vaste région, la séparation géographique entre modes locaux et interrégionaux peut être moins évidente. Néanmoins, il est généralement admis que les modes interrégionaux présentent les fréquences les plus basses et impliquent la participation d'un grand nombre de générateurs répartis sur l'ensemble du système [CIG96].

1. **Mode d'oscillation local** : Le mode local concerne les oscillations qui se produisent entre un générateur unique ou un petit groupe de générateurs et le reste du réseau dans une zone géographiquement limitée. Ces oscillations sont influencées par les caractéristiques propres à cette zone, telles que les charges, les générateurs et les dispositifs de contrôle locaux. La fréquence typique de ces oscillations se situe généralement entre 1 et 2,5 Hz [MBB08a, Ben18].
2. **Mode d'oscillation interzone** : Les oscillations interzones, quant à elles, résultent des interactions dynamiques entre différentes régions ou zones géographiques d'un réseau électrique interconnecté. Elles reflètent les variations de puissance et les déséquilibres entre ces zones, qui se traduisent par des oscillations à basse fréquence se propageant à travers les interconnexions. Ce mode implique que certains groupes de générateurs oscillent en opposition avec d'autres, sur des systèmes de grande échelle. En raison de l'inertie plus importante des ensembles de générateurs dans chaque zone, la fréquence de ces oscillations est plus faible, généralement comprise entre 0,1 et 1 Hz. Comparé au mode local, le mode interzone se caractérise par une durée plus longue, un impact plus étendu, un amortissement plus faible et une difficulté accrue à être contrôlé efficacement [MBB08a, Ben18].

1.2.4 Dispositifs de stabilisation des oscillations : PSS et systèmes FACTS

Comme mentionné précédemment, les oscillations électromécaniques limitent la capacité de transmission de puissance dans les réseaux électriques et peuvent parfois entraîner une perte de synchronisme, voire un black-out généralisé. Pour garantir un fonctionnement fiable, il est indispensable d'intégrer des sources spécifiques d'amortissement. La stabilité peut être significativement améliorée grâce à des systèmes de contrôle en boucle fermée adaptés.

Deux approches principales permettent d'améliorer rapidement la stabilité :

1. Le contrôleur côté générateur, qui injecte un signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur. Ce dispositif, appelé **Power System Stabilizer (PSS)**, détecte les variations de la vitesse du rotor ou de la puissance électrique et génère un signal correctif envoyé au régulateur automatique de tension (AVR). Cette méthode est largement privilégiée pour son efficacité, sa simplicité d'installation et son coût modéré [LK86, Kun94].
2. Le contrôleur côté lignes de transmission, via les systèmes **FACTS (Flexible AC Transmission System)** tels que SVC, TCSC ou SSSC. Ces équipements, basés sur l'électronique de puissance avancée, sont principalement utilisés pour le contrôle des flux de puissance, la gestion de la puissance réactive et la régulation des tensions. Ils peuvent également intégrer des signaux de stabilisation pour améliorer l'amortissement des oscillations électromécaniques. Cependant, leur coût élevé limite leur déploiement exclusif à des fins de stabilisation [Sad98a, Rog00].

Comparativement, les PSS restent la solution la plus répandue pour améliorer la stabilité aux petites perturbations, en raison de leur simplicité, de leur efficacité et de leur coût abordable. C'est pourquoi cette étude se concentre sur l'utilisation des PSS, en mettant l'accent sur le type choisi, leurs principes de fonctionnement ainsi que les paramètres associés, qui seront détaillés dans le chapitre suivant.

1.3 Modèles des systèmes électriques de puissance

Afin d'analyser cette stabilité dans un réseau multimachines, il est indispensable de disposer d'un modèle mathématique précis et représentatif du système étudié.

Nous y présenterons notre modèle d'état du système électrique en détaillant les différentes composantes du réseau. Plus spécifiquement, nous nous intéresserons aux éléments suivants :

- Les unités de production : modélisation des générateurs synchrones, de leur système d'excitation et de l'ensemble turbine/régulateur.
- Le réseau de transport et de distribution : prise en compte des transformateurs et des lignes de transmission.
- Les charges : représentation des éléments de consommation d'énergie.

Initialement, ce modèle est formulé sous forme d'un système d'équations différentielles ordinaires non linéaires couplées à des équations algébriques, reflétant la nature complexe et interdépendante des phénomènes dynamiques. Afin de faciliter l'analyse et le contrôle, ce modèle non linéaire sera ensuite linéarisé autour d'un point d'équilibre et exprimé sous forme d'état, ce qui permettra, dans le chapitre suivant, d'analyser les résultats des simulations et d'évaluer la stabilité du réseau.

1.3.1 Modèle du générateur

L'énergie électrique est principalement produite par des machines synchrones, dont la vitesse de rotation est égale à celle du champ tournant. Leur fonctionnement repose sur l'application d'un couple mécanique, fourni par une source d'énergie primaire (hydraulique, nucléaire ou chimique), via une turbine. Le champ magnétique rotorique, généré par un circuit d'excitation en courant continu, impose une synchronisation entre le rotor et le champ tournant statorique, induisant ainsi une f.é.m. alternative dans le stator [MJ97].

1.3.1.1 Modèle de la machine synchrone dans le repère de Park

La machine idéale que nous étudierons est représentée à la figure 1.2. Son stator est équipé de trois enroulements, notés a, b, c , décalés de 120 degrés. Quant au rotor, il comprend plusieurs enroulements équivalents, répartis selon deux axes [KWSP13] :

- **L'axe direct (d)**, qui coïncide avec celui de l'enroulement d'excitation.
- **L'axe en quadrature (q)**, perpendiculaire à l'axe direct et défini de manière conventionnelle avec un retard par rapport à ce dernier dans le sens de rotation.

Dans cette étude, nous considérons un rotor à pôles saillants, mais les développements qui suivent restent également valables pour une machine à rotor lisse. Dans ce cas, il suffit de supposer une parfaite symétrie de révolution du rotor.

Pour éliminer la non-linéarité entre les grandeurs du stator et celles du rotor, les enroulements de la machine doivent être ordonnés selon deux axes perpendiculaires. Chaque machine est modélisée dans sa référence locale (d - q) tournant avec son rotor.

Cette approche est mise en œuvre à l'aide de la transformation de Park [Stu01]. Après application, les enroulements de la machine synchrone correspondent à ceux représentés à la figure 1.3 .

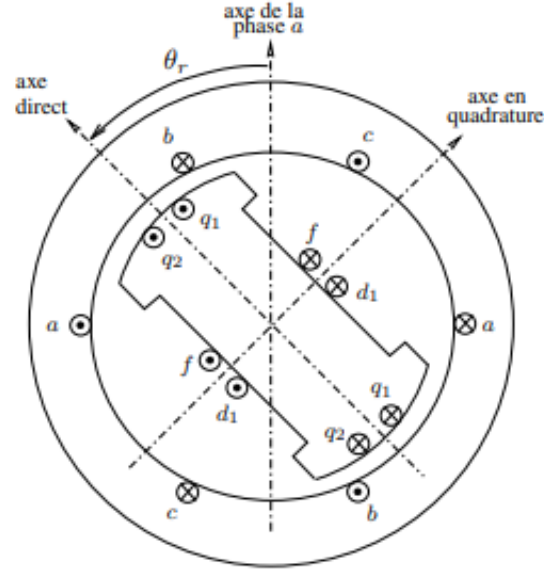


FIG. 1.2 : Modélisation de la machine synchrone idéalisée.

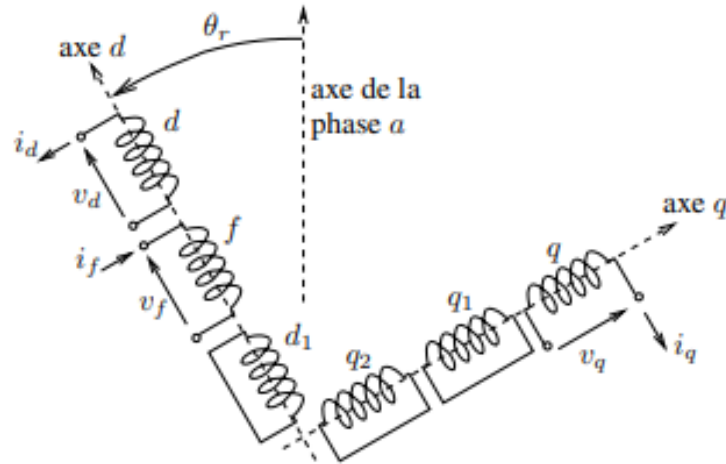


FIG. 1.3 : Les enroulements de la machine synchrone après transformation de Park ("o" non montré)

1.3.1.1.1 Référentiel commun

Afin de formaliser le couplage entre les équations du système et d'établir un modèle cohérent du comportement global, toutes les tensions et tous les courants doivent être exprimés dans un référentiel unique commun à toutes les machines. En général, une référence tournant à la vitesse synchrone est utilisée comme repère commun.

Soit V un vecteur dans l'espace. Dans le repère (DQ) , il s'écrit :

$$V_{(DQ)} = V e^{j\alpha} \quad (1.1)$$

Alors que dans le repère (dq) , il s'écrit :

$$V_{(dq)} = V e^{j(\alpha-\gamma)} \quad (1.2)$$

Sachant cela $\gamma = 90^\circ - \delta$, la relation (1.2) devient :

$$V_{(dq)} = V e^{j(\alpha - (90^\circ - \delta))} \quad (1.3)$$

Ainsi, le passage d'un repère à l'autre s'effectue par une simple rotation, comme l'exprime l'équation suivante :

$$V_{(dq)} = V_{(DQ)} e^{-j(90^\circ - \delta)} \quad (1.4)$$

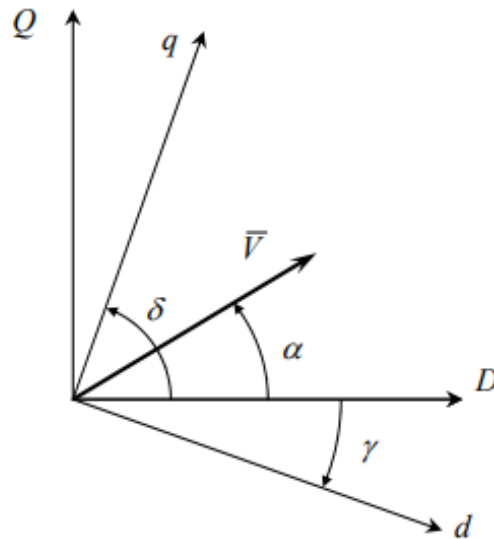


FIG. 1.4 : Représentation d'un vecteur dans deux repères différents.

1.3.1.1.2 Hypothèses du modèle

Le modèle du générateur et de ses systèmes de contrôle est généralement formulé à l'aide d'équations différentielles ordinaires, couplées entre elles par des équations algébriques représentant le réseau de transport. Chaque équation différentielle exprime la dérivée d'une variable d'état, telle que l'angle du rotor ou la tension d'excitation, en fonction d'autres variables d'état et de grandeurs algébriques.

L'ordre du modèle est déterminé par le nombre d'équations différentielles utilisées. Il existe plusieurs niveaux de modélisation du générateur, allant du modèle mécanique le plus simple au modèle de huitième ordre, qui intègre l'ensemble des circuits du rotor, du stator, d'amortissement ainsi que l'effet de la saturation du champ.

Dans cette étude, nous avons retenu le modèle du troisième ordre, qui constitue l'approche la plus simple pour analyser les oscillations électromécaniques [Adr04,Rav04]. Ce modèle est établi en considérant que :

- Toutes les résistances sont négligées.
- Aucun enroulement amortisseur n'est considéré.
- Le courant au rotor génère un flux suivant l'axe d , par conséquent, la f.é.m. induite E 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.

1.3.1.1.3 Équations électriques

Considérons une machine i dans un réseau multimachine. Dans ce paragraphe, nous établirons les équations algébriques du stator de cette machine, notamment celles relatives aux tensions selon les axes d et q ainsi qu'aux puissances électriques [Tol05].

Les grandeurs électriques de la machine sont illustrées dans la figure 1.5. Avant d'entamer les calculs, quelques remarques s'imposent :

- Le repère (d_i, q_i) est propre à la machine i , tandis que le repère (D, Q) est commun à l'ensemble des machines du système.
- L'angle de couple δ_i , défini entre D et q_i , représente la position du repère (d, q) de la machine i par rapport au repère global (D, Q) . Cet angle varie continuellement dans le temps et peut être positif ou négatif.

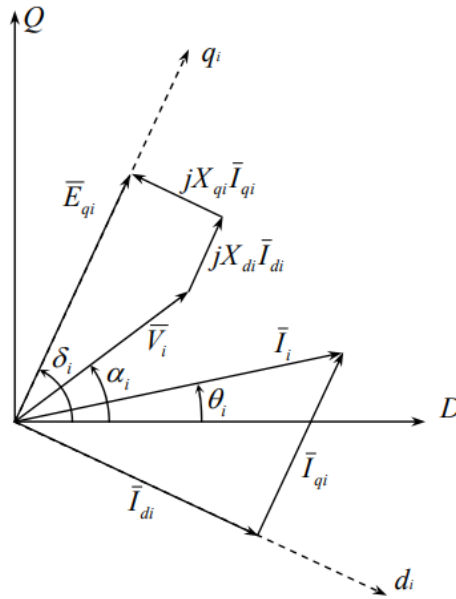


FIG. 1.5 : Diagramme des phaseurs relatif à la i -ème machine d'un système multimachine.

D'après la figure 1.5, la tension terminale $\bar{V}_i$ de la machine i dans le réseau est donnée par l'équation suivante :

$$\bar{V}_i = \bar{E}'_{qi} - jX'_{di}I_{di} - jX_{qi}I_{qi} \quad (1.5)$$

Par rapport au repère (DQ) , on peut écrire :

$$V_i e^{j(\alpha_i + 90^\circ)} = E'_{qi} e^{j\delta_i} - X'_{di} I_{di} e^{j\delta_i} - jX_{qi} I_{qi} e^{j\delta_i} \quad (1.6)$$

Après arrangement, on obtient :

$$V_i e^{j(\delta_i - \alpha_i)} = E'_{qi} - X'_{di} I_{di} - jX_{qi} I_{qi} \quad (1.7)$$

Et donc :

$$\Rightarrow V_i \cos(\delta - \alpha) - jV_i \sin(\delta - \alpha) = E'_{qi} - X_{di} I_{di} - jX_{qi} I_{qi} \quad (1.8)$$

En séparant la partie réelle et la partie imaginaire, nous obtenons les expressions de V_d et V_q suivantes :

$$\begin{cases} V_{di} = X_{qi} I_{qi} \\ V_{qi} = E'_{qi} - X_{di} I_{di} \end{cases} \quad (1.9)$$

En considérant la relation suivante :

$$\bar{I}_i = \bar{I}_{di} + j\bar{I}_{qi} \quad (1.10)$$

l'équation (1.5) peut donc être réécrite comme suit :

$$\bar{V}_i = E'_{qi} e^{j\delta} - jX'_{di} I_{di} - jX_{qi} I_{qi} e^{j\delta} \quad (1.11)$$

Pour n machines dans un système multimachine, l'équation (1.11) peut s'écrire sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ V_q \end{bmatrix} = [E_q] e^{j\delta} - j[X_d] [I_d] + j[X_q - X_d] [I_q] e^{j\delta} \quad (1.12)$$

Les puissances électriques (active, réactive et apparente) sont données par :

$$P_{ei} = V_{di} I_{di} + V_{qi} I_{qi} \quad (1.13)$$

$$Q_{ei} = V_{qi} I_{di} - V_{di} I_{qi} \quad (1.14)$$

$$\bar{S}_i = P_{ei} + jQ_{ei} = (V_{di} I_{di} + V_{qi} I_{qi}) + j(V_{qi} I_{di} - V_{di} I_{qi}) \quad (1.15)$$

Ainsi, la puissance électrique active s'écrit :

$$P_{ei} = E'_{qi} I_{qi} + (X_{qi} - X'_{di}) I_{di} I_{qi} \quad (1.16)$$

1.3.1.1.4 Équations mécaniques

L'équation régissant le mouvement mécanique du rotor apparaît sous plusieurs formes dans la littérature, selon le système d'unités utilisé [Adr04]. Pour de faibles oscillations autour de la vitesse de synchronisme ($w_i \approx w_0$), en considérant l'amortissement au rotor et en unités relatives (*per unit*), elle s'écrit :

$$2H_i \frac{dw_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} - D_i(w_i - 1) \quad (1.17)$$

Et donc :

$$\frac{dw_i}{dt} = \frac{P_{mi} - P_{ei} - D_i(w_i - 1)}{2H_i} \quad (1.18)$$

L'angle rotorique est donné par :

$$\frac{d\delta_i}{dt} = w_0(w_i - 1) \quad (1.19)$$

Avec :

- w_i : Vitesse angulaire du rotor de la i -ème machine en p.u.
- w_0 : Vitesse de synchronisme (vitesse de base) en rad/s.
- P_{mi}, P_{ei} : Puissances mécanique et électrique respectivement en p.u.
- H_i : Constante d'inertie en secondes.
- D_i : Constante d'amortissement en p.u.

1.3.2 Régulation du générateur

Les machines synchrones doivent assurer l'équilibre des puissances actives et réactives pour garantir un fonctionnement stable du système électrique. Cet équilibre permet de maintenir des tensions sinusoïdales équilibrées avec des amplitudes et des fréquences constantes [MBB08a].

Un déséquilibre de puissance active modifie la fréquence de synchronisme du réseau, tandis qu'un déséquilibre de puissance réactive entraîne une variation des tensions par rapport à leurs valeurs de référence. Ainsi, la tension et la fréquence sont des paramètres fondamentaux du bon fonctionnement des systèmes électriques.

La figure 1.6 illustre une unité de production connectée au réseau (modélisé par un nœud de puissance infinie) via une impédance. Elle met en évidence le rôle des deux principaux régulateurs :

- Le régulateur de vitesse angulaire, qui contrôle la fréquence.
- Le régulateur de tension terminale, qui ajuste la tension du générateur.

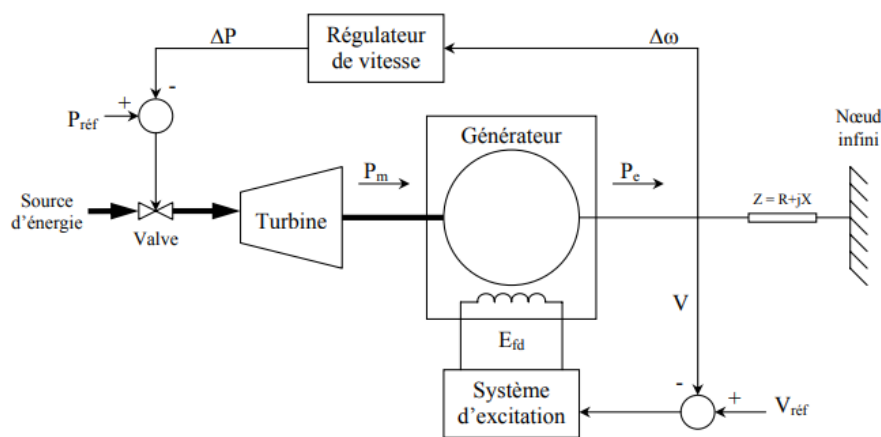


FIG. 1.6 : Schéma montrant les différentes actions des régulateurs sur une unité de production.

1.3.2.1 Régulation de la vitesse

Le rôle de la turbine est d'entraîner le rotor du générateur à la vitesse synchrone. Selon la source d'énergie utilisée, la turbine peut être à vapeur, à gaz, hydraulique, etc.

L'amplitude de la vitesse de rotation (donc la fréquence) est maintenue constante grâce au régulateur de vitesse. Celui-ci ajuste l'entrée de la valve afin de régler la puissance mécanique de la turbine et ainsi contrôler la fréquence du système [CV98, Cut02].

Le modèle de l'ensemble régulateur/turbine utilisé en simulation dynamique est représenté sur la figure 1.7

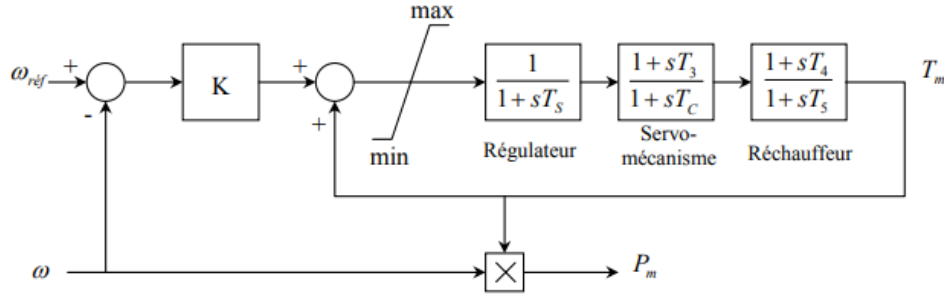


FIG. 1.7 : Modèle du régulateur de vitesse et de la turbine. [Tol05]

1.3.2.2 Régulation de la tension

Nous considérerons, dans cette étude, un modèle très simple du régulateur de tension. Celui-ci est donné sur la figure 1.8. L'entrée U est une entrée de commande issue de certains dispositifs supplémentaires de commande comme les stabilisateurs de puissance (PSS). L'absence de ces dispositifs implique tout simplement que U est nulle [Kun94].

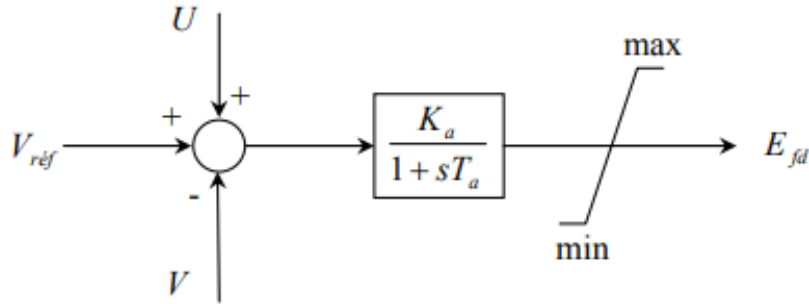


FIG. 1.8 : Modèle simplifié de l'excitation. [Tol05]

Le fonctionnement de l'excitation est décrit par deux équations :

$$\frac{dE_{fd}}{dt} = \frac{1}{T_a} (K_a(V_{ref} - V + U) - E_{fd}) \quad (1.20)$$

$$\frac{dE'_q}{dt} = \frac{1}{T'_d} (E_{fd} - (X_d - X'_d)I_d - E'_q) \quad (1.21)$$

La première équation correspond au modèle du régulateur de tension. La deuxième équation décrit la relation entre la tension d'excitation et la tension interne du générateur qui, elle-même, est liée à la tension terminale V .

1.3.3 Modèle du réseau de transmission

Le réseau de transport joue un rôle essentiel dans un système de puissance en interconnectant les centrales électriques et en acheminant l'énergie vers les consommateurs. Ses principaux composants incluent les lignes aériennes haute tension, les câbles souterrains, les transformateurs et les jeux de barres. En complément, divers éléments auxiliaires tels que les condensateurs en série, les réactances shunt, les systèmes de compensation et les dispositifs de protection contribuent à l'optimisation et à la sécurisation du réseau [Gri18].

Dans cette partie, nous allons établir le modèle du réseau de transmission, qui inclut :

- Le modèle des transformateurs,
- Le modèle des lignes de transmission,
- Les admittances équivalentes aux charges.

1.3.3.1 Modèle des transformateurs

Les transformateurs sont généralement placés entre les unités de production et le réseau de transport en fonctionnement élévateur, et entre le réseau de transport et les réseaux de distribution en fonctionnement abaisseur [And99].

La figure 1.9 montre le schéma équivalent du transformateur (sans circuit magnétique) : il est doté de plusieurs prises (côté haute tension) permettant de modifier le nombre de spires du primaire. L'impédance Z_T correspond à l'impédance équivalente totale vue du primaire [Hel24].

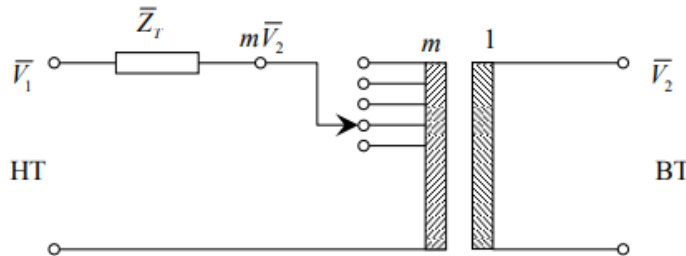


FIG. 1.9 : Modèle simplifié de transformateur

Si N_1 est le nombre de spires côté haute tension et N_2 le nombre de spires côté basse tension, le rapport de transformation m est défini par :

$$m = \frac{N_1}{N_2} \quad (1.22)$$

La relation entre la tension du côté primaire V_1 et la tension du côté secondaire V_2 à vide est :

$$V_2 = \frac{V_1}{m} \quad (1.23)$$

1.3.3.2 Modèle des lignes de transmission

Les réseaux de transport relient les centres de production aux zones de consommation, garantissant ainsi l'acheminement de l'énergie. Ils facilitent également les échanges de puissance via les lignes d'interconnexion, aussi bien entre pays qu'entre grandes régions gérées par différents opérateurs de réseau.

Les modèles des lignes de transmission utilisés dans l'analyse dynamique des réseaux électriques sont habituellement classés en trois groupes, en fonction des longueurs des lignes (longues, moyennes, courtes), [Hel24] comme présentés sur la figure 1.10.

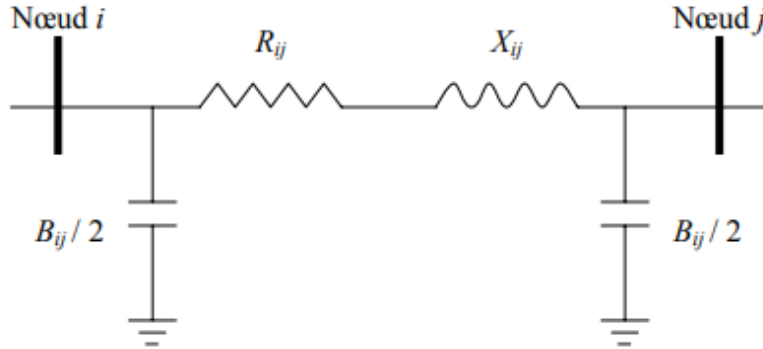


FIG. 1.10 : Modèle simplifié d'une ligne de transmission

1.3.3.3 Modèle des charges

Les charges, dans cette étude, sont des charges statiques représentées par des admittances constantes. Après avoir effectué le calcul d'écoulement de puissance et obtenu la tension au nœud de charge, l'admittance équivalente est calculée par :

$$Y_L = \frac{P_L - jQ_L}{V_L^2} \quad (1.24)$$

1.3.3.4 Mise en équation du modèle du réseau de transmission

En connaissant les tensions terminales aux nœuds générateurs ainsi que la matrice d'admittance réduite Y_r du réseau, nous pourrions analyser son comportement [Tol05].

Le réseau de transmission est décrit par l'équation suivante :

$$I = Y_r \cdot V \quad (1.25)$$

Sachant que :

$$V_i e^{j\delta_i} = E_{qi} e^{j\delta_i} - X_{di} I_{di} e^{j\delta_i} - X_{qi} I_{qi} e^{j(\delta_i + 90^\circ)} \quad (1.26)$$

et que :

$$E'_{qi} = E_{qi} - (X_d - X'_d) I_{di} \quad (1.27)$$

nous avons :

$$\bar{V}_i = e^{j\delta_i} (E'_{qi} - X'_d I_{di} - jX'_q I_{qi}) \quad (1.28)$$

Sachant aussi que :

$$I_d + jI_q = Ie^{j\delta} \quad (1.29)$$

l'équation (1.28) devient :

$$\bar{V}_i = e^{j\delta_i} (E'_{qi} - X'_d I_{di} + j(X'_d - X_q) I_{qi}) \quad (1.30)$$

En représentation matricielle :

$$[V] = e^{j\delta} ([E'_q] - j[X'_d] [I_d] + j[X'_d - X_q] [I_q]) \quad (1.31)$$

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

En remplaçant (1.31) dans une autre équation et après arrangement, nous obtenons :

$$[I] = e^{j\delta} ([Y_m] [E'_q] + j[X'_d - X_q] [I_q]) \quad (1.32)$$

avec :

$$[Y_m] = ([Y_d] + jX'_d)^{-1} \quad (1.33)$$

Le courant dans la i -ième machine s'écrit :

$$I_i = \sum_{j=1}^n Y_{mij} e^{j(\delta_j - \delta_i)} (E'_{qj} - (X'_d - X_q) I_{qj}) \quad (1.34)$$

Sur le référentiel $(dq)_i$ de la machine i , nous avons :

$$I_{di} + jI_{qi} = \sum_{j=1}^n Y_{mij} e^{j(\delta_j - \delta_i - 90^\circ)} (E'_{qj} - (X'_d - X_q) I_{qj}) \quad (1.35)$$

avec :

$$Y_{mij} = Y_m e^{j(\delta_j - \delta_i)} \quad (1.36)$$

En posant :

$$C_{ij} = \cos(\delta_j - \delta_i), \quad S_{ij} = \sin(\delta_j - \delta_i) \quad (1.37)$$

nous obtenons les expressions des courants selon les axes direct et quadrature :

$$I_{di} = \sum_{j=1}^n Y_{mij} (C_{ij} (E'_{qj} - (X_q - X'_d) I_{qj}) - jS_{ij} (E'_{qj} - (X_q - X'_d) I_{qj})) \quad (1.38)$$

$$I_{qi} = \sum_{j=1}^n Y_{mij} (S_{ij} (E'_{qj} - (X_q - X'_d) I_{qj}) + jC_{ij} (E'_{qj} - (X_q - X'_d) I_{qj})) \quad (1.39)$$

1.4 Modélisation du système de puissance

Comme présenté dans la deuxième partie de ce chapitre, un système de puissance est un système dynamique non linéaire, décrit par un ensemble d'équations différentielles ordinaires non linéaires couplées du premier ordre, ainsi qu'un ensemble d'équations algébriques. Ces équations peuvent être exprimées sous la forme générale suivante [KG02] :

$$\dot{x}_i = f_i(x_1, x_2, \dots, x_n), \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (1.40)$$

$$0 = h_j(x_1, x_2, \dots, x_m), \quad j = 1, 2, \dots, m \quad (1.41)$$

Les équations différentielles décrivent le fonctionnement dynamique des générateurs, des systèmes d'excitation et des autres composants du réseau. Les équations algébriques concernent les réseaux de transport et les stators des générateurs. La résolution conjointe de ces équations permet de déterminer l'état électromécanique du système à chaque instant [SL91].

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

$$\frac{dw_i}{dt} = \frac{P_{mi} - P_{ei} - D_i(w_i - 1)}{2H_i} \quad (1.42)$$

$$\frac{d\delta_i}{dt} = w_0(w_i - 1) \quad (1.43)$$

$$\frac{dE'_{qi}}{dt} = \frac{1}{T'_{d0}}(E_{fdi} - (X_d - X'_d)I_{di} - E'_{qi}) \quad (1.44)$$

$$\frac{dE_{fdi}}{dt} = \frac{1}{T_a}(K_a(V_{ref} - V_t + U) - E_{fdi}) \quad (1.45)$$

$$P_{ei} = E'_{qi}I_{qi} + (X_q - X'_d)I_{di}I_{qi} \quad (1.46)$$

$$V_{di} = X_{qi}I_{qi} \quad (1.47)$$

$$V_{qi} = E'_{qi} - X'_{di}I_{di} \quad (1.48)$$

$$V_i = \sqrt{V_{di}^2 + V_{qi}^2} \quad (1.49)$$

$$I_{qi} = \sum_{j=1}^n Y_{ij}C_{ij}(E'_{qj} - (X_q - X'_d)I_{qj}) - Y_{ij}S_{ij}I_{qj} \quad (1.50)$$

$$I_{di} = \sum_{j=1}^n Y_{ij}S_{ij}(E'_{qj} - (X_q - X'_d)I_{qj}) + Y_{ij}C_{ij}I_{qj} \quad (1.51)$$

L'approche finale de la modélisation du système de puissance consiste à exprimer l'ensemble de ses équations sous la forme d'équations d'état généralisées :

$$\dot{x} = f(x, u) \quad (1.52)$$

$$y = g(x, u) \quad (1.53)$$

Cette représentation décrit un système autonome invariant dans le temps.

Où :

$$\dot{x} = \begin{bmatrix} \dot{x}_1 \\ \dot{x}_2 \\ \vdots \\ \dot{x}_n \end{bmatrix}, \quad x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \\ \vdots \\ x_n \end{bmatrix}, \quad u = \begin{bmatrix} u_1 \\ u_2 \\ \vdots \\ u_r \end{bmatrix}$$

$$f = \begin{bmatrix} f_1 \\ f_2 \\ \vdots \\ f_n \end{bmatrix}, \quad y = \begin{bmatrix} y_1 \\ y_2 \\ \vdots \\ y_m \end{bmatrix}, \quad g = \begin{bmatrix} g_1 \\ g_2 \\ \vdots \\ g_m \end{bmatrix}$$

Avec :

- x : **Vecteur d'état** du système composé de n variables.
- $\dot{x}$: **Vecteur des dérivées** des variables d'état par rapport au temps.
- u : **Vecteur d'entrée** contenant r signaux d'entrée du système.
- f : **Vecteur de fonctions non linéaires** reliant les variables d'état x_i et les signaux d'entrée u_i aux dérivées des variables d'état $\dot{x}_i$.
- y : **Vecteur de sortie** du système, contenant m signaux de sortie.
- g : **Vecteur de fonctions non linéaires** reliant les signaux d'entrée u_i et les variables d'état x_i aux variables de sortie y_i .

Les variables d'état permettent de décrire entièrement l'évolution dynamique du système à travers n équations différentielles du premier ordre. À partir de ces équations, l'état et la sortie du système peuvent être déterminés à tout instant, quelles que soient les conditions initiales.

Un système est considéré à l'équilibre lorsque les dérivées des variables d'état sont nulles, soit $\dot{x} = 0$. Dans cette condition, toutes les variables d'état restent constantes, et le comportement du système autour de ce point peut être approximé par un modèle linéaire [KG02].

L'étude et la détermination de ce modèle linéarisé seront abordées dans le paragraphe suivant.

1.4.1 Linéarisation du système de puissance

La quasi-totalité des systèmes dynamiques réels possède des caractéristiques non linéaires. Le comportement dynamique d'un système de puissance peut être décrit par un ensemble d'équations différentielles et algébriques (EDA). Étant donné que nous nous intéressons à la stabilité du système lorsqu'il subit des perturbations rapides qui ne l'éloignent pas trop de son point de fonctionnement, nous pouvons alors linéariser ces équations autour de ce point de fonctionnement [Kun94].

Pour un réseau électrique de n machines, les variables d'état utilisées, correspondant aux équations 1.42 à 1.51, sont définies comme suit :

$$x = [\Delta\omega_i, \Delta\delta_i, \Delta E'_{qi}, \Delta E_{fdi}] , \quad i = 1, \dots, n \quad (1.54)$$

Le modèle linéaire du système conduit aux équations suivantes :

$$\Delta\dot{\omega}_i = \frac{1}{2H_i} [-D_i\Delta\omega_i - \sum_{j=1}^n K_{1ij}\Delta\delta_j - \sum_{j=1}^n K_{2ij}\Delta E'_{qj}] \quad (1.55)$$

$$\Delta\dot{\delta}_i = \omega_0\Delta\omega_i \quad (1.56)$$

$$\Delta\dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T'_{doi}} [-\sum_{j=1}^n K_{3ij}\Delta\delta_j - \sum_{j=1}^n K_{4ij}\Delta E'_{qj} + \Delta E_{fdi}] \quad (1.57)$$

$$\Delta\dot{E}_{fdi} = \frac{1}{T_{ai}} [-K_{ai}\sum_{j=1}^n K_{5ij}\Delta\delta_j - K_{ai}\sum_{j=1}^n K_{6ij}\Delta E'_{qj} - \Delta E_{fdi} + K_{ai}\Delta U_i] \quad (1.58)$$

Les constantes de linéarisation $K_{1ij}, \dots, K_{6ij}$ sont des matrices carrées d'ordre n [Cut02, Tol05]

- Les éléments diagonaux de ces matrices caractérisent les propriétés dynamiques des machines.
- Les éléments non diagonaux traduisent les interactions dynamiques entre les machines.

La figure 1.11 illustre le modèle de Heffron-Philips appliqué à un système multimachine, représenté sous forme de fonctions de transfert. Elle met en évidence les différentes interactions dynamiques entre les machines électriques du système, à travers les matrices de linéarisation K .

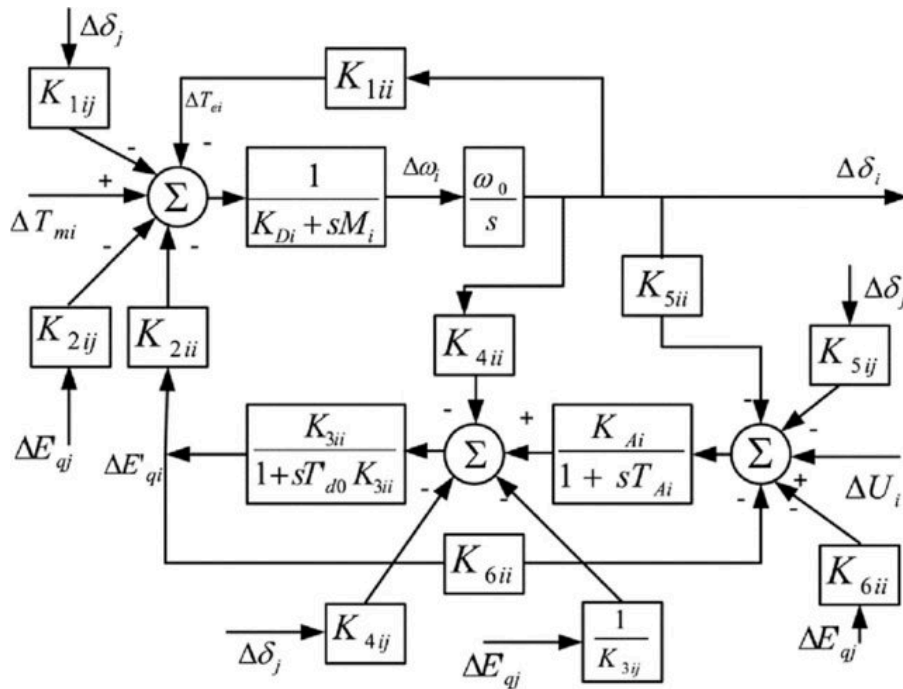


FIG. 1.11 : Modèle de Heffron-Philips [DMR21]

1.4.2 Modèle d'état linéaire

L'ensemble de ces équations représente l'état dynamique de la i -ème machine dans un système multimachine. Pour un réseau électrique à n générateurs, l'équation d'état s'écrit sous la forme suivante :

$$\frac{dX(t)}{dt} = AX(t) + BU(t) + \Gamma P(t) \quad (1.59)$$

Où $X(t)$, $U(t)$ et $P(t)$ sont respectivement les vecteurs d'état, de commande et de perturbation.

Ces vecteurs sont définis comme suit :

$$X(t) = \begin{bmatrix} \Delta w_1 & \Delta w_2 & \dots & \Delta w_n & \Delta \delta_1 & \Delta \delta_2 & \dots & \Delta \delta_n & \Delta E'_{q1} & \Delta E'_{q2} \\ \dots & \Delta E'_{qn} & \Delta E_{fd1} & \Delta E_{fd2} & \dots & \Delta E_{fdn} & & & & \end{bmatrix}^T \quad (1.60)$$

$$U(t) = [\Delta U_1 \quad \Delta U_2 \quad \dots \quad \Delta U_n]^T \quad (1.61)$$

$$P(t) = [\Delta P_{m1} \quad \Delta P_{m2} \quad \dots \quad \Delta P_{mn}]^T \quad (1.62)$$

1.5 Analyse de la stabilité angulaire aux petites perturbations

Une fois l'équation d'état du système électrique établie sous la forme générale, la stabilité du système peut être étudiée en analysant ses valeurs propres et vecteurs propres [Tol05, Cut02].

1.5.1 Valeurs propres

Les valeurs propres $\lambda = \alpha \pm j\beta$ d'un système correspondent aux solutions de l'équation caractéristique de la matrice d'état A :

$$\det(A - \lambda I) = 0 \quad (1.63)$$

Où I est la matrice identité. Le nombre de valeurs propres est égal à la dimension de A .

Chaque valeur propre λ_i influence la réponse transitoire du système :

- Une *valeur propre réelle* produit une *réponse apériodique*.
- Une *paire de valeurs propres complexes conjuguées* produit une *réponse oscillatoire*.
- La *réponse globale* est une combinaison de ces modes, déterminée par l'étude des valeurs propres du système.

La stabilité du système est analysée selon la position des valeurs propres dans le plan complexe [Mek07] :

1. Si toutes les valeurs propres ont une partie réelle négative, le système est *globalement stable*.
2. Si une valeur propre a une partie réelle positive, le système est *instable*.
3. Si une valeur propre a une partie réelle nulle, le système présente une *réponse non amortie*.

Pour les modes oscillatoires, la fréquence oscillatoire et le facteur d'amortissement sont définis par :

$$f = \frac{\beta}{2\pi}, \quad \xi = \frac{-\alpha}{\sqrt{\alpha^2 + \beta^2}} \quad (1.64)$$

1.5.2 Vecteurs propres

Comme évoqué précédemment, les valeurs propres permettent de caractériser le comportement dynamique du système, notamment en ce qui concerne les fréquences d'oscillation, les taux d'amortissement et la stabilité globale.

En complément, l'analyse des vecteurs propres fournit des informations sur l'influence de chaque mode sur les différentes variables d'état du système. Les vecteurs propres droits et gauches, Φ_i et Ψ_i respectivement, peuvent être déterminés à partir des équations suivantes :

$$A\Phi_i = \lambda_i\Phi_i \quad (1.65)$$

$$\Psi_i A = \lambda_i \Psi_i \quad (1.66)$$

Leur normalisation est telle que :

$$\Psi_i \Phi_i = 1 \quad (1.67)$$

Deux vecteurs propres associés à des valeurs propres différentes sont orthogonaux :

$$\Psi_j \Phi_i = 0 \quad \text{pour } i \neq j \quad (1.68)$$

Pour une matrice d'état de dimension $n \times n$, le vecteur propre droit est un vecteur colonne de dimension $n \times 1$, tandis que le vecteur propre gauche est un vecteur ligne de dimension $1 \times n$. Ils sont définis comme suit :

$$\Phi_i = \begin{bmatrix} \phi_{1i} \\ \phi_{2i} \\ \vdots \\ \phi_{ni} \end{bmatrix}, \quad \Psi_i = [\psi_{1i} \quad \psi_{2i} \quad \dots \quad \psi_{ni}] \quad (1.69)$$

1.5.3 Facteurs de participation

La matrice de participation P permet d'évaluer l'influence de chaque variable d'état sur les différents modes du système [Cut02]. Elle est définie comme suit :

$$P = \begin{bmatrix} P_1 & P_2 & \dots & P_n \end{bmatrix} \quad (1.70)$$

Chaque élément p_{ki} de cette matrice est calculé par :

$$p_{ki} = \Phi_{ki} \Psi_{ki} \quad (1.71)$$

Les facteurs de participation sont sans unité, et leur somme sur chaque ligne et chaque colonne est égale à 1 :

$$\sum_{i=1}^n p_{ji} = 1, \quad \sum_{j=1}^n p_{ji} = 1 \quad (1.72)$$

La j -ième colonne de la matrice P indique comment la j -ième valeur propre contribue à l'évolution des différentes variables d'état. Inversement, la i -ième ligne montre comment chaque valeur propre affecte la dynamique de la i -ième variable d'état.

Lorsqu'un mode instable ou faiblement amorti est associé à une valeur propre λ_0 , les composantes de plus grande amplitude dans la colonne correspondante de P permettent d'identifier les variables d'état les plus fortement impliquées dans ce mode [Cut02].

L'analyse des facteurs de participation est donc essentielle pour localiser les générateurs les plus impliqués dans les modes oscillatoires critiques. Ces informations permettent de cibler précisément l'emplacement des dispositifs d'amortissement, tels que les PSS, de manière optimale et économique, en les plaçant uniquement là où ils sont nécessaires.

Cette méthode constitue la base du choix de l'emplacement optimal des PSS, comme cela sera démontré dans le chapitre suivant.

1.6 Conclusion

Ce chapitre a permis de poser les bases nécessaires à la compréhension de la stabilité angulaire aux petites perturbations. Après avoir défini le concept de stabilité dans le contexte des systèmes électriques, nous avons mis en évidence les interactions entre les phénomènes électromagnétiques et mécaniques qui influencent le comportement dynamique des machines synchrones.

L'étude a ensuite porté sur la modélisation du système à travers une linéarisation autour du point de fonctionnement, menant à une représentation en espace d'état. Cette forme permet d'accéder à une analyse modale détaillée, en examinant les valeurs propres du système, qui décrivent ses fréquences naturelles et ses taux d'amortissement. L'analyse des vecteurs propres associés à ces modes offre quant à elle une meilleure compréhension de la manière dont chaque variable d'état contribue à la dynamique du système.

Les facteurs de participation introduisent une lecture croisée entre les modes du système et ses variables d'état. Ils permettent de repérer les zones du réseau les plus sensibles à certaines oscillations, ce qui aide à orienter les actions de contrôle là où elles sont réellement nécessaires.

L'ensemble des outils présentés dans ce chapitre constitue un cadre rigoureux pour l'analyse de la stabilité dynamique. Dans le chapitre suivant, ces outils seront mis en œuvre pour concevoir et évaluer des solutions d'amélioration, notamment par l'ajout de systèmes de stabilisation (PSS). Plusieurs cas tests seront étudiés afin de montrer comment un choix réfléchi de l'emplacement et des paramètres des PSS, basé sur l'analyse modale, peut renforcer la stabilité des réseaux électriques.

Chapitre 2

Amélioration de la stabilité angulaire aux petites perturbations par les stabilisateurs de système électrique (PSS)

2.1 Introduction

Comme discuté dans le chapitre précédent, la résolution des problèmes d'oscillations électromécaniques et l'optimisation de l'amortissement du système nécessitent l'intégration de signaux stabilisateurs supplémentaires dans le système d'excitation via son régulateur de tension (AVR). Ces signaux stabilisateurs sont conçus pour générer des couples électriques en phase avec les variations de vitesse du rotor au niveau du générateur, ce qui permet de compenser le retard de phase induit par le système d'excitation. En raison de leur rapport coût-efficacité, les stabilisateurs de puissance (PSS) sont des solutions largement adoptées non seulement pour atténuer les effets indésirables des régulateurs de tension, mais aussi pour réduire les oscillations électromécaniques et assurer la stabilité globale du système.

Ce chapitre se concentre sur l'utilisation des PSS. Nous y examinerons leur principe de fonctionnement, leur modélisation, les différents types disponibles ainsi que les paramètres critiques à ajuster pour optimiser leurs performances.

Enfin, une série de simulations sera réalisée sur plusieurs configurations de réseaux (mono-machine et multi-machines) afin d'évaluer l'efficacité des PSS dans diverses conditions de charge. Les résultats seront analysés et discutés en détail dans ce chapitre.

2.2 Stabilisateurs de puissance : modèle et principe de fonctionnement

Le système global de contrôle de l'excitation, combinant le régulateur automatique de tension (AVR) et le stabilisateur de puissance (PSS), est conçu pour [Kun94, DC69] :

- ✓ maximiser l'amortissement des oscillations électromécaniques, qu'elles soient de mode local ou interzone, sans compromettre la stabilité des autres modes dynamiques ;
- ✓ améliorer la stabilité transitoire du système ;
- ✓ préserver la performance globale du réseau lors de perturbations majeures provoquant d'importantes variations de fréquence ;
- ✓ minimiser les effets néfastes d'un éventuel dysfonctionnement du système d'excitation, en particulier en cas de défaillance de composants.

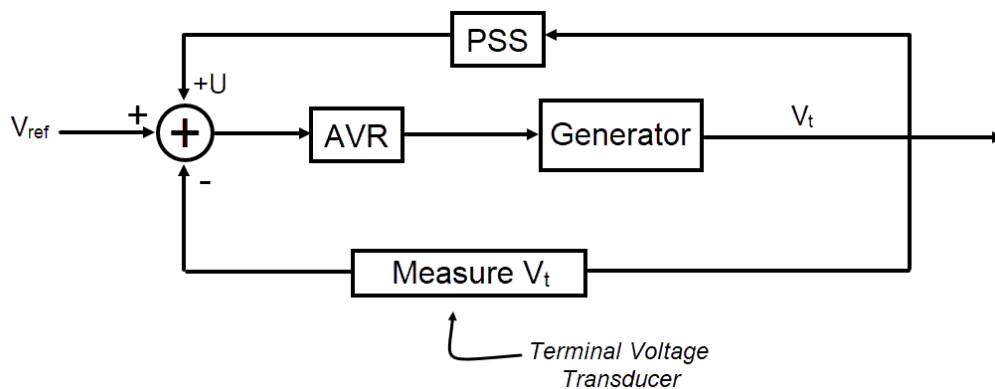


FIG. 2.1 : Modèle simplifié d'un système de contrôle de l'excitation

2.2.1 Classification des PSS selon le signal d'entrée

Le choix du signal d'entrée du PSS constitue une étape critique dans sa conception [Lar86]. Plusieurs critères doivent être pris en compte, notamment :

- la sensibilité du signal aux oscillations électromécaniques, autrement dit les modes oscillatoires doivent être clairement observables dans le signal sélectionné ;
- l'insensibilité du signal d'entrée au signal de sortie du PSS lui-même, ainsi qu'aux signaux émis par d'autres PSS dans le réseau, afin d'éviter toute interaction négative ou instabilité croisée.

En fonction de la nature du signal d'entrée, les PSS se divisent principalement en deux grandes catégories :

- les **PSS à avance-retard de phase (lead-lag)**, dont l'entrée est généralement liée à la vitesse ou à la fréquence du rotor ;
- les **PSS à action dérivée (derivative PSS)**, qui utilisent comme signal d'entrée le couple électromagnétique (T_e).

Par ailleurs, d'autres types de PSS, tels que les contrôleurs PID (Proportionnel-Intégral-Dérivé), sont également répandus dans l'industrie électrique. Leur popularité repose sur leur simplicité de mise en œuvre et leur efficacité démontrée. Toutefois, leur principal inconvénient réside dans la difficulté de réglage des paramètres pour garantir une performance optimale dans des conditions de fonctionnement variables [ZZC07].

Le stabilisateur de puissance conventionnel, également connu sous le nom de **PSS à avance-retard**, demeure le plus largement utilisé en pratique. Il a prouvé son efficacité pour améliorer la stabilité du système face aux perturbations de faible amplitude, tout en offrant un bon compromis entre simplicité et performance [MBB08b].

2.2.2 Stabilisateur de puissance à avance/retard de phase

Du point de vue structurel, un stabilisateur de puissance à avance-retard (*lead-lag PSS*) est constitué des quatre blocs fonctionnels suivants :

1. **Un gain amplificateur** K_c : il permet d'ajuster l'amplitude du signal de sortie du PSS.
2. **Un filtre passe-haut (washout)** : son rôle est d'atténuer les composantes basse fréquence du signal d'entrée (typiquement $f < 0,1$ Hz), de manière à ce que le PSS n'agisse que sur les oscillations électromécaniques pertinentes (rotoriques). Sa fonction de transfert est donnée par :

$$G_{\text{filtre}}(s) = \frac{sT_w}{1 + sT_w}$$

3. **Des blocs de compensation de phase** : pour compenser le retard de phase introduit par le système d'excitation entre la variation de vitesse et le couple électrique, plusieurs blocs sont nécessaires. Pratiquement, une seule avance de phase ne suffit pas ; c'est pourquoi deux étages de compensation sont généralement utilisés pour garantir une marge de stabilité suffisante. La fonction de transfert typique est la suivante :

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

avec $T_1 > T_2$ et $T_3 > T_4$; souvent, on prend $T_1 = T_3$ et $T_2 = T_4$ par simplification.

4. **Un limiteur de tension de sortie** : ce bloc permet d'éviter que la sortie du PSS ne dépasse les limites acceptables, ce qui pourrait entraîner la saturation du circuit magnétique de la machine et provoquer des perturbations de la tension du système.

La figure 2.2 suivante illustre le schéma bloc d'un stabilisateur de puissance à avance-retard tel que décrit ci-dessus :

2.2.2.1 Fonction de transfert du PSS à avance-retard

Ainsi, on peut exprimer la fonction de transfert globale du PSS, notée $G_{\text{PSS}}(s)$, de la manière suivante :

$$G_{\text{PSS}}(s) = \frac{u(s)}{w(s)} = K_c \cdot \frac{sT_w}{1 + sT_w} \cdot \left(\frac{1 + sT_1}{1 + sT_2} \right) \cdot \left(\frac{1 + sT_3}{1 + sT_4} \right) \quad (2.1)$$

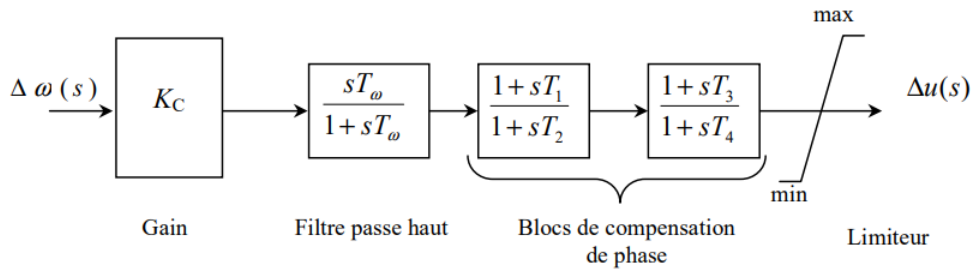


FIG. 2.2 : Schéma bloc d'un PSS à avance -retard de phase.

On peut donc regrouper les différentes composantes comme suit :

$$G_{\text{PSS}}(s) = K_c \cdot G_{\text{filtre}}(s) \cdot G_c(s)$$

L'avance de phase totale induite par le PSS peut être exprimée en fonction des constantes de temps des différents blocs comme suit :

$$\phi_{\text{PSS}} = 2 \cdot \tan^{-1}(T_w) + [\tan^{-1}(T_1) - \tan^{-1}(T_2)] + [\tan^{-1}(T_3) - \tan^{-1}(T_4)] \quad (2.2)$$

Dans le cas particulier où $T_1 = T_3$ et $T_2 = T_4$, l'expression se simplifie :

$$\phi_{\text{PSS}} = 2 \cdot \tan^{-1}(T_w) + 2 \cdot [\tan^{-1}(T_1) - \tan^{-1}(T_2)] \quad (2.3)$$

2.2.2.2 Choix des paramètres du PSS

La performance d'un stabilisateur de puissance (PSS) repose principalement sur le réglage approprié de ses paramètres clés, à savoir : T_w , K_c , et les constantes de temps T_n avec $n = 1, \dots, 4$. Chacun de ces paramètres doit être défini selon des critères rigoureux afin d'assurer une amélioration significative de la stabilité dynamique du système [FMP81].

2.2.2.2.1 Gain amplificateur K_c : Le gain K_c détermine le niveau d'amortissement que le PSS introduit dans le système. Une valeur bien choisie permet de maximiser l'atténuation des oscillations électromécaniques. Son réglage peut être effectué à l'aide de différentes approches, notamment les méthodes d'optimisation métaheuristiques. La technique d'optimisation adoptée sera détaillée dans le chapitre suivant.

2.2.2.2.2 Filtre passe-haut (T_w) : La constante de temps T_w associée au filtre passe-haut doit être suffisamment grande pour laisser passer les composantes fréquentielles correspondant aux oscillations rotoriques (généralement supérieures à 0,1 Hz), tout en bloquant les variations lentes du signal. Typiquement, sa valeur est comprise entre 1 et 20 secondes. Un choix mal adapté peut engendrer des fluctuations indésirables de la tension, notamment en condition d'îlotage.

2.2.2.2.3 Constantes de compensation de phase (T_1, T_2, T_3, T_4) : Les blocs de compensation de phase utilisent des constantes d'avance (T_1, T_3) et de retard (T_2, T_4). En pratique, T_1 et T_3 sont réglables dans une plage de 0,01 à 6 secondes. Les constantes de retard T_2 et T_4 sont souvent fixées autour de 0,05 seconde pour des raisons de stabilité physique et de facilité de mise en œuvre. Un bon réglage de ces paramètres permet de corriger efficacement le déphasage entre le signal d'entrée du PSS et l'effet sur le couple électrique.

2.2.2.2.4 Limiteur de tension de sortie : Pour éviter toute saturation du circuit magnétique de la machine pendant les transitoires, un limiteur est placé à la sortie du PSS. Ce dispositif restreint l'amplitude du signal injecté dans l'excitateur, ce qui permet de préserver la qualité de la tension produite. En général, les valeurs limites sont comprises entre $\pm 0,02$ et $\pm 0,1$ en unités relatives (pu).

2.2.3 Emplacement optimal des PSSs.

Tous les générateurs d'un réseau électrique ne participent pas de manière significative aux modes dominants d'oscillation. Ainsi, il n'est pas nécessaire d'équiper chaque générateur d'un stabilisateur de puissance (PSS).

De plus, la présence d'un grand nombre de PSSs peut entraîner des interactions négatives entre eux, pouvant affecter la stabilité du système. Il est donc important d'optimiser leur placement, tout en tenant compte des aspects économiques [ZV01].

Pour cela, les méthodes les plus utilisées se basent sur l'analyse modale du système linéarisé. Cette analyse permet d'identifier les générateurs qui influencent le plus les modes d'oscillation à corriger. Trois outils principaux sont utilisés dans ce cadre :

- Le mode shape, qui montre quels générateurs sont les plus impliqués dans une oscillation donnée ;
- Les facteurs de participation, qui indiquent l'impact de chaque générateur sur un mode spécifique ;
- Les résidus, qui permettent de combiner l'influence et l'observation d'un mode pour choisir les emplacements les plus efficaces pour les PSS.

Dans ce qui suit, nous allons nous appuyer sur les facteurs de participation pour déterminer les emplacements les plus appropriés des PSS dans le cas d'un système multimachines.

2.3 Application au système monomachine

2.3.1 Description du système

Le système monomachine de la figure 2.3 consiste en un générateur, un nœud de puissance infinie et une charge intermédiaire [Sad03].

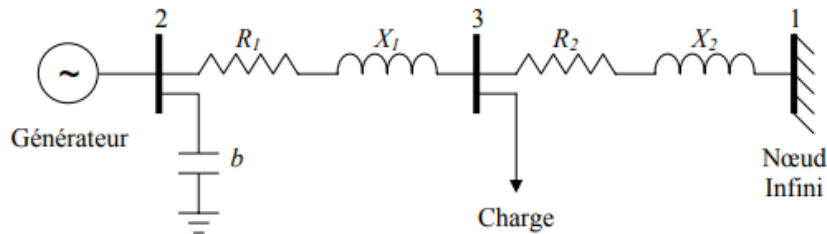


FIG. 2.3 : Système monomachine nœud infini.

2.3.2 Analyse des résultats

Comme présenté dans le chapitre précédent, l'analyse de la stabilité du système repose sur l'étude de ses valeurs propres. À l'aide de MATLAB, nous avons calculé ces valeurs propres, ainsi que les taux d'amortissement, les fréquences associées et les types d'oscillation correspondants, résumés dans le tableau 2.1.

N°	Valeurs propres λ_i	Amortissement ζ	Fréquence (Hz)	Type d'oscillation
1	$-31.3489 + 0.0000i$	1.0000	0.0000	—
2	$0.0652 + 6.4590i$	-0.0101	1.0280	Locale
3	$0.0652 - 6.4590i$	-0.0101	1.0280	Locale
4	$-2.4556 + 0.0000i$	1.0000	0.0000	—

TAB. 2.1 : Valeurs propres avant pss - SMIB

L'analyse de ce tableau met en évidence une instabilité du système, caractérisée par une paire de valeurs propres conjuguées $\lambda_{2,3} = 0,0652 \pm j6,4590$ dont la partie réelle est positive. Ces modes sont donc situés dans le demi-plan droit du plan complexe, ce qui traduit un comportement instable et divergent.

Pour déterminer les variables d'état responsables de cette instabilité, nous avons appliqué la méthode des facteurs de participation. Cette étude a révélé que l'instabilité provient principalement de la dynamique du rotor, c'est-à-dire des oscillations rotoriques.

Ces résultats mettent en évidence la nécessité d'introduire un dispositif d'amortissement pour réduire ces oscillations et améliorer la stabilité globale du système. Pour cela, un régulateur de type PSS (Power System Stabilizer) à avance-retard de phase a été installé au niveau du générateur. Les paramètres du PSS ont été déterminés par tâtonnement et sont les suivants : $K_c = 100$, $T_w = 10\text{ s}$, $T_1 = 0,08\text{ s}$, $T_3 = 0,1\text{ s}$, et $T_2 = T_4 = 0,05\text{ s}$.

Le tableau 2.2 présente les valeurs propres calculées après l'intégration du PSS.

N°	Valeurs propres λ_i	Amortissement ζ	Fréquence (Hz)	Type d'oscillation
1	$-34.9539 + 0.0000i$	1.0000	0.0000	—
2	$-17.7715 + 4.0872i$	0.9746	0.6505	Locale
3	$-17.7715 + 4.0872i$	0.9746	0.6505	Locale
4	$-1.8132 + 0.0000i$	1.0000	0.0000	—

TAB. 2.2 : Valeurs propres après PSS - SMIB

Après l'application du PSS, le système retrouve sa stabilité, ce qui se traduit par la disparition des valeurs propres dont la partie réelle est positive. De plus, le taux d'amortissement s'améliore nettement, atteignant des valeurs supérieures à 3%.

La figure 2.4 illustre cette amélioration en présentant la comparaison des valeurs propres dans le plan complexe, avant et après l'intégration du PSS.

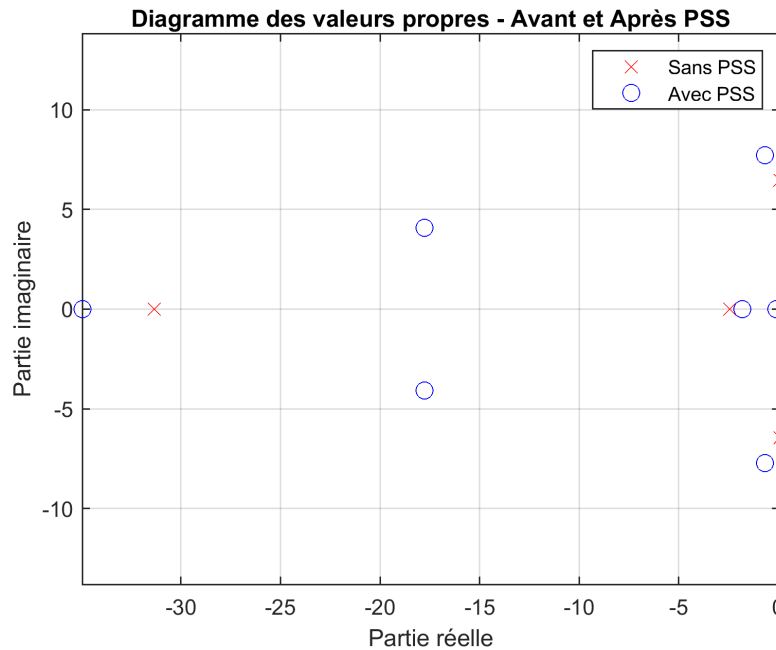


FIG. 2.4 : Diagramme des valeurs propres avant et après PSS.

2.3.3 Simulation dynamique

Une simulation dynamique a été réalisée sous MATLAB/Simulink afin d'analyser la réponse temporelle du système électrique suite à une perturbation. Dans notre étude, un court-circuit triphasé d'une durée de 0,1 seconde (soit une période) a été appliqué au système de puissance à l'instant $t = 0,1$ s.

Les réponses du système, avant et après l'implémentation du PSS, sont présentées dans les figures 2.5 et 2.6, qui illustrent respectivement la déviation de la vitesse du rotor et l'angle interne. On observe qu'avant l'intégration du PSS, le système présente des oscillations divergentes autour de son point d'équilibre. Après l'application du PSS, ces oscillations sont rapidement amorties, démontrant l'efficacité du dispositif dans l'amélioration de la stabilité du système.

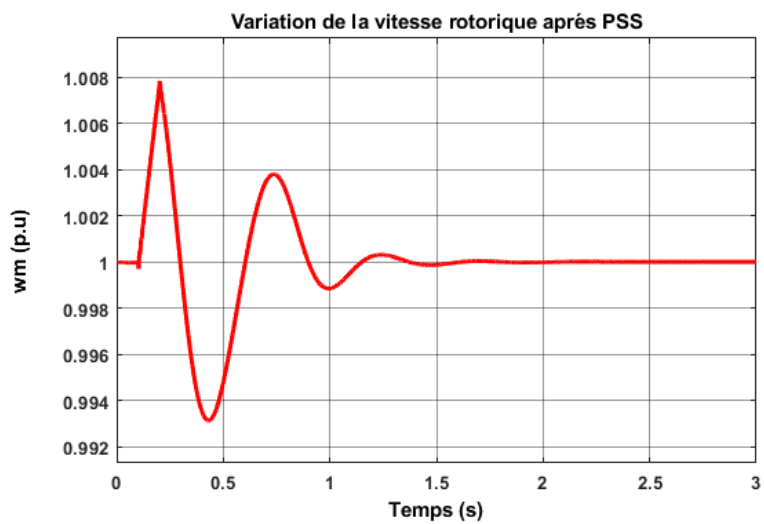
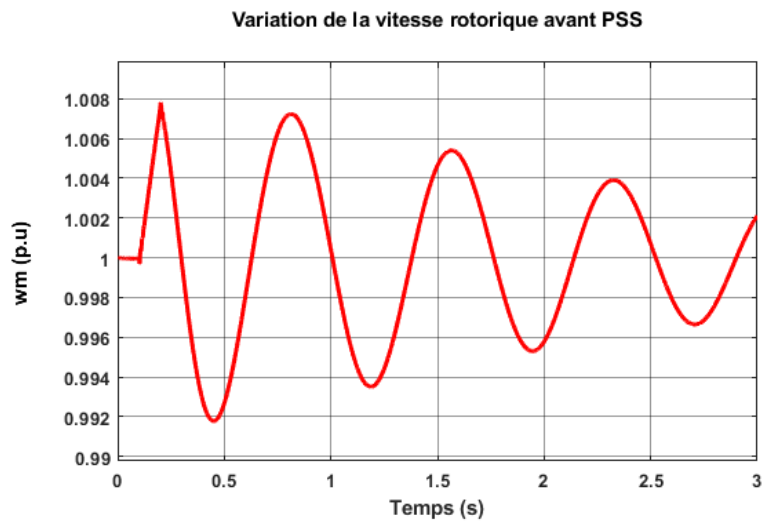
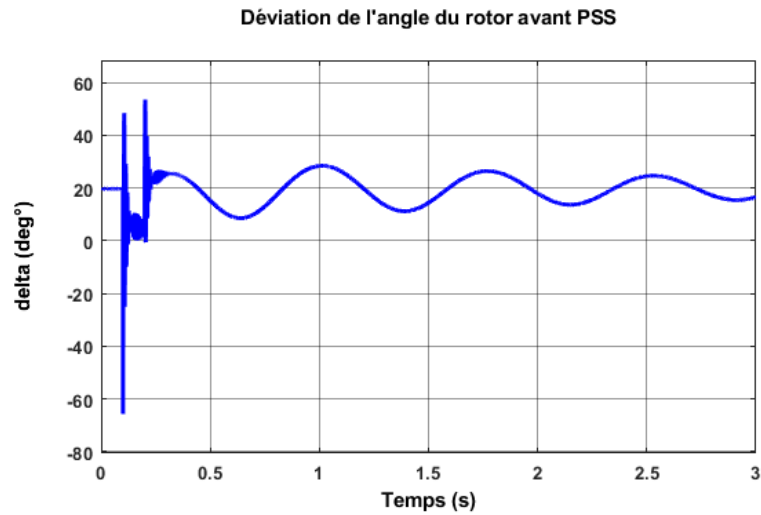
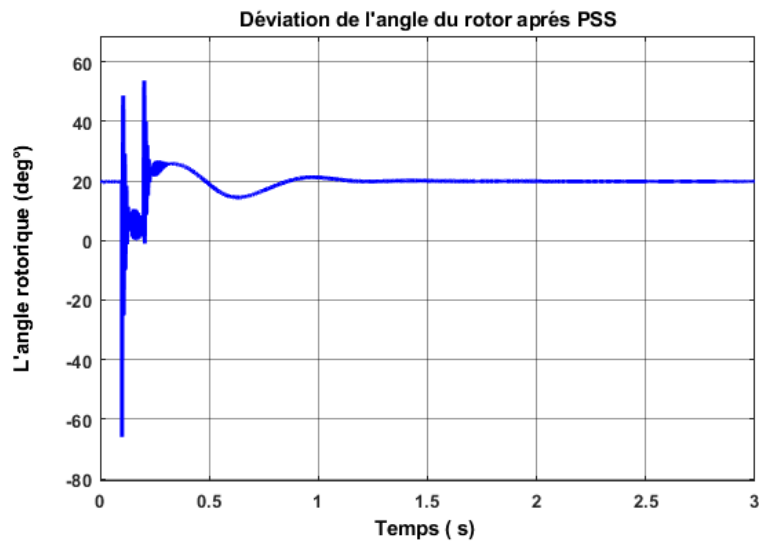


FIG. 2.5 : Variation de la vitesse du rotor



(a) Avant PSS



(b) Après PSS

FIG. 2.6 : Variation de la déviation de l'angle interne

2.4 Application au système multimachines

2.4.1 Description du système

Le système étudié est un réseau électrique standard IEEE composé de trois machines synchrones et neuf nœuds, comme illustré dans la figure A.1. Ce réseau comprend trois générateurs raccordés à différents nœuds et alimentant trois charges statiques réparties dans le réseau.

Afin d'analyser le comportement du système sous différentes conditions, trois points de fonctionnement ont été retenus, correspondant à des niveaux de charge variés : charge nominale, charge faible et charge forte. Ces points sont résumés dans le tableau 2.3.

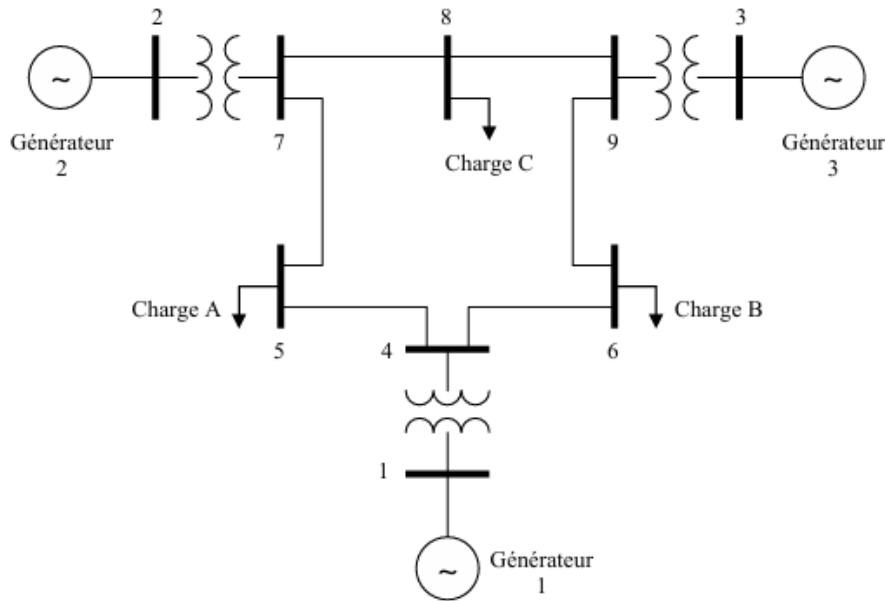


FIG. 2.7 : Schéma unifilaire du réseau : 3 machines 9 nœuds

Charge	Nominale		Forte		Faible	
	P	Q	P	Q	P	Q
G1	0.72	0.27	2.21	1.09	0.36	0.16
G2	1.63	0.07	1.92	0.57	0.80	-0.11
G3	0.85	-0.11	1.28	0.36	0.45	-0.20

TAB. 2.3 : Point de fonctionnement en p.u [Tol05]

2.4.2 Analyse des résultats

Pour chaque point de fonctionnement du système, une étude des valeurs propres a été réalisée en boucle ouverte puis en boucle fermée afin de comparer les comportements. Nous traiterons chaque scénario en discutant les résultats avant et après l'intégration du PSS.

Après application de la méthode des facteurs de participation, il a été déterminé que l'implantation idéale des PSS se situe au niveau des générateurs 2 et 3. Les paramètres de ces stabilisateurs sont présentés dans le tableau 2.4.

PSS	K _{pss}	T _w	T1	T2	T3	T4
G2	0.3666	10	0.3022	0.05	1.1500	0.05
G3	2.4272	10	0.9728	0.05	0.4877	0.05

TAB. 2.4 : Paramètres des PSSs

Dans ce qui suit, nous présentons uniquement les modes dominants, c'est-à-dire ceux dont les valeurs propres sont les plus proches de l'axe imaginaire (situées près de la partie droite du plan complexe). Ces modes sont résumés dans le tableau 2.5, qui indique également leurs taux d'amortissement, leurs fréquences et leurs types d'oscillation pour chaque niveau de charge.

Charge	Valeurs propres λ_i	Amortissement ζ_i	Fréq. (Hz)	Type d'oscillations
Faible	$-0.1513 \pm 5.5402i$	0.0273	0.8818	Locale
Nominale	$-0.3184 \pm 11.4049i$	0.0279	1.8151	Locale
Forte	$0.5820 \pm 6.4445i$	-0.0899	1.0257	Locale

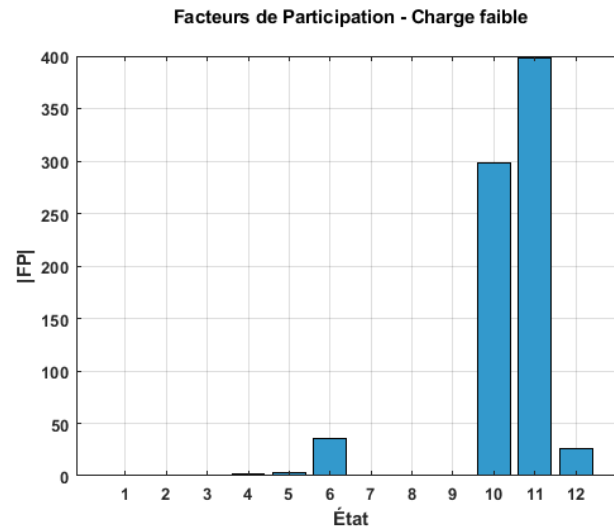
TAB. 2.5 : Valeurs propres avant PSS - 3 machines 9 bus

L'analyse de ce tableau révèle une instabilité du système pour la charge forte, caractérisée par une paire de valeurs propres conjuguées à partie réelle positive. Pour les charges faible et nominale, le système est stable mais faiblement amorti, avec un taux d'amortissement faible $\zeta < 3\%$. Cela souligne la nécessité d'intégrer un PSS pour améliorer la stabilité dans les trois cas.

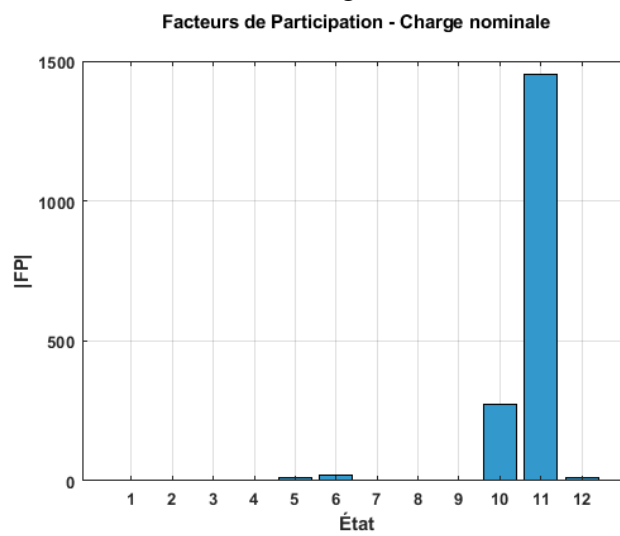
Pour identifier la variable d'état responsable des modes dominants, nous avons appliqué la méthode des facteurs de participation à chaque point de fonctionnement. En nous référant au vecteur d'état (1.60), les variables d'état 10, 11 et 12 correspondent respectivement aux variations ΔE_{fd1} , ΔE_{fd2} et ΔE_{fd3} , comme illustré dans la figure 2.8.

Cela indique que l'origine principale des modes dominants est liée au système d'excitation, c'est-à-dire au régulateur de tension. Par conséquent, l'instabilité potentielle du système provient essentiellement de la dynamique du système d'excitation.

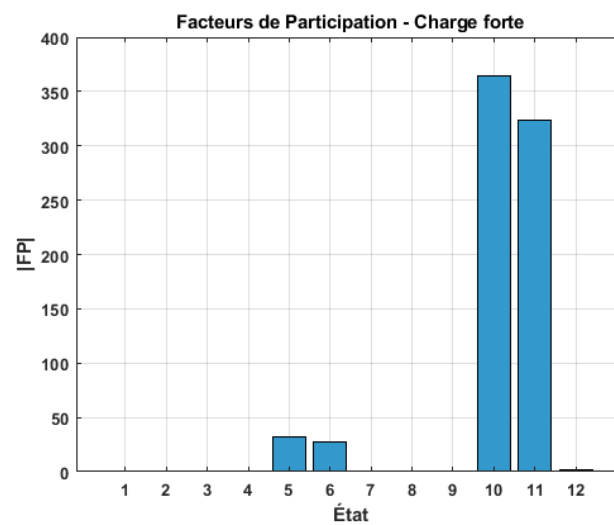
La figure 2.9 illustre l'amélioration de la stabilité du système en comparant les valeurs propres pour les différents scénarios, avant et après l'intégration du PSS. On observe que, pour la charge forte, toutes les valeurs propres se situent désormais dans la partie gauche du plan complexe. De plus, les valeurs propres associées aux charges faible et nominale montrent également une amélioration significative, confirmant que le système est globalement stable pour les trois cas étudiés.



(a) Charge faible

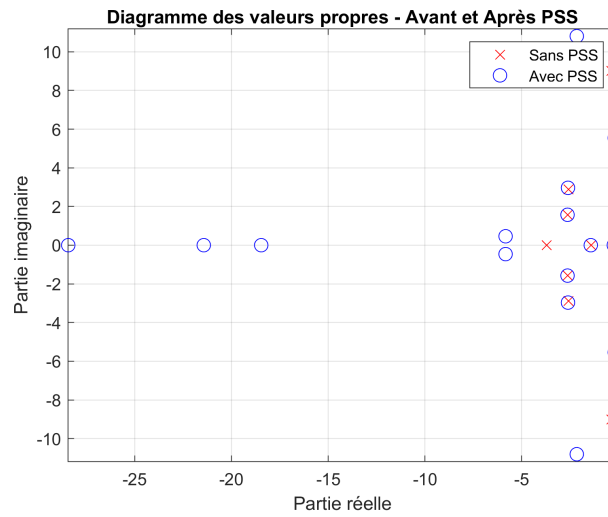


(b) Charge nominale

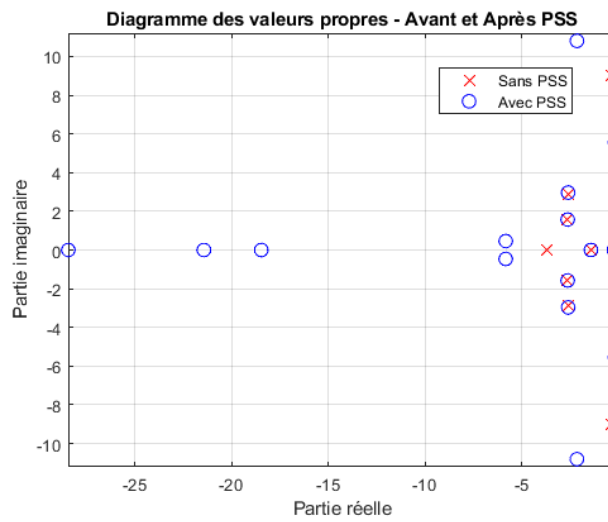


(c) Charge forte

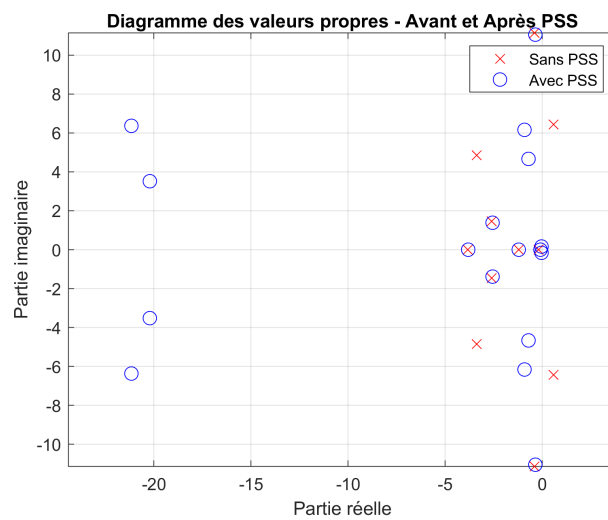
FIG. 2.8 : Facteurs de participation pour les différentes charges.



(a) Charge faible



(b) Charge nominale



(c) Charge forte

FIG. 2.9 : Diagramme des valeurs propres pour les différentes charges.

2.4.3 Simulation dynamique

Pour un système multimachines, une simulation dynamique a été réalisée afin de vérifier l'efficacité des dispositifs PSS sur la réponse temporelle du système suite à une perturbation. Dans cette étude, un défaut triphasé d'une durée de 0,1 seconde (correspondant à une période) a été appliqué au réseau électrique à l'instant $t = 0,1$ s.

Les résultats obtenus après l'intégration des PSS sont présentés dans les figures 2.10 et 2.11, qui illustrent respectivement l'évolution de la vitesse du rotor et de l'angle interne des trois machines. Il apparaît clairement que l'introduction des PSS permet un amortissement rapide des oscillations, démontrant ainsi leur efficacité pour renforcer la stabilité dynamique du système.

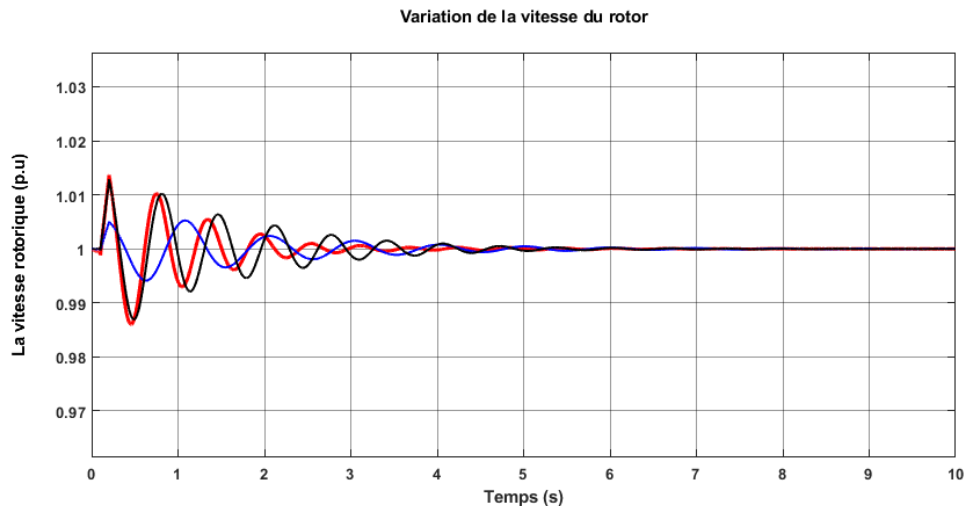


FIG. 2.10 : La variation de la vitesse du rotor pour les 3 générateurs

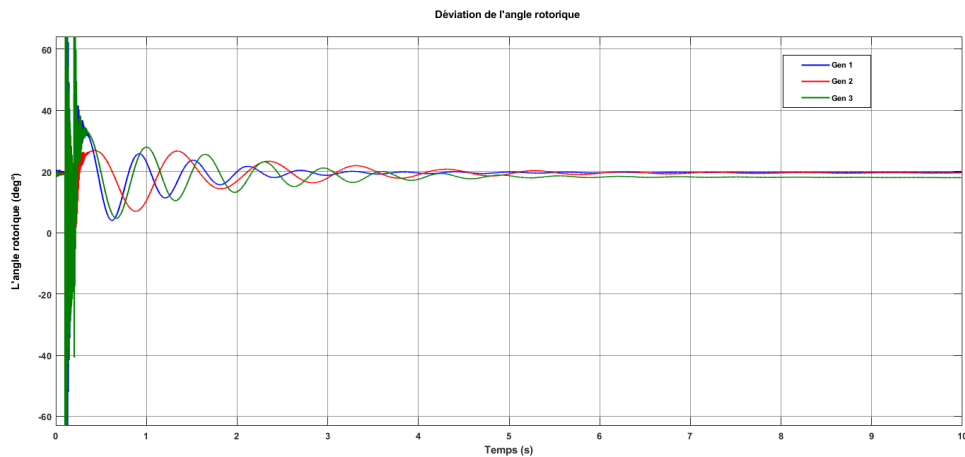


FIG. 2.11 : La déviation de l'angle rotorique pour les 3 générateurs

2.5 Conclusion

Ce chapitre a présenté les stabilisateurs de système électrique (PSS) et leur rôle dans l'amélioration de la stabilité angulaire des réseaux mono et multi-machines. Nous avons expliqué leur fonctionnement, leur modélisation, ainsi que les différents types et paramètres à ajuster pour optimiser leurs performances.

Les simulations réalisées ont montré que les PSS permettent de réduire efficacement les oscillations du système et d'améliorer sa stabilité face aux petites perturbations. Ces résultats ouvrent la voie à une optimisation plus poussée des paramètres des PSS, qui sera abordée dans le chapitre suivant.

Chapitre 3

Optimisation par l'algorithme des baleines à bosse WOA

3.1 Introduction

Les algorithmes métaheuristiques d'optimisation connaissent un essor considérable dans les applications d'ingénierie grâce à leur simplicité de mise en œuvre et leur efficacité. Ces méthodes, qui ne nécessitent pas d'informations sur le gradient, sont capables d'éviter les pièges des optima locaux et s'adaptent à une large variété de problèmes complexes dans de nombreux domaines.

Parmi ces algorithmes, ceux inspirés par la nature occupent une place prépondérante. Ils s'appuient sur des phénomènes biologiques ou physiques pour guider la recherche de solutions optimales. On distingue trois grandes familles : les algorithmes évolutionnaires, les méthodes basées sur la physique et les techniques fondées sur l'intelligence en essaim.

Les algorithmes évolutionnaires, tels que l'algorithme génétique (GA), l'évolution différentielle (DE) ou la programmation génétique (GP), modélisent des mécanismes naturels comme la sélection, la mutation et le croisement pour faire évoluer une population vers des solutions de meilleure qualité. Ces méthodes s'inspirent des principes de la sélection naturelle et de l'évolution darwinienne.

Les algorithmes basés sur la physique exploitent des concepts tels que la gravité, les forces électromagnétiques ou les échanges thermiques pour concevoir des stratégies d'optimisation. Parmi eux figurent le recuit simulé (SA), l'algorithme de recherche gravitationnelle (GSA) ou l'optimisation par échange thermique (TEO).

Enfin, les algorithmes d'intelligence en essaim reproduisent les comportements collectifs observés dans la nature, comme ceux des fourmis, des bancs de poissons ou des essaims d'abeilles. Ces méthodes, dont l'optimisation par essaims particuliers (PSO) est un exemple emblématique, se distinguent par leur adaptabilité, leur simplicité et leur robustesse. Depuis l'introduction du PSO en 1995, ces approches ont gagné en popularité, notamment parce qu'elles conservent les informations acquises au fil des itérations, améliorant ainsi la convergence et réduisant la complexité algorithmique. Toutefois, elles présentent aussi des limites, telles que la convergence prématurée ou le piégeage dans des optima locaux, qui motivent le développement de nouvelles variantes.

Parmi les algorithmes récents et innovants, on compte l'optimisation par colonie de fourmis (ACO), l'algorithme de la colonie d'abeilles artificielle (ABC), l'optimisation du loup gris (GWO), l'algorithme de recherche des corbeaux (CSA), et l'algorithme d'optimisation des baleines (WOA), qui fait l'objet de cette étude.

Outre ces méthodes inspirées du comportement animal, certaines métaheuristiques s'appuient sur des comportements humains, tels que l'apprentissage et l'enseignement (TLBO), la recherche tabou (TS) ou les compétitions sportives (LCA, SLC).

Tous ces algorithmes suivent un processus de recherche basé sur deux phases complémentaires : l'exploration, qui vise à parcourir l'espace des solutions, et l'exploitation, qui affine les solutions prometteuses. Trouver un équilibre optimal entre ces deux phases est un défi majeur dans la conception d'algorithmes performants.

Cette étude se concentre sur l'**algorithme Whale Optimization Algorithm (WOA)**, inspiré du comportement de chasse des baleines à bosse. Sa particularité réside dans la modélisation du mécanisme d'attaque en spirale et en filet de bulles, ainsi que dans la stratégie de poursuite alternant entre un agent aléatoire et le meilleur agent connu, ce qui lui confère une efficacité remarquable. L'algorithme WOA a été évalué sur 23 fonctions de benchmark classiques, permettant d'analyser sa capacité d'exploration et d'exploitation de l'espace de recherche.

3.2 L'algorithme d'optimisation des baleines WOA

Dans cette section, nous présentons d'abord l'inspiration biologique à l'origine de l'algorithme, puis nous détaillons son modèle mathématique.

3.2.1 Origine et inspiration biologique

L'algorithme WOA, proposé en 2016 par Mirjalili et Lewis [ML16], s'inspire du comportement de chasse unique des baleines à bosse, notamment de leur technique dite de «bubble-net feeding». Ces mammifères marins, parmi les plus grands et les plus intelligents, utilisent cette méthode pour capturer leurs proies, principalement des bancs de krill ou de petits poissons, généralement situés près de la surface.

Lors de cette chasse, les baleines créent un filet de bulles en spirale qui entoure la proie, l'empêchant de s'échapper. Ce filet peut prendre la forme d'un cercle ou d'un tracé en forme de «9», comme illustré dans la figure 3.1. Ce comportement complexe et efficace consiste à plonger à plusieurs mètres de profondeur, puis à remonter en formant une spirale de bulles qui piège la proie.

Des études récentes, notamment grâce à des capteurs de suivi, ont mis en évidence deux manœuvres principales associées à cette technique : les spirales ascendantes et les doubles boucles. Ces observations ont permis de modéliser mathématiquement ce comportement pour l'adapter à des problèmes d'optimisation.



FIG. 3.1 : Comportement alimentaire des baleines à bosse dans les filets à bulles

3.2.2 Modèle mathématique de l'algorithme WOA

L'algorithme d'optimisation des baleines (WOA) repose sur la simulation de trois mécanismes fondamentaux inspirés du comportement de chasse des baleines à bosse. Ces mécanismes guident la mise à jour des positions des agents (solutions candidates) dans l'espace de recherche afin d'atteindre la solution optimale [ML16].

3.2.2.1 Encerclement de la proie

Dans la nature, les baleines à bosse repèrent la position de leur proie et l'encerclent avant de l'attaquer. Le WOA modélise ce comportement en supposant que la meilleure solution trouvée jusqu'à l'itération courante représente la position de la proie. Les autres agents ajustent alors leur position pour se rapprocher progressivement de cette solution optimale.

La distance entre un agent et la meilleure solution est calculée par :

$$\vec{D} = |\vec{C} \cdot \vec{X}^*(t) - \vec{X}(t)| \quad (3.1)$$

La mise à jour de la position de l'agent s'effectue selon :

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}^*(t) - \vec{A} \cdot \vec{D} \quad (3.2)$$

où :

- $\vec{X}^*(t)$ est la position de la meilleure solution à l'itération t ,
- $\vec{X}(t)$ est la position actuelle de l'agent,
- $\vec{A}$ et $\vec{C}$ sont des vecteurs de coefficients,

Les vecteurs $\vec{A}$ et $\vec{C}$ sont définis par :

$$\vec{A} = 2a \cdot \vec{r} - a \quad (3.3)$$

$$\vec{C} = 2 \cdot \vec{r} \quad (3.4)$$

avec :

- a est un paramètre qui décroît linéairement de 2 à 0 au fil des itérations, contrôlant la convergence, selon :

$$a = 2 - \frac{2t}{T} \quad (3.5)$$

où t est l'itération courante et T le nombre maximal d'itérations,

- $\vec{r}$ est un vecteur aléatoire dont les composantes sont uniformément distribuées dans $[0, 1]$.

Cette formulation permet de contrôler la distance et la direction du déplacement des agents vers la meilleure solution, simulant ainsi l'encerclement progressif de la proie.

La figure 3.2 illustre ce mécanisme pour un problème d'optimisation en deux dimensions. La position (X, Y) d'un agent de recherche est alors mise à jour en fonction de la position de la meilleure solution actuelle (X^*, Y^*) . Lorsque $|\vec{A}| \leq 1$, la nouvelle position de l'agent peut se situer n'importe où entre sa position actuelle et celle de la meilleure solution, favorisant ainsi l'exploitation locale de l'espace de recherche.

3.2.2.2 Recherche exploratoire (phase d'exploration)

Pour éviter que les agents ne se bloquent dans des optima locaux, WOA intègre une phase d'exploration où les agents se déplacent aléatoirement dans l'espace de recherche. Cette phase est activée lorsque la norme de $\vec{A}$ est supérieure à 1, c'est-à-dire lorsque $|\vec{A}| > 1$.

Dans ce cas, la position d'un agent est mise à jour selon la relation suivante :

$$\vec{X}(t+1) = \vec{X}_{rand} - \vec{A} \cdot |\vec{C} \cdot \vec{X}_{rand} - \vec{X}(t)| \quad (3.6)$$

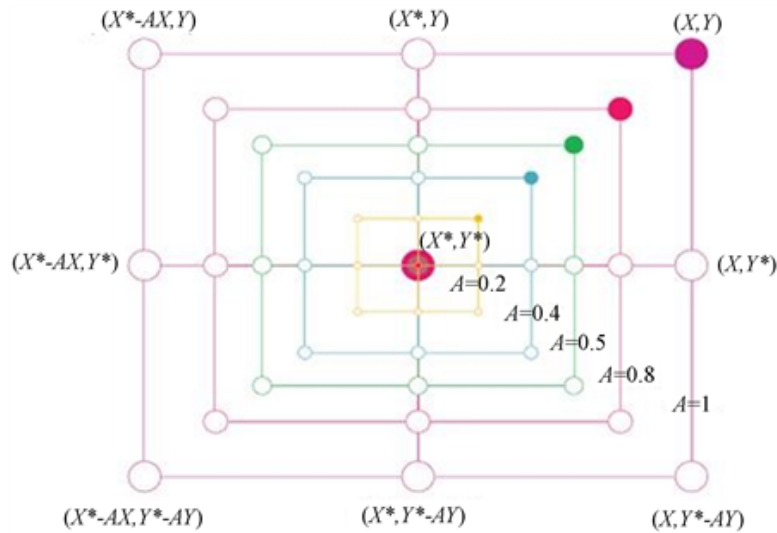


FIG. 3.2 : Mécanisme d'encerclement par rétrécissement

où $\vec{X}_{rand}$ désigne la position d'un agent choisi aléatoirement parmi la population.

Cette stratégie favorise l'exploration de nouvelles régions du domaine de recherche, accroît la diversité des solutions et améliore la capacité de l'algorithme à échapper aux minima locaux.

La figure 3.3 illustre cette phase pour un problème d'optimisation en deux dimensions. La position (X, Y) d'un agent de recherche est actualisée en fonction de la position (X^*, Y^*) d'un agent sélectionné aléatoirement. Lorsque $|A| > 1$, la nouvelle position de l'agent se situe en dehors du voisinage immédiat de la solution de référence, ce qui encourage l'exploration plus large de l'espace de recherche.

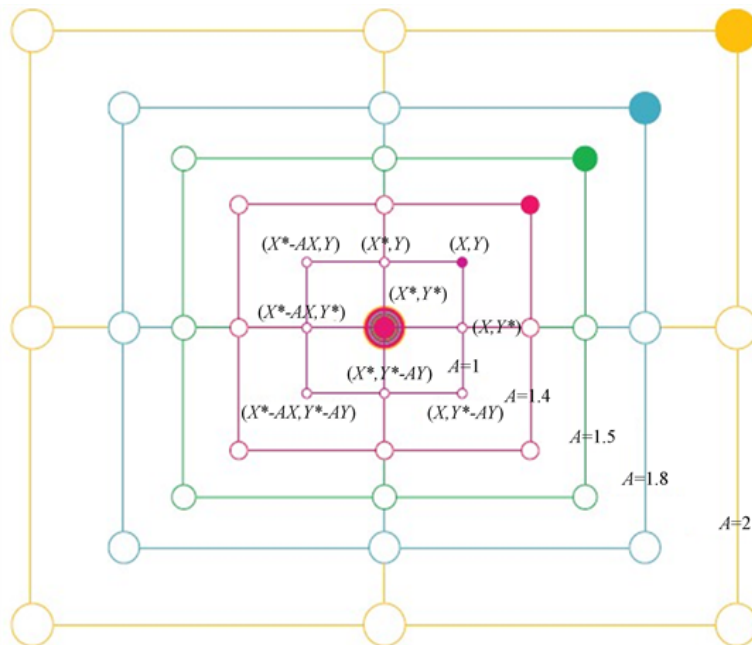


FIG. 3.3 : Phase d'exploration

3.2.2.3 Attaque en filet de bulles (phase d'exploitation)

La technique de chasse en filet de bulles est modélisée par un mouvement en spirale autour de la meilleure solution, imitant la trajectoire réelle des baleines à bosse lors de la capture de leur proie. La figure 3.4 illustre cette technique.

La mise à jour de la position de l'agent suit la formule :

$$\vec{X}(t+1) = \vec{D}' \cdot e^{bl} \cdot \cos(2\pi l) + \vec{X}^*(t) \quad (3.7)$$

avec :

- $\vec{D}' = |\vec{X}^*(t) - \vec{X}(t)|$ la distance entre l'agent et la meilleure solution,
- b une constante définissant la forme de la spirale (souvent fixée à 1),
- l un nombre aléatoire uniformément distribué dans l'intervalle $[-1, 1]$.

Cette mise à jour est appliquée avec une probabilité de 50%, alternant avec la phase d'encerclement pour assurer un équilibre entre exploitation locale et exploration globale.

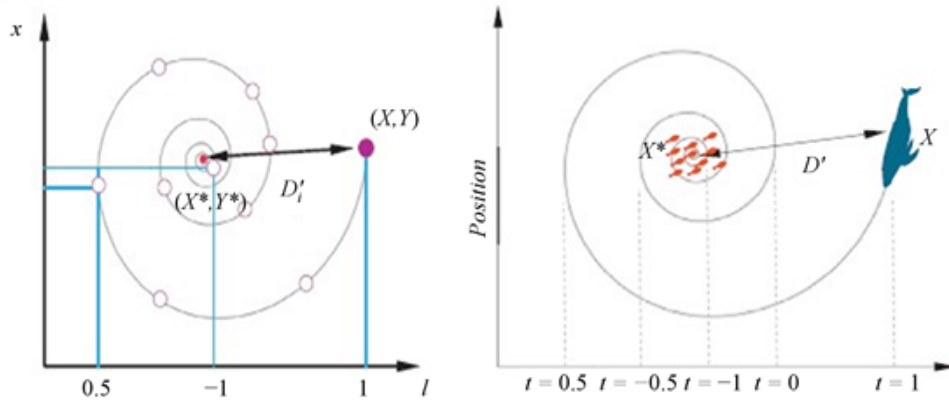


FIG. 3.4 : Mécanisme d'attaque au filet à bulles

3.2.2.4 Contrôle de la convergence via le paramètre a

Le paramètre a contrôle la portée des déplacements des agents dans l'espace de recherche. Sa décroissance linéaire permet à l'algorithme de privilégier l'exploration au début (grands déplacements favorisant la recherche globale) puis l'exploitation en fin de recherche (déplacements plus précis autour des meilleures solutions).

Grâce à cette modélisation mathématique, WOA parvient à équilibrer efficacement exploration et exploitation, ce qui lui confère d'excellentes performances sur une large gamme de problèmes d'optimisation [NSZAVM23].

Le processus débute par l'initialisation d'une population d'agents (solutions candidates) répartis aléatoirement dans l'espace de recherche. À chaque itération, chaque agent met à jour sa position en fonction soit d'un agent choisi aléatoirement (favorisant l'exploration), soit de la meilleure solution trouvée jusqu'à présent (favorisant l'exploitation).

Le paramètre a , décroissant linéairement de 2 à 0 au fil des itérations, permet de réguler la transition entre exploration et exploitation :

- Lorsque $|\vec{A}| > 1$, la mise à jour se fait par rapport à un agent aléatoire, ce qui encourage l'exploration globale de l'espace de recherche (voir l'équation 3.6).
- Lorsque $|\vec{A}| \leq 1$, la position est ajustée en fonction de la meilleure solution connue, favorisant ainsi l'exploitation locale (voir l'équation 3.2).

En outre, un paramètre aléatoire p permet d'alterner entre deux mouvements : la mise à jour classique (encerclement) et la mise à jour en spirale (attaque en filet de bulles), simulant la stratégie de chasse observée chez les baleines à bosse.

L'algorithme s'arrête lorsqu'un critère de terminaison est atteint (nombre maximal d'itérations ou convergence).

3.2.2.5 Étapes détaillées de l'algorithme WOA

Algorithme 1 : Pseudo-code de l'algorithme WOA

Input : Taille de la population N , nombre de dimensions d , nombre maximal d'itérations

T_{max}

Output : Meilleure solution trouvée $\vec{X}^*$

```

1 Initialiser la population d'agents  $\vec{X}_i$  ( $i = 1, \dots, N$ ) de dimension  $d$  aléatoirement;
2 Évaluer la fonction objectif pour chaque agent et déterminer la meilleure solution  $\vec{X}^*$ ;
3 for  $t = 1$  to  $T_{max}$  do
4   Mettre à jour le paramètre  $a = 2 - \frac{2t}{T_{max}}$ ;
5   for chaque agent  $\vec{X}_i$  do
6     Générer un nombre aléatoire  $p \in [0, 1]$ ;
7     Calculer les coefficients  $\vec{A}$  et  $\vec{C}$ ;
8     if  $p < 0.5$  then
9       if  $|\vec{A}| < 1$  then
10        Mettre à jour la position de l'agent par l'équation d'encerclement autour de la
           meilleure solution (Eq 3.2);
11       else
12        Sélectionner un agent aléatoire  $\vec{X}_{rand}$ ;
13        Mettre à jour la position de l'agent par l'équation d'exploration (Eq 3.6);
14     else
15       Mettre à jour la position de l'agent selon le mouvement en spirale autour de la
           meilleure solution (Eq 3.7);
16   Vérifier et corriger la position si elle sort des bornes autorisées;
17 Évaluer la fonction objectif pour chaque agent et mettre à jour la meilleure solution  $\vec{X}^*$  si
    nécessaire;
18 return  $\vec{X}^*$ 

```

Cet algorithme 1 se distingue par sa simplicité de paramétrage (seuls deux paramètres principaux à ajuster : A et C) et sa capacité à équilibrer exploration et exploitation, ce qui lui confère une grande efficacité sur une large gamme de problèmes d'optimisation.

3.3 Évaluation expérimentale du WOA sur des fonctions de référence

Afin d'analyser la performance et la robustesse de l'algorithme d'optimisation des baleines (WOA), nous avons conduit une série de tests sur un ensemble de 23 fonctions de benchmark reconnues dans la littérature [JY13, HSCN17]. Ces fonctions sont couramment utilisées pour évaluer la capacité des algorithmes métaheuristiques à explorer efficacement l'espace de recherche, à éviter les optima locaux et à converger vers la solution globale. Contrairement à de nombreux travaux qui réalisent des comparaisons entre différentes méthodes, notre objectif ici est de caractériser le comportement du WOA de manière indépendante, sans confrontation directe avec d'autres algorithmes.

3.3.1 Présentation des fonctions de test

Les 23 fonctions de benchmark sélectionnées couvrent une diversité de profils et de difficultés, permettant d'évaluer la polyvalence du WOA. Elles se répartissent en trois grandes catégories comme suit :

- Fonctions unimodales : caractérisées par un unique optimum global, elles permettent de mesurer la capacité de convergence de l'algorithme.
- **Fonctions multimodales** : comportant de nombreux optima locaux, elles mettent à l'épreuve la faculté du WOA à éviter le piègeage prématuré.
- **Fonctions séparables et non séparables** : elles servent à évaluer la performance du WOA sur des problèmes où les variables sont soit indépendantes, soit fortement corrélées.

Chaque fonction est définie mathématiquement dans les tableaux suivants, qui précisent également le domaine de définition et la valeur optimale attendue.

TAB. 3.1 : Fonctions de benchmark unimodales

Fonction	Expression mathématique	Domaine	Optimum global
F1	$f_1(x) = \sum_{i=1}^d x_i^2$	$[-100, 100]^d$	0
F2	$f_2(x) = \sum_{i=1}^d x_i + \prod_{i=1}^d x_i $	$[-10, 10]^d$	0
F3	$f_3(x) = \sum_{i=1}^d \left(\sum_{j=1}^i x_j \right)^2$	$[-100, 100]^d$	0
F4	$f_4(x) = \max_i x_i $	$[-100, 100]^d$	0
F5	$f_5(x) = \sum_{i=1}^{d-1} [100(x_{i+1} - x_i^2)^2 + (x_i - 1)^2]$	$[-30, 30]^d$	0
F6	$f_6(x) = \sum_{i=1}^d (x_i + 0.5)^2$	$[-100, 100]^d$	0

TAB. 3.2 : Fonctions de benchmark multimodales

Fonction	Expression mathématique	Domaine	Optimum global
F7	$f_7(x) = \sum_{i=1}^d ix_i^4 + \text{random}[0, 1)$	$[-1.28, 1.28]^d$	0
F8	$f_8(x) = \sum_{i=1}^d -x_i \sin(\sqrt{ x_i })$	$[-500, 500]^d$	$-418.9829 \times d$
F9	$f_9(x) = \sum_{i=1}^d [x_i^2 - 10 \cos(2\pi x_i) + 10]$	$[-5.12, 5.12]^d$	0
F10	$f_{10}(x) = -20 \exp\left(-0.2 \sqrt{\frac{1}{d} \sum_{i=1}^d x_i^2}\right) \exp\left(\frac{1}{d} \sum_{i=1}^d \cos(2\pi x_i)\right) + 20 + e$	$[-32, 32]^d$	0
F11	$f_{11}(x) = \sum_{i=1}^d x_i^2 / 4000 - \prod_{i=1}^d \cos\left(\frac{x_i}{\sqrt{i}}\right) + 1$	$[-600, 600]^d$	0
F12	$f_{12}(x) = \frac{\pi}{d} \left[10 \sin^2(\pi y_1) + \sum_{i=1}^{d-1} (y_i - 1)^2 [1 + 10 \sin^2(\pi y_{i+1})] + (y_d - 1)^2 \right]$ avec $y_i = 1 + \frac{1}{4}(x_i + 1)$	$[-50, 50]^d$	0
F13	$f_{13}(x) = 0.1 \left[\sin^2(3\pi x_1) + \sum_{i=1}^{d-1} (x_i - 1)^2 [1 + \sin^2(3\pi x_{i+1})] + (x_d - 1)^2 [1 + \sin^2(2\pi x_d)] \right]$	$[-50, 50]^d$	0

TAB. 3.3 : Fonctions séparables et non séparables

Fonction	Expression mathématique	Domaine	Optimum global
F14	$f_{14}(x) = \left(\frac{1}{500} + \sum_{j=1}^{25} \frac{1}{j + \sum_{i=1}^d (x_i - a_{ij})^6} \right)^{-1}$	$[-65, 65]^2$	1
F15	$f_{15}(x) = \sum_{i=1}^d x_i^2 - \sum_{i=1}^d \cos(18x_i)$	$[-20, 20]^d$	$-d$
F16	$f_{16}(x) = 4x_1^2 - 2.1x_1^4 + \frac{1}{3}x_1^6 + x_1x_2 - 4x_2^2 + 4x_2^4$	$[-5, 5]^2$	-1.0316
F17	$f_{17}(x) = (x_2 - \frac{5.1}{4\pi^2}x_1^2 + \frac{5}{\pi}x_1 - 6)^2 + 10(1 - \frac{1}{8\pi})\cos(x_1) + 10$	$[-5, 10] \times [0, 15]$	0.398
F18	$f_{18}(x) = [1 + (x_1 + x_2 + 1)^2(19 - 14x_1 + 3x_1^2 - 14x_2 + 6x_1x_2 + 3x_2^2)] \times [30 + (2x_1 - 3x_2)^2(18 - 32x_1 + 12x_1^2 + 48x_2 - 36x_1x_2 + 27x_2^2)]$	$[-2, 2]^2$	3
F19	$f_{19}(x) = -\sum_{j=1}^4 c_j \exp\left(-\sum_{i=1}^2 a_{ij}(x_i - p_{ij})^2\right)$	$[0, 1]^2$	-3.86
F20	$f_{20}(x) = -\sum_{j=1}^4 c_j \exp\left(-\sum_{i=1}^3 a_{ij}(x_i - p_{ij})^2\right)$	$[0, 1]^3$	-3.32
F21	$f_{21}(x) = -\sum_{j=1}^5 c_j \exp\left(-\sum_{i=1}^4 a_{ij}(x_i - p_{ij})^2\right)$	$[0, 1]^4$	-10.15
F22	$f_{22}(x) = -\sum_{j=1}^5 c_j \exp\left(-\sum_{i=1}^4 a_{ij}(x_i - p_{ij})^2\right)$	$[0, 1]^4$	-10.4
F23	$f_{23}(x) = -\sum_{j=1}^5 c_j \exp\left(-\sum_{i=1}^4 a_{ij}(x_i - p_{ij})^2\right)$	$[0, 1]^4$	-10.53

Les résultats obtenus sur l'ensemble de ces fonctions sont présentés et analysés dans la partie suivante.

3.3.2 Résultats et analyse

Pour tous les tests réalisés, la taille de la population a été fixée à 30 agents et le nombre maximal d'itérations à 500. Afin d'évaluer les performances du Whale Optimization Algorithm (WOA), chaque fonction de benchmark a été exécutée plusieurs fois à partir de populations initiales générées aléatoirement. Cette approche permet d'obtenir des résultats statistiques pertinents, offrant une analyse approfondie de la robustesse et de l'efficacité de l'algorithme dans divers contextes d'optimisation.

Les expérimentations ont été conduites via une interface graphique développée sous MATLAB (GUI), offrant la possibilité de sélectionner la fonction à optimiser ainsi que ses paramètres de référence. L'utilisateur peut également modifier librement la dimension du problème. Cette interface intègre un graphique de convergence en temps réel, ainsi qu'une visualisation 2D des fonctions testées, facilitant ainsi la compréhension du comportement dynamique de l'algorithme.

Les figures présentées illustrent à la fois le comportement de convergence du WOA et la représentation graphique en deux dimensions des fonctions optimisées.

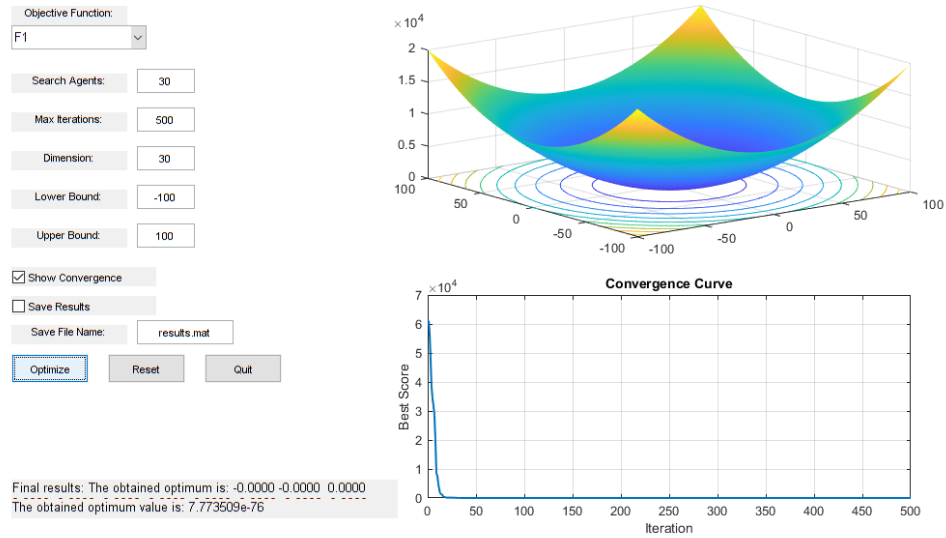
3.3.2.1 Analyse du comportement de convergence

L'algorithme WOA révèle une capacité remarquable à explorer efficacement les régions prometteuses de l'espace de recherche tout en exploitant la meilleure solution identifiée. Au début du processus, les agents effectuent des déplacements amples et aléatoires, favorisant une exploration globale étendue. Progressivement, leurs mouvements deviennent plus ciblés et stables, traduisant une convergence vers l'optimum global. Ce comportement est conforme aux observations de Berg et al, qui soulignent qu'un algorithme à base de population converge typiquement vers un point optimal dans l'espace de recherche. Trois profils distincts de convergence ont été identifiés lors des tests sur les fonctions de référence :

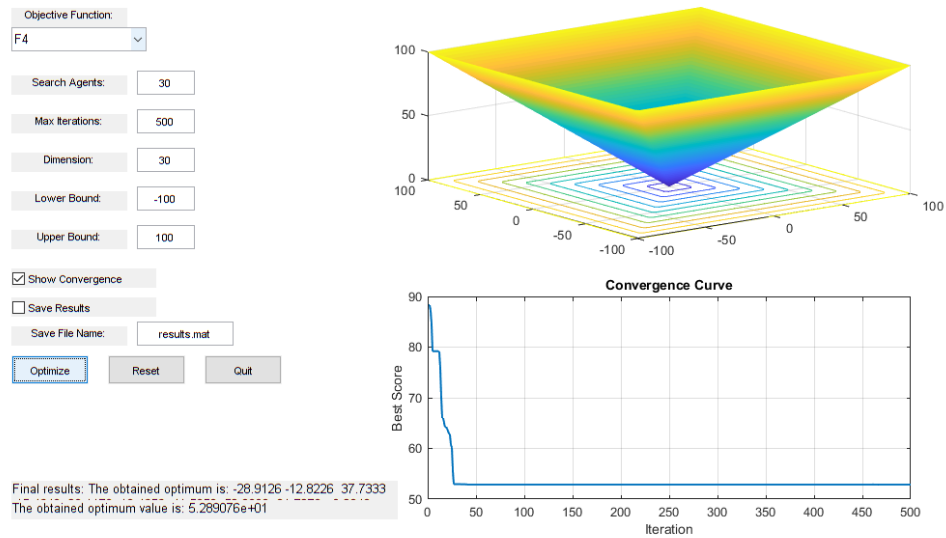
1. Accélération progressive de la convergence : L'algorithme accélère son rapprochement vers la solution optimale au fil des itérations, grâce à son mécanisme adaptatif qui favorise une exploration efficace dès les premières phases. Ce comportement est particulièrement visible sur les fonctions F1 et F4 (voir figure 3.5).
2. Convergence tardive vers l'optimum : Sur certaines fonctions complexes comme F8 et F23, le WOA atteint l'optimum uniquement dans les dernières itérations. Ce phénomène traduit la difficulté à identifier rapidement une zone d'exploitation favorable, nécessitant une recherche prolongée pour localiser l'optimum global (figure 3.6).
3. Convergence rapide dès les premières étapes : Pour des fonctions telles que F16 et F19, l'algorithme affiche une convergence rapide dès le début. Ces fonctions, parmi les plus complexes de l'étude, illustrent l'équilibre efficace entre exploration et exploitation du WOA, qui lui permet de détecter précocement les optima globaux (voir figure 3.7).

En synthèse, les résultats obtenus mettent en évidence les atouts majeurs du WOA. Durant la phase d'exploration, régie par l'équation 3.6, les agents adoptent des déplacements aléatoires en début d'optimisation, ce qui assure une couverture étendue et efficace de l'espace de recherche. Lorsque l'algorithme passe à la phase d'exploitation, l'équation 3.2 permet aux agents de se rapprocher rapidement

des meilleures solutions identifiées, tandis que l'équation 3.7 introduit un mouvement en spirale pour affiner la recherche autour de l'optimum. L'alternance équilibrée entre ces deux phases tout au long des itérations confère au WOA une remarquable capacité à éviter les optima locaux, tout en maintenant une vitesse de convergence élevée.

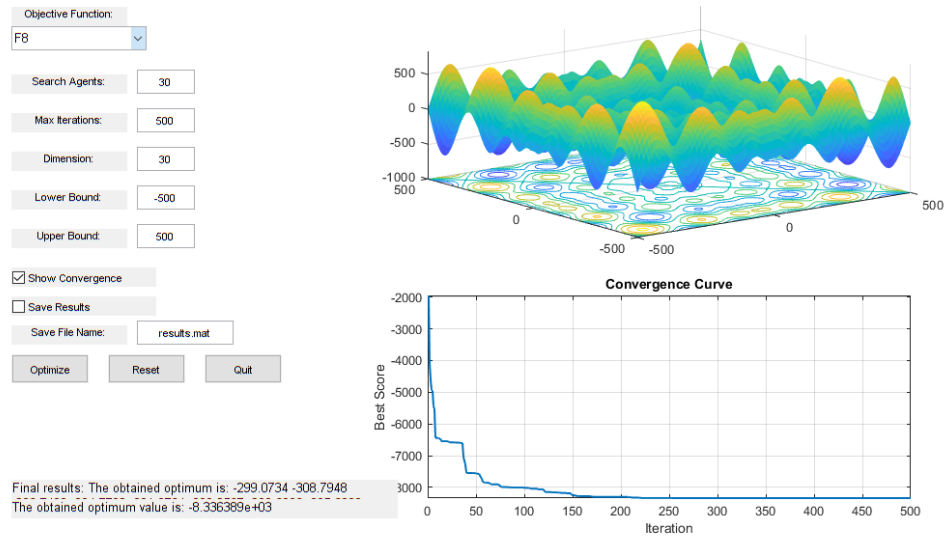


(a) F1

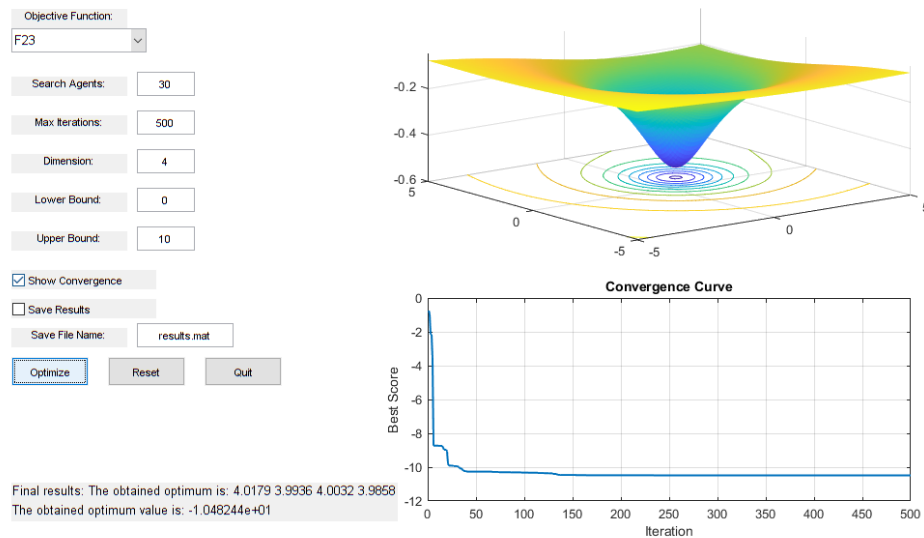


(b) F4

FIG. 3.5 : Test fonctions F1 et F4.



(a) F8



(b) F23

FIG. 3.6 : Test fonctions F8 et F23.

Objective Function:
F16

Search Agents: 30

Max Iterations: 500

Dimension: 2

Lower Bound: -5

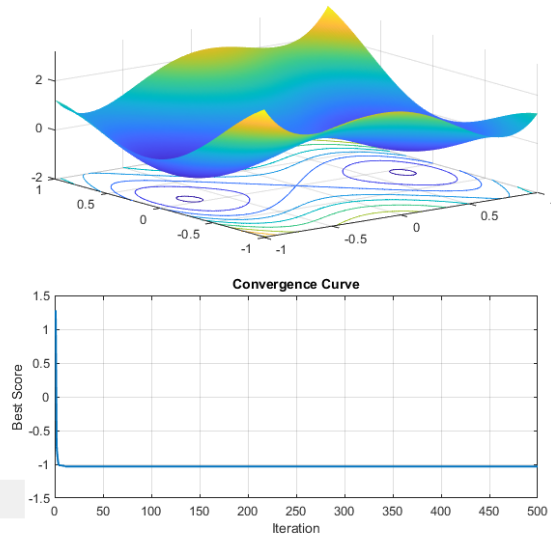
Upper Bound: 5

☒ Show Convergence

☐ Save Results

Save File Name: results.mat

Final results: The obtained optimum is: -0.0698 0.7127
The obtained optimum value is: -1.031628e+00



(a) F16

Objective Function:
F19

Search Agents: 30

Max Iterations: 500

Dimension: 3

Lower Bound: 0

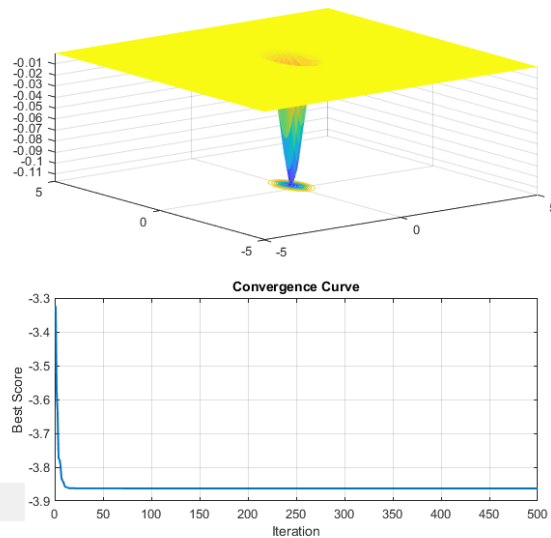
Upper Bound: 1

☒ Show Convergence

☐ Save Results

Save File Name: results.mat

Final results: The obtained optimum is: 0.1160 0.5557 0.8525
The obtained optimum value is: -3.862781e+00



(b) F19

FIG. 3.7 : Test fonctions F16 et F19.

3.4 Optimisation des paramètres des PSS par l'algorithme WOA

Dans cette section, nous appliquons le Whale Optimization Algorithm (WOA) à l'optimisation des paramètres des dispositifs de stabilisation de puissance (PSS) afin d'améliorer la stabilité dynamique d'un système électrique. Cette étude de cas vise à démontrer la pertinence et l'efficacité du WOA dans un contexte applicatif concret.

3.4.1 Adaptation du WOA au problème des PSS

Dans le cadre de l'optimisation des paramètres des PSS, chaque « baleine » représente une solution candidate, c'est-à-dire un vecteur de paramètres $\vec{X} = [K_{PSS}, T_1, T_3]$ à optimiser. La population initiale est donc constituée de plusieurs baleines, chacune correspondant à une combinaison différente de ces paramètres.

Les paramètres optimisés sont les suivants :

- K_{PSS} : le gain du stabilisateur, qui détermine l'intensité de la correction appliquée au système ;
- T_1 et T_3 : constantes de temps associées aux filtres de phase (lead-lag) du PSS, influençant la compensation de phase nécessaire pour compenser le retard induit par le système d'excitation.

Les autres constantes de temps, telles que T_w , T_2 et T_4 , sont considérées comme fixes dans cette étude.

3.4.2 Formulation du problème d'optimisation

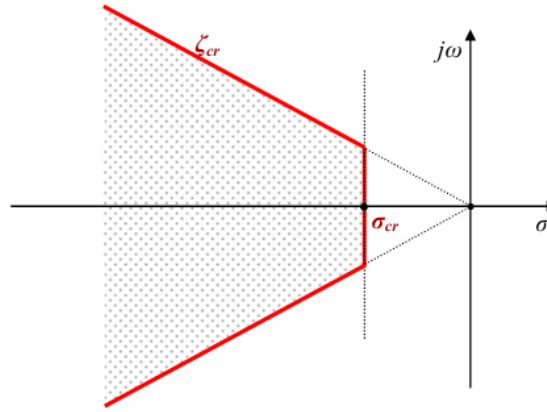
L'objectif est de déterminer les valeurs optimales de $\vec{X} = [K_{PSS}, T_1, T_3]$ permettant d'assurer un amortissement efficace des oscillations et de garantir la stabilité du système sous différents régimes de fonctionnement. Pour cela, une fonction multiobjectif basée sur les valeurs propres du système est adoptée, visant à :

- maximiser le facteur d'amortissement minimal $\min(\zeta_i)$ des modes dominants ;
- minimiser la partie réelle maximale $\max(\sigma_i)$ des valeurs propres, afin de garantir que toutes les valeurs propres se situent dans la zone de stabilité (zone D), illustrée en figure 3.8.

La fonction objectif est exprimée par :

$$F = \eta \min(\zeta_i) + \mu (\max(\sigma_i)) \quad (3.8)$$

où ζ_i représente le facteur d'amortissement, σ_i la partie réelle de la i -ème valeur propre, et η ainsi que μ sont des coefficients de pondération ajustables selon le système étudié.

FIG. 3.8 : Zone D de stabilité pour les valeurs propres du système

3.4.3 Processus d'optimisation par WOA

Le processus d'optimisation débute par l'initialisation aléatoire d'une population de baleines (solutions candidates). Chaque baleine est représentée par un vecteur $\vec{X}_i = [K_{PSS,i}, T_{1,i}, T_{3,i}]$, où chaque composante est initialisée selon :

$$X_{j,i}^0 = X_j^{\min} + \text{rand} \times (X_j^{\max} - X_j^{\min}) \quad (3.9)$$

avec $X_j^{\min}$ et $X_j^{\max}$ les bornes inférieure et supérieure du paramètre j , et rand un nombre aléatoire uniforme dans $[0, 1]$.

À chaque itération, le WOA génère de nouvelles solutions, évalue la fonction objectif pour chaque configuration, puis met à jour la population selon les mécanismes d'exploration et d'exploitation propres à l'algorithme. Ce processus se poursuit jusqu'à atteindre un critère d'arrêt, généralement un nombre maximal d'itérations ou la convergence vers une solution stable.

3.4.4 Résumé de l'algorithme

L'algorithme 2 synthétise les étapes de l'optimisation des paramètres des PSS par WOA.

Algorithme 2 : Pseudo-code du Whale Optimization Algorithm (WOA) pour l'optimisation des PSS

Input : Nombre de baleines N , bornes des paramètres $\{X_j^{\min}, X_j^{\max}\}$, nombre maximal d'itérations T_{max}

Output : Meilleure solution $\vec{X}^* = [K_{PSS}^*, T_1^*, T_3^*]$

- 1 1. **Initialiser** le nombre de baleines (agents) avec l'Eq. 3.9, ainsi que les bornes minimales et maximales des paramètres des PSS à optimiser.
- 2 2. **Générer** aléatoirement les valeurs initiales des paramètres des PSS pour chaque agent.
- 3 3. **Initialiser** le compteur d'itérations à zéro.
- 4 4. **while** le nombre maximal d'itérations n'est pas atteint **do**
 - 5 4.1. Incrémenter le compteur d'itérations.
 - 6 4.2. **for** chaque agent de la population **do**
 - 7 4.2.1. Calculer la valeur de la fonction objectif (Eq. 3.8) pour la solution courante.
 - 8 4.3. Identifier et enregistrer la meilleure solution actuelle.
 - 9 4.4. **for** chaque agent de la population **do**
 - 10 4.4.1. Mettre à jour les coefficients $\vec{A}$, $\vec{C}$, l et ρ .
 - 11 4.4.2. **if** $\rho < 0.5$ **then**
 - 12 **if** $|\vec{A}| < 1$ **then**
 - 13 4.4.2.1. Mettre à jour la position de l'agent selon l'équation d'encerclement (Eq. 3.2).
 - 14 **else**
 - 15 4.4.2.2. Mettre à jour la position de l'agent selon l'équation d'exploration (Eq. 3.6).
 - 16 **else**
 - 17 4.4.2.3. Mettre à jour la position de l'agent selon le mouvement en spirale (Eq. 3.7).
 - 18 4.5. Mettre à jour la meilleure solution si une amélioration est trouvée.
 - 19 5. **Retourner** la meilleure solution trouvée $\vec{X}^*$ (paramètres optimaux des PSS).

Cette méthodologie permet de déplacer efficacement les modes faiblement amortis vers des zones plus stables du plan complexe, contribuant ainsi à l'amélioration de la stabilité globale du système électrique.

3.4.5 Organigramme de l'optimisation WOA pour les PSS

Pour mieux illustrer le déroulement de l'algorithme WOA appliqué à l'optimisation des paramètres des stabilisateurs de système de puissance (PSS), l'organigramme ci-dessous synthétise de façon claire et séquentielle chacune de ses étapes :

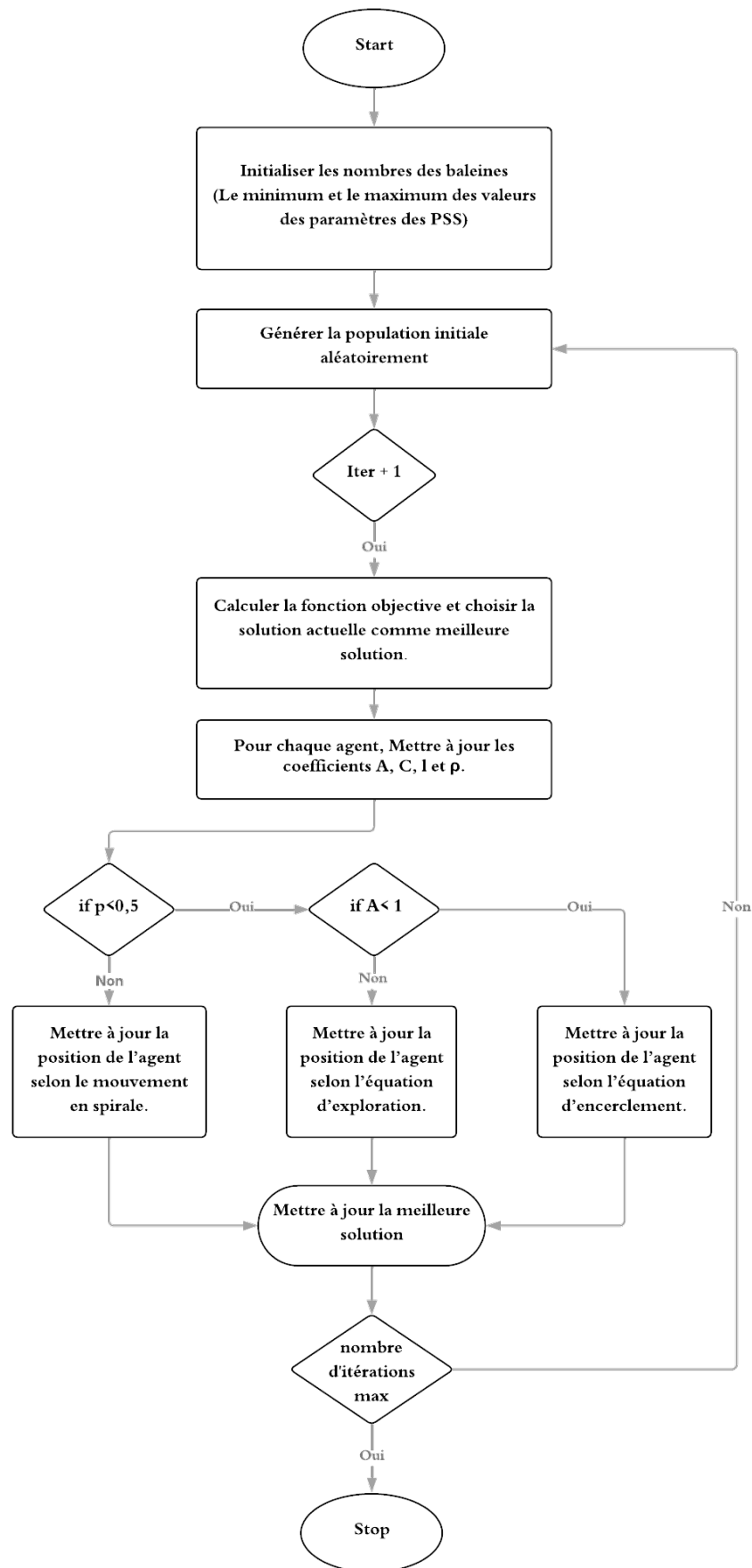


FIG. 3.9 : Organigramme du WOA pour l'optimisation des paramètres des PSS

3.5 Application du WOA au système monomachine SMIB

Pour illustrer concrètement l'adaptation du Whale Optimization Algorithm (WOA) à l'optimisation des paramètres des stabilisateurs de puissance (PSS), nous considérons un système simple : un système monomachine à barre infinie (SMIB) équipé d'un seul PSS classique.

Ce système, présenté au chapitre 2 (voir figure 2.3), constitue un cas d'étude de référence pour la stabilisation dynamique. L'objectif ici est simplement de démontrer le fonctionnement pratique du WOA dans le réglage automatique des paramètres du PSS.

3.5.1 Description du système SMIB avec PSS

Le système SMIB comprend une machine synchrone connectée à un réseau infini via une ligne de transmission, avec un PSS intégré au régulateur d'excitation. Les paramètres du PSS à optimiser sont le gain K_{PSS} et les constantes de temps T_1 et T_3 , tandis que les autres constantes sont maintenues fixes : $T_w = 10\text{ s}$, $T_2 = T_4 = 0.05\text{ s}$.

3.5.2 Mise en œuvre du WOA pour l'optimisation

Le WOA est initialisé avec une population de 50 baleines, chaque baleine représentant une combinaison possible des paramètres $\vec{X} = [K_{PSS}, T_1, T_3]$. Ces paramètres sont initialisés aléatoirement dans leurs plages admissibles, définies selon les caractéristiques du PSS classique :

$$0.1 < K_{PSS} < 100, \quad 0.001 < T_1 < 2, \quad 0.001 < T_3 < 2.$$

Le nombre maximal d'itérations est fixé à 100.

À chaque itération, le WOA génère de nouvelles solutions candidates, évalue la fonction objectif définie précédemment (équation 3.8), puis met à jour la population en appliquant les mécanismes d'encerclement, de spirale et d'exploration. Ce processus se répète jusqu'à convergence ou jusqu'à atteindre le nombre maximal d'itérations.

Dans le cas du système monomachine, les facteurs de pondération η et μ de la fonction multiobjectif sont choisis égaux à 1, sans privilégier un critère particulier.

3.5.3 Résultats de l'optimisation

Au terme du processus, le WOA fournit un vecteur de paramètres optimaux $\vec{X}^* = [K_{PSS}^*, T_1^*, T_3^*]$ pour le PSS du système SMIB. Ces paramètres peuvent ensuite être utilisés pour configurer le PSS, améliorant ainsi la réponse dynamique du système face aux perturbations.

Les valeurs optimales obtenues sont les suivantes :

$$K_{PSS} = 34.0588, \quad T_1 = 0.6073\text{ s}, \quad T_3 = 0.2215\text{ s},$$

avec $T_w = 10.0\text{ s}$ et $T_2 = T_4 = 0.05\text{ s}$ maintenus constants.

Cette démonstration simple met en évidence la capacité du WOA à explorer efficacement l'espace des paramètres et à fournir une solution adaptée.

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté le Whale Optimization Algorithm (WOA), en détaillant son inspiration biologique, son mécanisme de fonctionnement, sa modélisation mathématique ainsi que son algorithme. Après avoir validé son efficacité sur un ensemble de 23 fonctions de référence, nous avons mis en évidence sa capacité à maintenir un équilibre pertinent entre exploration et exploitation, ce qui lui permet d'atteindre des solutions optimales dans des contextes variés.

Dans le cadre de notre étude, le WOA a été spécifiquement adapté à la problématique de la stabilité angulaire des systèmes électriques face aux petites perturbations. Cette adaptation s'est traduite par la définition d'une fonction multiobjectif, parfaitement alignée avec les exigences de stabilité et de performance du réseau. Ainsi, la méthode proposée vise à optimiser les paramètres des dispositifs PSS afin d'améliorer la stabilité dynamique du système. Pour illustrer concrètement cette adaptation, un exemple d'application a été présenté sur un système monomachine à barre infinie (SMIB) équipé d'un seul PSS classique. Cet exemple a permis de démontrer le fonctionnement pratique du WOA dans le réglage automatique des paramètres du PSS, mettant en lumière son efficacité même dans des configurations simples.

Chapitre 4

Applications et résultats

4.1 Introduction

Après avoir exposé les fondements théoriques de la stabilité aux petites perturbations, développé le modèle dynamique des systèmes électriques, ainsi que présenté les régulateurs PSS et l'algorithme WOA adapté à notre étude, ce chapitre se concentre sur l'application pratique de ces concepts.

L'objectif principal est d'optimiser les paramètres des PSS dans un système multimachine afin d'assurer un amortissement efficace des oscillations rotoriques, qu'elles soient locales ou interrégionales, garantissant ainsi la stabilité globale du réseau pour différents points de fonctionnement.

Ce chapitre s'articule autour de trois axes majeurs :

- la présentation de l'interface graphique développée sous MATLAB, conçue pour offrir une visualisation claire et intuitive des résultats, accompagnée d'un guide d'utilisation ;
- la formulation du problème d'optimisation multiobjectif des paramètres des PSS, résolu via l'algorithme WOA présenté précédemment, avec une fonction multiobjectif combinant deux critères basés sur l'analyse des valeurs propres pour un système multimachines ;
- l'application de cette méthode sur différents systèmes (mono- et multimachines), afin de démontrer la généralisation et l'efficacité de l'approche, accompagnée d'une présentation détaillée des résultats et de leur discussion.

Enfin, une comparaison est effectuée avec les résultats obtenus par une optimisation basée sur un algorithme génétique (AG) appliqué au réseau New England/New York, illustrant ainsi les performances relatives des deux méthodes dans un contexte réaliste.

4.2 Présentation de l'interface graphique

4.2.1 Présentation générale de l'interface graphique

Afin de faciliter l'analyse et la visualisation des résultats issus de l'optimisation des paramètres des PSS, une interface graphique conviviale a été développée sous Matlab. Réalisée à l'aide de l'outil GUIDE [Gro24].

L'interface intègre plusieurs éléments interactifs essentiels, tels que des boutons, des menus déroulants et des graphiques dynamiques. Ces fonctionnalités permettent à l'utilisateur de charger facilement les données, de lancer les simulations, puis de visualiser l'évolution des paramètres optimisés ainsi que des indicateurs clés de stabilité. Chaque composant est doté de fonctions de rappel (callbacks) assurant une interaction fluide et réactive.

4.2.2 Interface graphique adaptée à l'étude

L'interface graphique développée sous Matlab se compose de deux fenêtres principales. La première constitue une vue d'ensemble, affichant le titre du mémoire et le nom de l'auteur, avec deux choix : «Start» pour accéder à l'outil et «Exit» pour quitter. En sélectionnant «Start», l'utilisateur accède à la seconde interface, qui offre la possibilité de choisir parmi plusieurs systèmes étudiés : le système monomachine SMIB, un système à 3 machines et 9 nœuds, ainsi que le réseau interconnecté New England/New York.

Pour le système à 3 machines, l'utilisateur peut également sélectionner différents points de fonctionnement (charge faible, nominale ou forte) afin d'analyser le comportement du système dans diverses conditions. L'interface permet d'effectuer deux types d'analyses complémentaires : une analyse modale, fournissant un tableau des valeurs propres, des taux d'amortissement et des fréquences associées avec visualisation graphique, ainsi qu'une simulation dynamique des trois systèmes.

Cette interface facilite la comparaison des performances du système choisi dans différentes configurations : sans PSS, avec un PSS conventionnel, et avec un PSS optimisé par l'algorithme WOA. La comparaison s'appuie sur l'analyse des valeurs propres et sur les simulations dynamiques illustrant l'évolution de la vitesse angulaire et de l'angle rotorique avant et après l'optimisation.

Plusieurs boutons fonctionnels sont intégrés pour améliorer l'expérience utilisateur : un bouton «Informations» pour accéder aux détails de l'étude, un bouton «Reset» pour réinitialiser les paramètres, un bouton «Sauvegarder» permettant d'enregistrer les résultats dans un fichier au format .mat, et un bouton «Quitter» pour fermer l'application.

4.2.3 Guide d'utilisation de l'interface

L'interface graphique développée sous Matlab se compose de deux fenêtres principales, chacune jouant un rôle spécifique dans l'expérience utilisateur.

4.2.3.1 Interface d'accueil (Main Interface)

La première fenêtre, illustrée à la figure 4.1, sert d'interface d'accueil pour l'application. Elle présente le titre du mémoire, le nom de l'auteur, ainsi qu'une image représentative du domaine électrique.

Deux boutons sont proposés à l'utilisateur :

- **Start** : pour accéder à l'outil d'analyse et de simulation,
- **Exit** : pour quitter l'application.

Cette page d'accueil permet ainsi une prise en main rapide et intuitive du logiciel.

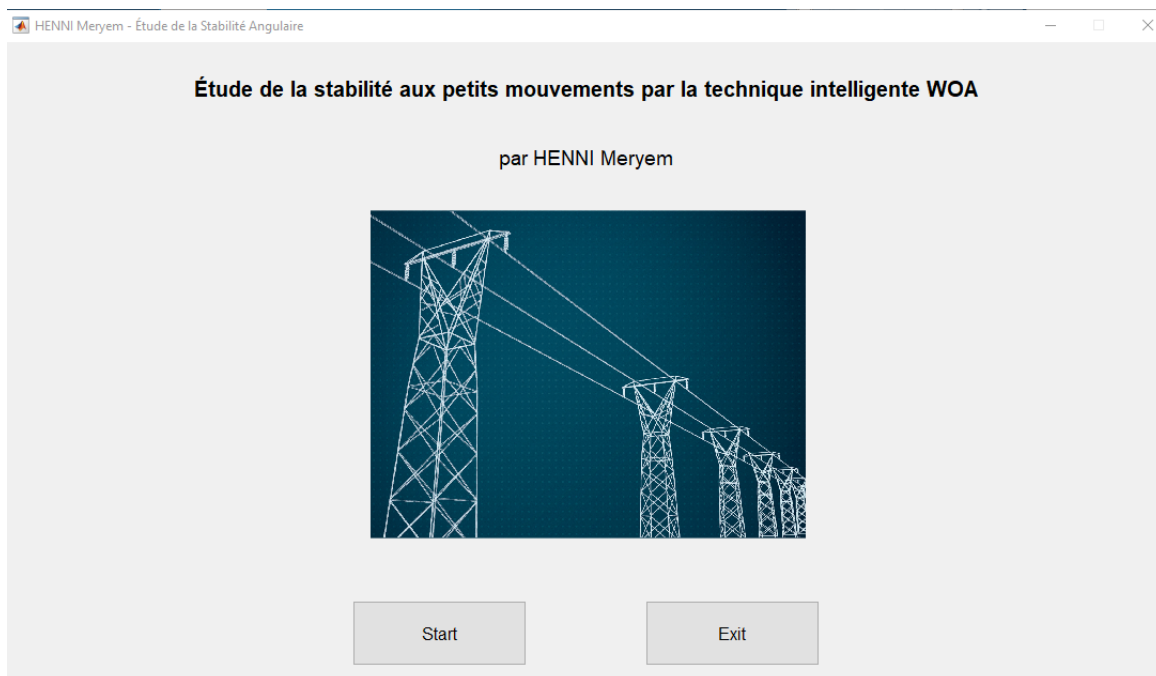


FIG. 4.1 : Interface d'accueil de l'application graphique

4.2.3.2 Interface fonctionnelle (Functional Interface)

En cliquant sur « Start », l'utilisateur accède à la fenêtre principale d'analyse et de simulation, illustrée à la figure 4.2. Cette interface est divisée en deux volets principaux :

- **Analyse modale (à gauche)** : L'utilisateur peut sélectionner le système à étudier (SMIB, 3 machines 9 bus, ou New England/New York), choisir la configuration du système (sans PSS, avec PSS conventionnel, ou avec PSS optimisé par WOA), puis lancer l'analyse modale. Les résultats sont affichés sous forme de tableau (valeurs propres, taux d'amortissement, fréquences) et peuvent être visualisés graphiquement. Il est également possible de comparer les différentes configurations (voir figure 4.3).

- **Simulation dynamique (à droite) :** Cette section permet de lancer des simulations temporelles pour le système sélectionné, avec ou sans PSS. Les résultats sont affichés sous forme de courbes dynamiques (la vitesse angulaire du rotor et l'angle rotorique), facilitant la comparaison des performances avant et après optimisation.

Plusieurs boutons facilitent l'utilisation : « Information » (pour des détails sur l'étude), « Reset » (ré-initialisation des paramètres), « Sauvegarder » (enregistrement des résultats au format .mat), et « Exit » (fermeture de l'application).

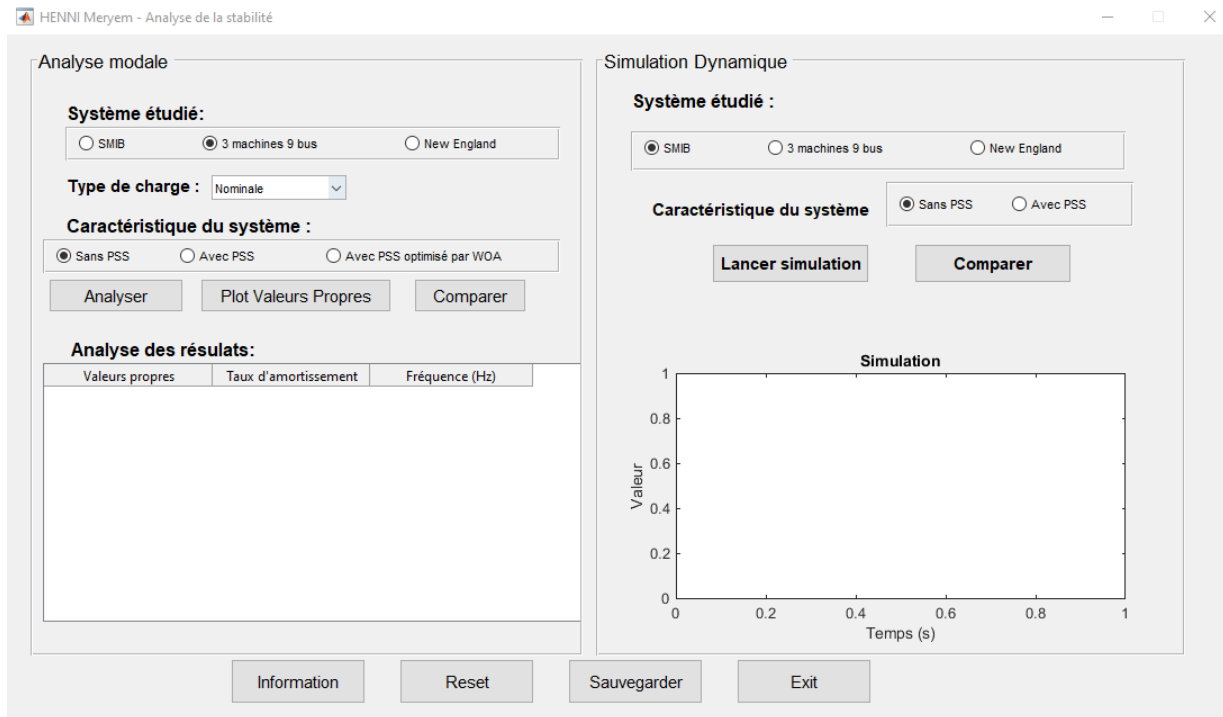


FIG. 4.2 : Interface fonctionnelle

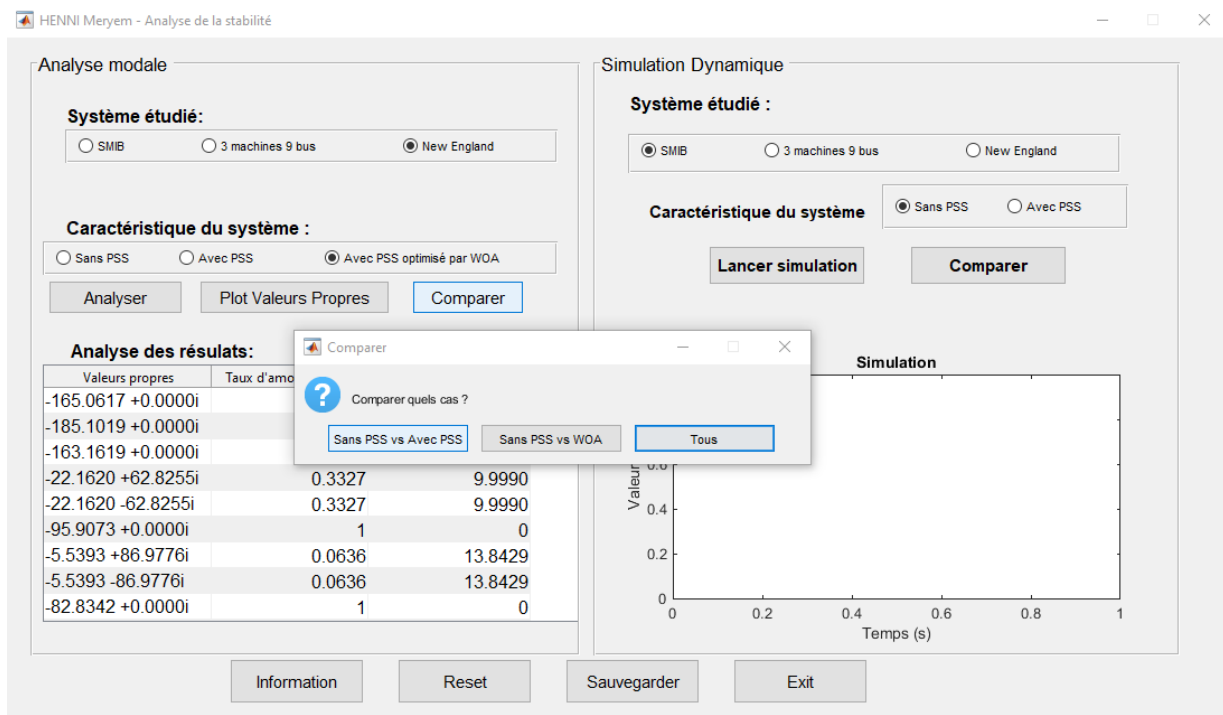


FIG. 4.3 : Interface fonctionnelle - comparaison

L'interface est conçue pour être simple et facile à utiliser. Elle permet à l'utilisateur de naviguer facilement entre les différentes fonctions, de réaliser des analyses détaillées et de comparer les performances des PSS dans différents cas.

Avec son design intuitif et complet, cette interface est un outil efficace pour analyser, comparer et valider les performances des PSS optimisés, adaptés à diverses configurations et situations.

La mise en pratique de cette interface, ainsi que les simulations et la discussion des résultats, seront présentées dans la troisième partie de ce chapitre.

4.3 Mise en œuvre de l'algorithme WOA pour un système multimachine

Dans cette section, nous présentons la formulation et l'implémentation de la fonction multiobjectif utilisée pour optimiser les paramètres des PSS dans un système multimachine à l'aide de l'algorithme WOA. Contrairement au cas du système monomachine (SMIB), où les facteurs de pondération sont généralement égaux à 1, l'optimisation pour un système multimachine nécessite d'ajuster ces facteurs selon les caractéristiques du réseau et les priorités de performance recherchées.

4.3.1 Structure générale de la fonction multiobjectif

L'objectif est de minimiser une fonction multiobjectif qui prend en compte la stabilité du système (via les valeurs propres), l'amortissement des modes oscillatoires, ainsi que le respect des contraintes physiques sur les paramètres des PSS. Pour un système multimachine, la fonction s'écrit :

$$F = \eta \min(\zeta_i) + \mu (\max(\sigma_i)) + \text{Pénalité}_{\text{stabilité}} + \text{Régularisation}_{\text{PSS}} \quad (4.1)$$

où :

- η et μ sont des facteurs de pondération ajustés selon le système étudié, avec $\eta \neq \mu$;
- $\text{Pénalité}_{\text{stabilité}}$ pénalise les modes instables (valeurs propres hors zone de stabilité) ;
- $\text{Régularisation}_{\text{PSS}}$ pénalise les paramètres PSS hors des bornes admissibles.

La minimisation de cette fonction permet de :

- Garantir la stabilité globale du système (tous les modes dans la zone de stabilité) ;
- Assurer un amortissement suffisant des oscillations électromécaniques ;
- Maintenir les paramètres des PSS dans des plages sûres et exploitables ;
- Obtenir une solution robuste, adaptée à différents scénarios de fonctionnement et configurations du réseau.

4.3.1.1 Critères de la fonction multiobjectif

a) Critère de stabilité et d'amortissement

Pour garantir la stabilité et un bon amortissement des oscillations, la fonction cherche à :

- Minimiser la partie réelle maximale des valeurs propres ($\max \Re(\lambda_i)$);
- Maximiser le facteur d'amortissement minimal ($\min \zeta_i$).

La pondération de ces deux critères peut être adaptée selon leur importance pour le système étudié.

b) Pénalité de stabilité

La pénalité vise à écarter les solutions où certains modes restent instables ou faiblement amortis. Elle s'exprime par :

$$\text{Pénalité}_{\text{stabilité}} = \sum_i \max(0, \Re(\lambda_i) + \sigma_{\text{seuil}})$$

où σ_{seuil} est le seuil de stabilité choisi (par exemple, -0.5). Cette pénalité augmente fortement si des valeurs propres ne respectent pas la contrainte.

c) Régularisation des paramètres PSS

Pour éviter que les paramètres optimisés ne sortent des bornes physiques ou ne soient trop proches des limites, une régularisation est ajoutée :

$$\text{Régularisation}_{\text{PSS}} = \sum_j [\max(0, x_j - x_{j,\text{max}}) + \max(0, x_{j,\text{min}} - x_j)]$$

Cela garantit que les gains et constantes de temps restent dans des plages réalistes et sûres pour l'exploitation du réseau.

4.3.1.2 Bornes des paramètres et réglages

Les bornes inférieures et supérieures des paramètres à optimiser sont choisies selon le système :

- **3 machines 9 bus** : $K_{PSS} \in [0.1, 15.0]$, $T_1, T_3 \in [0.2, 2.0]$;
- **New England (16 machines 68 bus)** : $K_{PSS} \in [5.0, 100.0]$, $T_1 \in [0.01, 1]$, $T_3 \in [0.01, 2]$.

Les autres paramètres sont fixés : $T_w = 10$ s pour tous les systèmes, $T_2 = T_4 = 0.05$ s (3 machines 9 bus) ou 0.02 s (16 machines 68 bus).

4.3.2 Forme finale de la fonction multiobjectif

La fonction finale utilisée dans l'optimisation s'écrit :

$$F = \eta \min(\zeta_i) + \mu (\max(\sigma_i)) + \sum_i \max(0, \Re(\lambda_i) + 0.5) + \sum_j [\max(0, x_j - x_{j,\text{max}}) + \max(0, x_{j,\text{min}} - x_j)] \quad (4.2)$$

En résumé, la minimisation de cette fonction multiobjectif, enrichie par une pénalité de stabilité et une régularisation des paramètres, garantit une optimisation robuste et adaptée aux exigences des systèmes multimachines modernes.

4.4 Application et analyse des résultats

Dans cette section, nous appliquons l'algorithme WOA aux différents systèmes étudiés afin d'optimiser les paramètres des PSS et d'évaluer les performances obtenues. Pour toutes les simulations, nous avons fixé le nombre d'itérations à 200 et la taille de la population à 75 agents.

Nous débuterons par la présentation des résultats pour le système monomachine SMIB, puis pour le système à 3 machines et 9 bus, en tenant compte des différents points de fonctionnement définis au chapitre 2. Pour chaque cas (sans PSS, avec PSS conventionnel, et avec PSS optimisé), nous comparerons les valeurs propres du système pour mesurer l'amélioration de la stabilité, accompagnée d'une analyse des courbes de convergence.

Ensuite, nous étendrons cette étude au réseau interconnecté New England/New York (16 machines, 68 bus). Après une description succincte du système, nous présenterons une analyse détaillée des résultats d'optimisation ainsi qu'une comparaison approfondie des performances obtenues.

4.4.1 Application au système monomachine

L'algorithme WOA a été appliqué au système monomachine afin d'optimiser les paramètres du PSS. Plusieurs simulations ont été réalisées afin de garantir la fiabilité et la cohérence des résultats obtenus. Après convergence de l'algorithme, les paramètres optimaux du PSS ont été déterminés (voir tableau 4.1), assurant à la fois un amortissement efficace des oscillations et une amélioration significative de la stabilité dynamique du système (avec des parties réelles des valeurs propres nettement négatives).

PSS	KPSS	Tw	T1	T2	T3	T4
G2	39.63	10	0.125	0.05	0.124	0.05

TAB. 4.1 : Paramètres des PSSs optimisés-SMIB

4.4.1.1 Résultats et discussion

La figure 4.4 montre la comparaison des valeurs propres du système monomachine dans trois configurations : sans PSS, avec PSS conventionnel et avec PSS optimisé. On observe que l'ajout d'un PSS, et surtout son optimisation par WOA, déplace nettement les valeurs propres vers la gauche du plan complexe. Cela signifie une amélioration claire de la stabilité, avec des modes critiques mieux amortis.

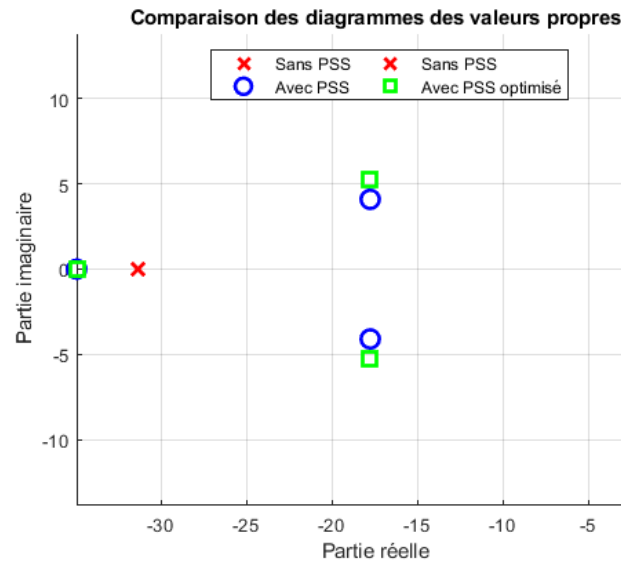


FIG. 4.4 : Comparaison des diagrammes des valeurs propres pour les différentes configurations du système monomachine

La figure 4.5 présente l'évolution des indicateurs clés au fil des itérations. La fonction de fitness décroît rapidement et se stabilise, montrant la bonne convergence de l'algorithme. La partie réelle maximale des valeurs propres reste toujours négative, garantissant la stabilité du système. Le taux d'amortissement minimal dépasse le seuil requis (atteignant 7,22%), et la pénalité pour instabilité devient nulle en fin d'optimisation.

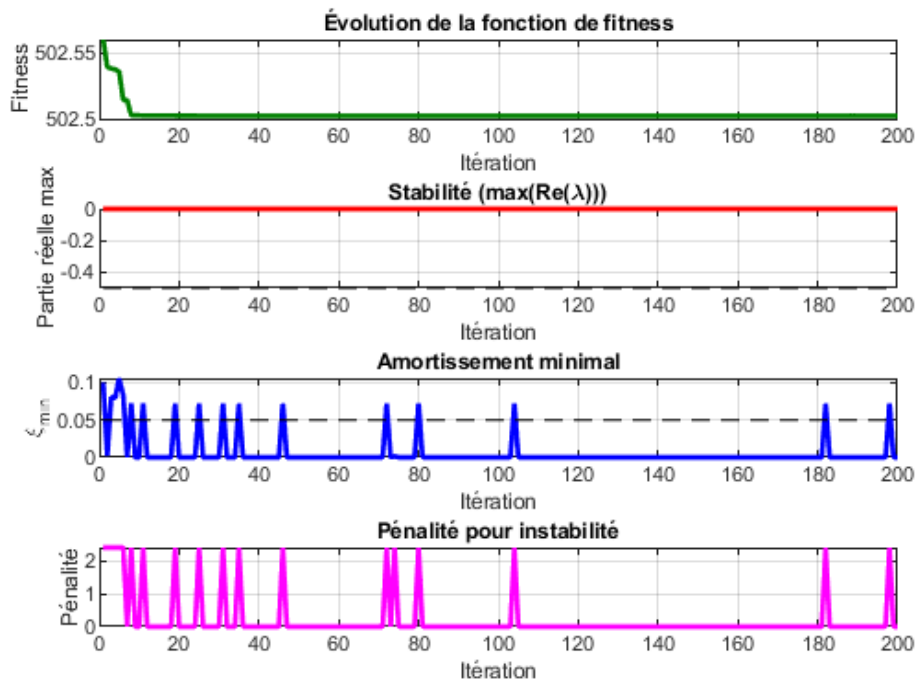


FIG. 4.5 : Évolution de la fonction de fitness, de la stabilité, du taux d'amortissement minimal et de la pénalité au cours de l'optimisation WOA -SMIB

En résumé, l'optimisation par WOA permet d'obtenir un système stable, avec un bon amortissement des oscillations et des paramètres PSS conformes aux objectifs fixés.

4.4.2 Application au système 3 machines 9 bus

L'algorithme WOA a été appliqué au système 3 machines 9 bus pour les trois types de charges étudiés. Les paramètres optimaux des PSS, offrant les meilleures performances en termes de taux d'amortissement et d'amélioration de la stabilité pour chaque type de charge, sont présentés dans le tableau 4.2.

PSS	K_{PSS}	T_w	T_1	T_2	T_3	T_4
G2	1.40	10	0.3022	0.05	1.999	0.05
G3	1.72	10	0.3480	0.05	0.3480	0.05

TAB. 4.2 : Paramètres optimaux des PSS pour le système 3 machines 9 bus

4.4.2.1 Résultats et discussion

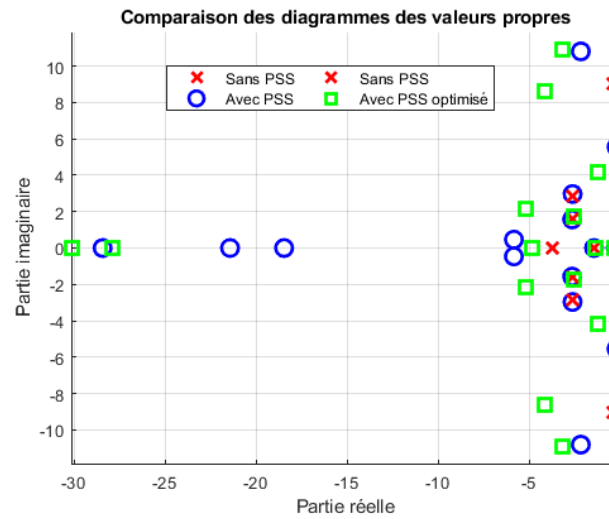
La figure 4.6 compare les diagrammes des valeurs propres pour les trois configurations : sans PSS, avec PSS conventionnel, et avec PSS optimisé, sous les charges faible, nominale et forte. On observe un déplacement significatif des valeurs propres vers la gauche du plan complexe dans les cas avec PSS, et particulièrement avec le PSS optimisé. Cette évolution traduit une amélioration notable de la stabilité dynamique du système.

Pour les charges faible et nominale, les valeurs propres sont bien amorties, ce qui assure un fonctionnement stable avec une bonne marge de sécurité. Sous charge forte, la disparition des valeurs propres à partie réelle positive dans la configuration optimisée confirme que le système est stabilisé, évitant ainsi les risques d'instabilité ou d'oscillations prolongées.

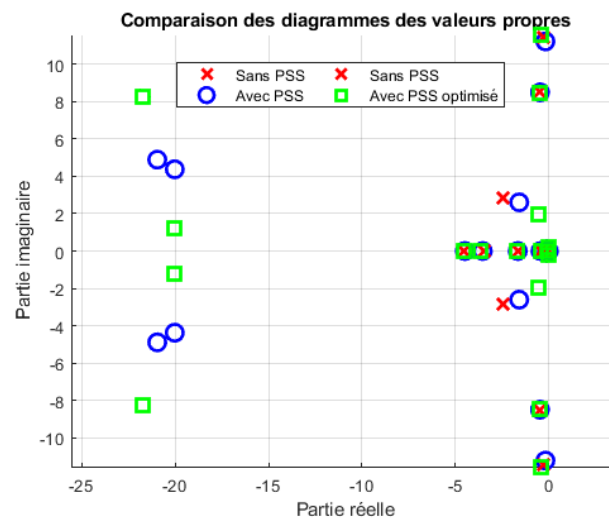
La figure 4.7 illustre l'évolution des indicateurs clés au cours des 200 itérations de l'algorithme WOA. La fonction de fitness décroît rapidement et converge vers une valeur stable, démontrant l'efficacité et la rapidité de convergence de l'algorithme. Le taux d'amortissement minimal atteint 3,23%, dépassant ainsi le seuil minimal requis de 3%. Par ailleurs, la partie réelle maximale des valeurs propres est égale à $-0,556$, ce qui confirme la bonne stabilité du système. La valeur finale de la fonction de fitness est de 601,82.

Cette convergence rapide est due au mécanisme adaptatif du WOA, qui favorise une exploration efficace dès les premières itérations, puis une exploitation ciblée pour affiner la solution optimale.

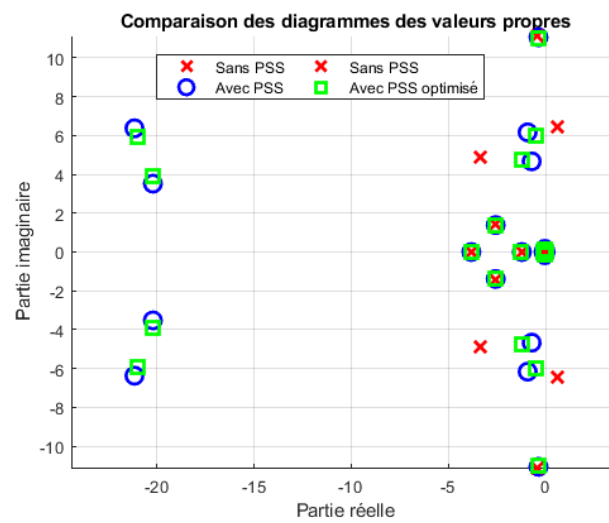
En conclusion, l'optimisation des paramètres des PSS par WOA améliore significativement la stabilité et le taux d'amortissement du système 3 machines 9 bus, pour toutes les conditions de charge étudiées. Ces résultats confirment la robustesse et l'efficacité de l'algorithme dans le réglage automatique des stabilisateurs de puissance.



(a) Charge faible



(b) Charge nominale



(c) Charge forte

FIG. 4.6 : Comparaison des valeurs propres pour différentes charges et configurations du système 3 machines 9 bus

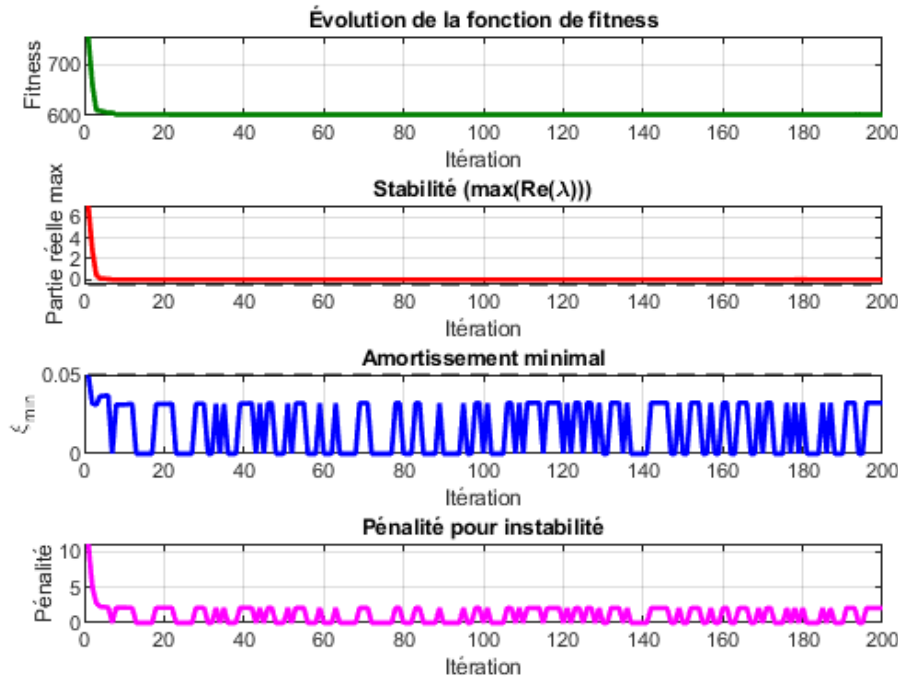


FIG. 4.7 : Évolution de la fonction de fitness, de la stabilité, du taux d'amortissement minimal et de la pénalité au cours de l'optimisation WOA - 3 machines 9 bus

4.4.3 Application au système 68 bus 16 machines

4.4.3.1 Description du réseau étudié

Le système de puissance choisi pour cette étude est le réseau réduit équivalent du réseau interconnecté de New England et de New York, communément appelé le système IEEE 68-bus [Rog00]. Ce modèle standard est largement utilisé pour simuler le comportement oscillatoire des réseaux électriques face à diverses perturbations, telles que des défauts sur les nœuds (bus faults).

Le réseau comprend 68 nœuds (buses), 16 générateurs et 35 charges. On distingue trois types de bus :

- Les bus connectés directement à un générateur, appelés bus générateurs.
- Les bus connectés à une charge, appelés bus charges.
- Les bus non connectés à aucune unité, appelés bus non-unités.

Ce système est divisé en cinq régions géographiques distinctes, offrant une complexité intéressante due aux interactions entre ces zones. Les neuf premiers générateurs (G1 à G9) représentent le système de génération de New England, tandis que les générateurs 10 à 13 correspondent au système de New York. Les trois derniers générateurs (G14 à G16) représentent des systèmes équivalents aux grandes régions voisines interconnectées au système de New York.

Ce modèle réduit est une approximation fidèle des réseaux interconnectés New England Test System (NETS) et New York Power System (NYPS). Les importations d'énergie des trois régions voisines sont modélisées par des générateurs équivalents, ce qui permet de simuler efficacement les échanges interrégionaux tout en limitant la complexité du système [SP13].

La figure 4.8 illustre la structure du réseau, mettant en évidence les différentes zones et la répartition des générateurs et des charges.

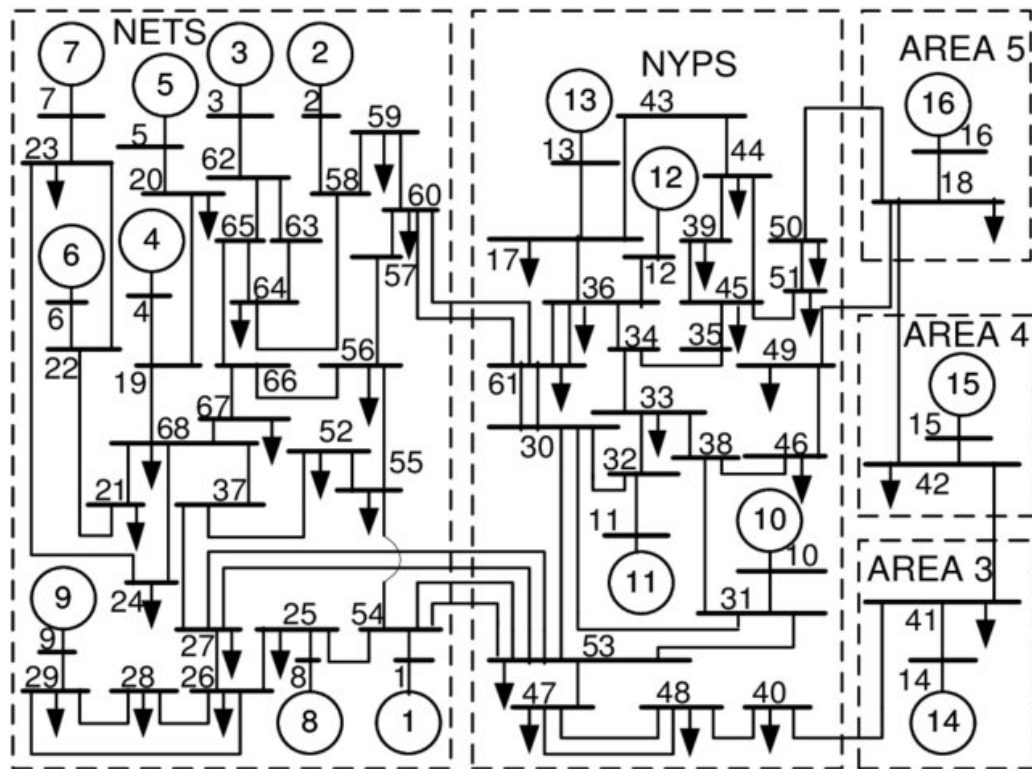


FIG. 4.8 : Structure du réseau interconnecté New England/New York (68 bus, 16 générateurs)

4.4.3.2 Résultats et discussion

4.4.3.2.1 Le système sans PSS

Nous commençons par étudier le comportement dynamique du système sans stabilisateurs de puissance (PSS). Le tableau 4.3 présente les valeurs propres dominantes du système au point de fonctionnement considéré, ainsi que leur taux d'amortissement, leur fréquence et le type d'oscillations associé.

N° Mode	Valeur propre	Taux d'amortiss	Fréquence (Hz)	Type d'oscillations
1	$-10.4084 + j17.9429$	0.5018	2.8557	Interrégional
2	$-10.4084 - j17.9429$	0.5018	2.8557	Interrégional
3	$-1.5178 + j14.1644$	0.1065	2.2543	Interrégional
4	$-1.5178 - j14.1644$	0.1065	2.2543	Interrégional
5	$-10.7014 + j4.5367$	0.9207	0.7220	—
6	$-10.7014 - j4.5367$	0.9207	0.7220	—
7	2.9525	-1	0	—
8	-0.6818	1	0	—
9	-0.4438	1	0	—
10	-0.6214	1	0	—

TAB. 4.3 : Valeurs propres du système sans PSSs

L'analyse des résultats du tableau montre clairement la présence d'une valeur propre avec une partie réelle positive (+2,9525), ce qui indique que le système est instable. De plus, plusieurs modes présentent un faible taux d'amortissement, avec des valeurs propres proches de l'axe imaginaire. Ces modes peuvent, en cas de perturbation, basculer vers la région instable du plan complexe, aggravant ainsi le risque d'instabilité.

Cette instabilité est principalement due au système d'excitation, notamment au régulateur de tension, qui peut provoquer des oscillations non amorties ou croissantes.

Ces observations confirment que, sans stabilisateurs de puissance (PSS), le système est vulnérable aux phénomènes d'instabilité électromécanique. Il est donc indispensable d'ajouter des PSS pour restaurer la stabilité et améliorer l'amortissement global du système.

4.4.3.2.2 Le système avec PSSs

Après application de la méthode des facteurs de participation, le nombre optimal d'emplacements pour l'installation des stabilisateurs de puissance (PSS) a été fixé à 10. Cette conclusion est confirmée par un travail de doctorat réalisé dans le cadre de cette même étude, qui s'appuie notamment sur des recherches similaires utilisant les algorithmes génétiques comme méthode d'optimisation pour sélectionner les emplacements optimaux des PSS. Ces travaux suggèrent un nombre proche, généralement autour de 11 PSS.

En nous basant sur ces critères, nous avons retenu 10 emplacements pour les PSS dans le système étudié. Les paramètres optimaux correspondants sont présentés dans le tableau 4.6. Cette sélection offre un bon compromis entre efficacité et simplicité, en accord avec les recommandations issues des recherches récentes dans ce domaine.

PSS	K_{PSS}	T_w	T_1	T_2	T_3	T_4
G1	20.84	10	0.095	0.01	0.181	0.01
G2	8.46	10	0.100	0.02	0.459	0.02
G4	90.22	10	0.045	0.01	0.045	0.01
G5	100.00	10	0.059	0.01	0.065	0.01
G6	4.852	10	0.144	0.02	0.240	0.02
G7	5.052	10	0.122	0.02	0.258	0.02
G8	8.10	10	0.125	0.02	0.134	0.05
G9	5.67	10	0.118	0.02	0.188	0.02
G13	3.03	10	0.102	0.02	0.123	0.02
G16	5.04	10	0.132	0.02	0.580	0.02

TAB. 4.4 : Paramètres des PSS pour le système New England

Les valeurs propres dominantes du système après l'ajout des PSS sont listées dans le tableau 4.5.

N° Mode	Valeur propre	Taux d'amortiss	Fréquence (Hz)	Type d'oscillations
1	$-0.9499 \pm j83.5023$	0.0114	13.2898	—
2	$-20.2720 \pm j2.9472$	0.9896	0.4691	Intermachines
3	$-18.1300 \pm j18.2061$	0.7056	2.8976	Inter-zones
4	$-7.8274 \pm j18.3824$	0.3918	2.9256	Inter-zones
5	$-7.0795 \pm j2.0220$	0.9615	0.3218	Intermachines
6	$-3.9918 \pm j2.4098$	0.8561	0.3835	Intermachines
7	$-5.8899 \pm j5.0726$	0.7577	0.8073	Local
8	$-6.7371 \pm j4.2366$	0.8465	0.6743	Intermachines
9	$-5.1969 \pm j3.2127$	0.8506	0.5113	Intermachines
10	$-5.1322 \pm j1.2140$	0.9731	0.1932	Intermachines

TAB. 4.5 : Valeurs propres après ajout des PSS

Après l'ajout des stabilisateurs de puissance (PSS), la valeur propre à partie réelle positive a disparu, confirmant ainsi la stabilisation du système. De plus, les modes proches de l'axe imaginaire ont été repoussés vers la gauche du plan complexe, ce qui améliore globalement l'amortissement des oscillations. On observe également la présence de modes inter-machines, locaux et interzones, témoignant de la complexité dynamique du réseau.

Cependant, certains modes présentent encore un taux d'amortissement inférieur au seuil critique de 3 %, ce qui indique que l'amortissement reste insuffisant dans certains cas. Cette situation souligne la nécessité d'une optimisation des paramètres des PSS à l'aide de méthodes métaheuristiques telles que l'algorithme WOA, afin d'améliorer davantage la stabilité dynamique et la robustesse du système.

La comparaison des valeurs propres avant et après l'ajout des PSS est illustrée dans la figure 4.9.

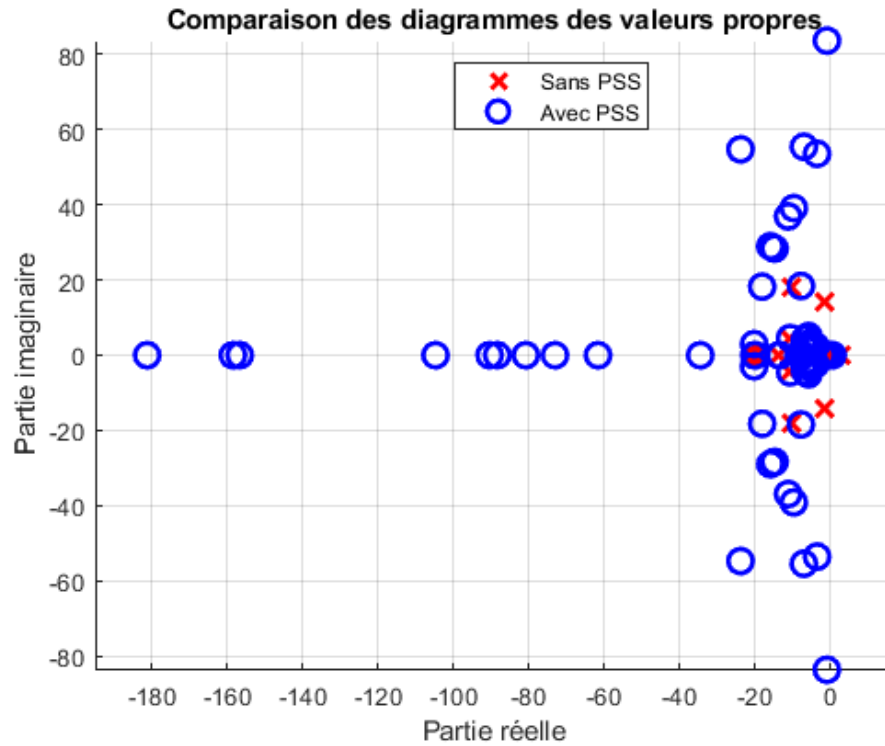


FIG. 4.9 : Comparaison des valeurs propres avant et après PSS pour le système New England

4.4.3.2.3 Le système avec PSS optimisé par WOA

Après de nombreux essais d'optimisation, les paramètres optimaux des PSS assurant la meilleure coordination entre un taux d'amortissement élevé et une stabilité globale du système ont été déterminés. Ces paramètres sont présentés dans le tableau 4.6.

PSS	K_{PSS}	T_w	T_1	T_2	T_3	T_4
G1	10.54	10	0.051	0.010	0.125	0.010
G2	10.81	10	0.068	0.020	0.122	0.020
G4	10.80	10	0.056	0.010	0.125	0.010
G5	10.65	10	0.052	0.010	0.164	0.010
G6	6.02	10	0.068	0.020	0.164	0.020
G7	10.64	10	0.051	0.020	0.124	0.020
G8	5.00	10	0.056	0.020	0.164	0.050
G9	10.79	10	0.051	0.020	0.164	0.020
G13	5.01	10	0.051	0.020	0.125	0.020
G16	5.17	10	0.037	0.020	0.125	0.020

TAB. 4.6 : Paramètres optimisés des PSS pour le système New England

Les valeurs propres dominantes du système après optimisation sont répertoriées dans le tableau 4.7.

N° Mode	Valeur propre	Taux d'amortiss.	Fréquence (Hz)	Type d'oscillations
1	$-18.2986 \pm j47.0455$	0.3625	7.4875	—
2	$-12.7655 \pm j20.0763$	0.5366	3.1952	—
3	$-5.4758 \pm j8.2632$	0.5524	1.3151	Local
4	$-29.0574 \pm j4.2605$	0.9894	0.6781	Intermachines
5	$-19.3366 \pm j11.5426$	0.8587	1.8371	Local
6	$-20.5248 \pm j12.1028$	0.8614	1.9262	Local
7	$-7.8556 \pm j19.7110$	0.3702	3.1371	—
8	$-4.3323 \pm j10.7306$	0.3744	1.7078	Local
9	$-9.3373 \pm j20.1079$	0.4212	3.2003	—
10	$-5.7168 \pm j8.3524$	0.5648	1.3293	Local
11	$-7.6075 \pm j12.9175$	0.5075	2.0559	—
12	$-4.9898 \pm j5.9319$	0.6437	0.9441	Local
13	$-3.2681 \pm j8.4022$	0.3625	1.3372	Local
14	$-10.7014 \pm j4.5367$	0.9207	0.7220	—

TAB. 4.7 : Valeurs propres après ajout des PSS optimisés

L'analyse des valeurs propres montre une nette amélioration de la stabilité du système après optimisation. Toutes les valeurs propres sont désormais situées dans la partie gauche du plan complexe, attestant de la stabilité globale. On note la présence de modes locaux et intermachines, tous bien amortis, ce qui garantit la suppression des oscillations indésirables et une meilleure robustesse du réseau face aux perturbations.

La comparaison des valeurs propres du système avant l'ajout des PSS, après l'ajout des PSS conventionnels, puis après optimisation des PSS par WOA est présentée dans la figure suivante.

La figure 4.11 illustre l'évolution de la convergence de l'algorithme WOA lors de l'optimisation. On observe que la fonction de fitness décroît rapidement et atteint une valeur stable (34025.46) dès les premières itérations, ce qui reflète la rapidité et l'efficacité du mécanisme d'exploration-exploitation du WOA. Ce comportement est typique de l'algorithme WOA, qui combine une exploration globale de l'espace de recherche au début (pour éviter les minima locaux) puis une exploitation fine autour des meilleures solutions détectées, assurant ainsi une convergence rapide et fiable [ML16].

Le taux d'amortissement minimal atteint 36.25 %, largement supérieur au seuil requis, et la partie réelle maximale des valeurs propres est de -0.652 , confirmant la stabilité du système. La pénalité pour instabilité chute rapidement à zéro, montrant que toutes les solutions finales satisfont les critères de stabilité.

En résumé, l'optimisation des PSS par WOA permet d'obtenir un système électrique stable, avec un excellent amortissement des oscillations, répondant pleinement aux objectifs de performance et de sécurité du réseau.

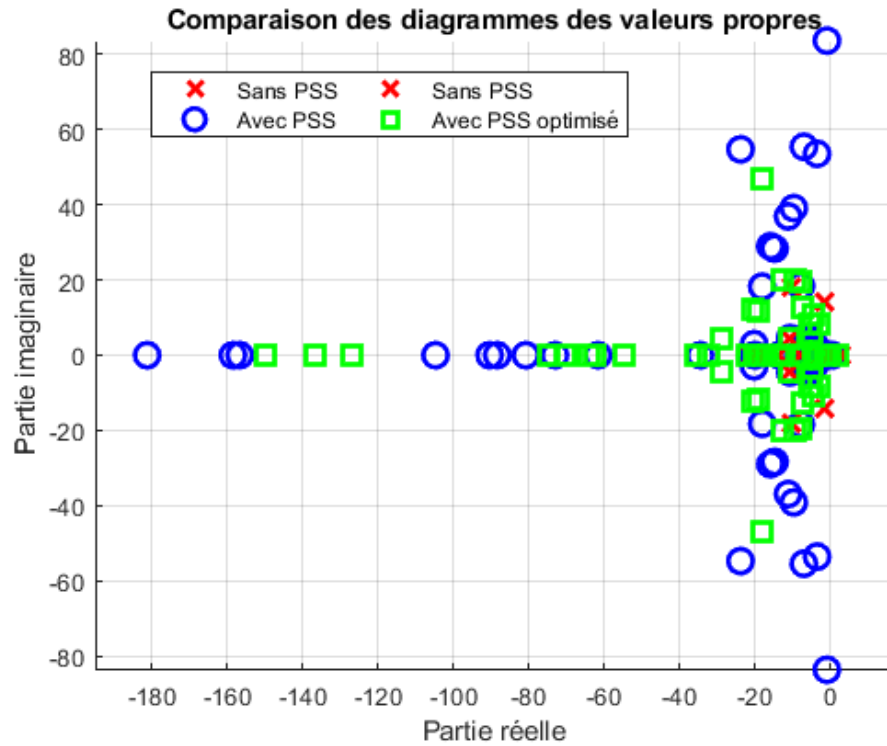


FIG. 4.10 : Comparaison des valeurs propres du système New England pour les différentes configurations : sans PSS, avec PSS conventionnels et avec PSS optimisés par WOA.

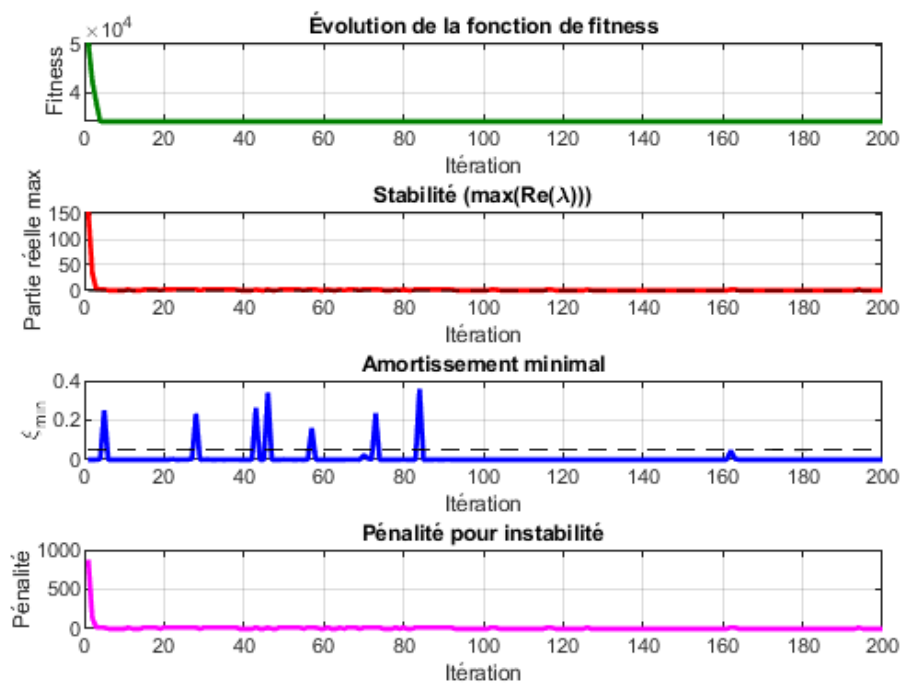


FIG. 4.11 : Évolution de la fonction de fitness, de la stabilité, du taux d'amortissement minimal et de la pénalité au cours de l'optimisation WOA -New England

4.4.3.3 Simulation dynamique

Dans cette partie, nous validons les performances dynamiques du système New England/New York à l'aide de simulations non linéaires réalisées sous Simulink. Le scénario étudié consiste à appliquer deux perturbations successives sur la consigne de tension : une augmentation de $+2, \%$ de V_{ref} à $t = 1.0, s$, suivie d'une diminution de $-2, \%$ à $t = 11.0, s$, avec une durée totale de simulation de 30 secondes.

Les figures 4.12 et 4.13 présentent respectivement l'évolution de l'angle rotorique et de la vitesse angulaire du rotor avant et après l'intégration des 10 PSS optimisés (voir tableau 4.6).

Avant l'ajout des PSS, le système présente des oscillations persistantes et non amorties, traduisant une instabilité dynamique suite aux perturbations appliquées. Cette réponse indique que, sans stabilisation adéquate, le réseau est incapable de dissiper efficacement l'énergie des perturbations, ce qui peut compromettre sa sûreté d'exploitation.

Après optimisation et intégration des PSS, on observe une nette amélioration du comportement dynamique : les oscillations sont rapidement amorties et le retour à l'état d'équilibre est assuré pour toutes les machines du réseau. Ce résultat met en évidence l'efficacité de la stratégie d'optimisation par WOA, qui permet non seulement de stabiliser le système, mais aussi d'assurer une robustesse accrue face aux perturbations sévères. L'amortissement rapide des oscillations, aussi bien pour l'angle rotorique que pour la vitesse angulaire, confirme la capacité des PSS optimisés à améliorer significativement la stabilité dynamique suite aux perturbations.

En conclusion, la simulation dynamique confirme l'apport décisif des PSS optimisés par WOA pour la stabilité et la performance du réseau. L'atténuation rapide des oscillations et la capacité du système à retrouver l'équilibre après perturbation illustrent la robustesse et l'efficacité de la stratégie d'optimisation proposée.

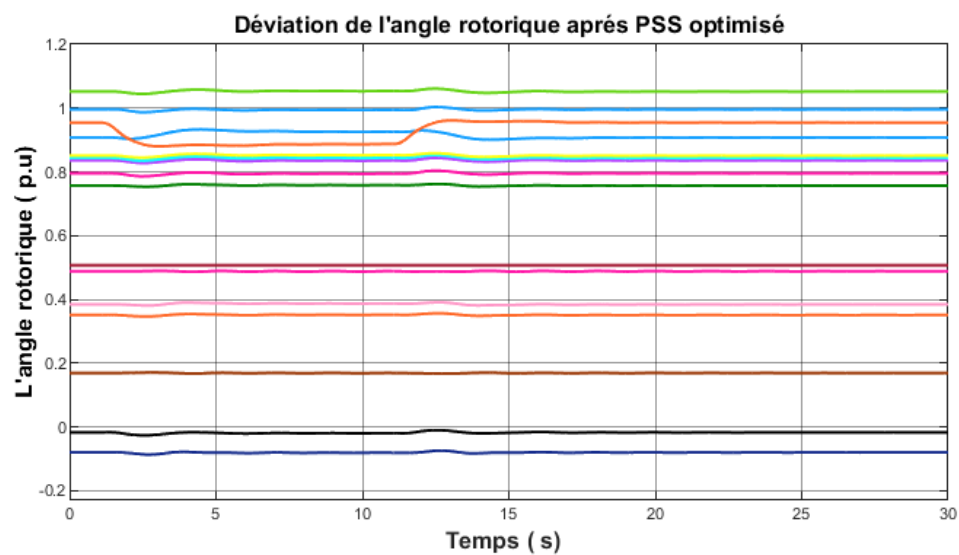
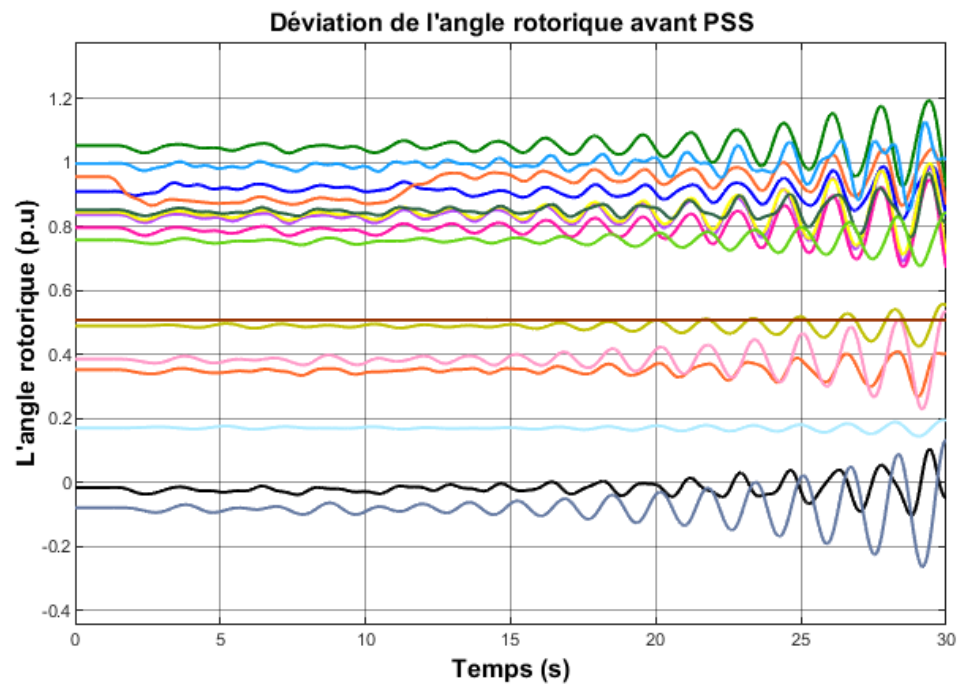


FIG. 4.12 : Déviatiion de l'angle rotorique avant et après optimisation

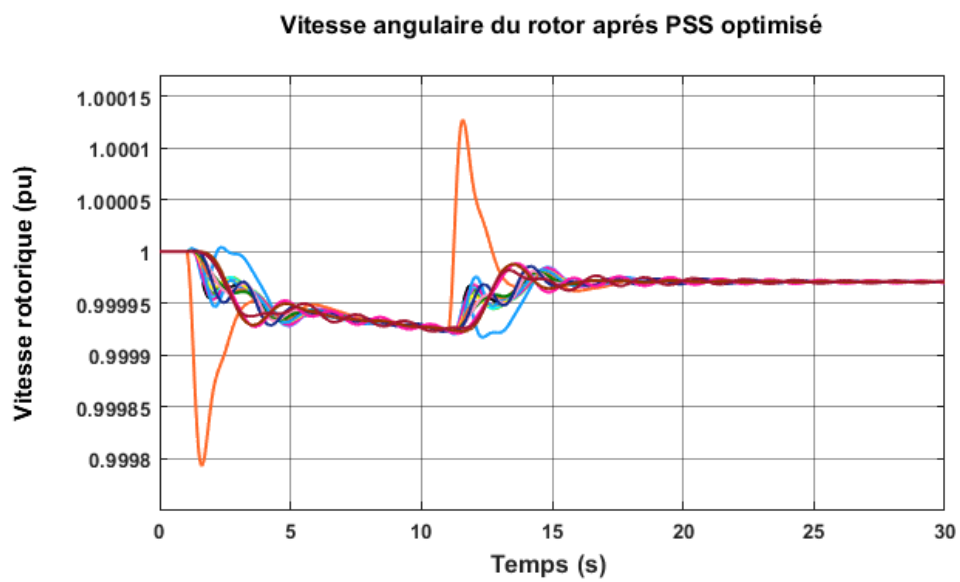
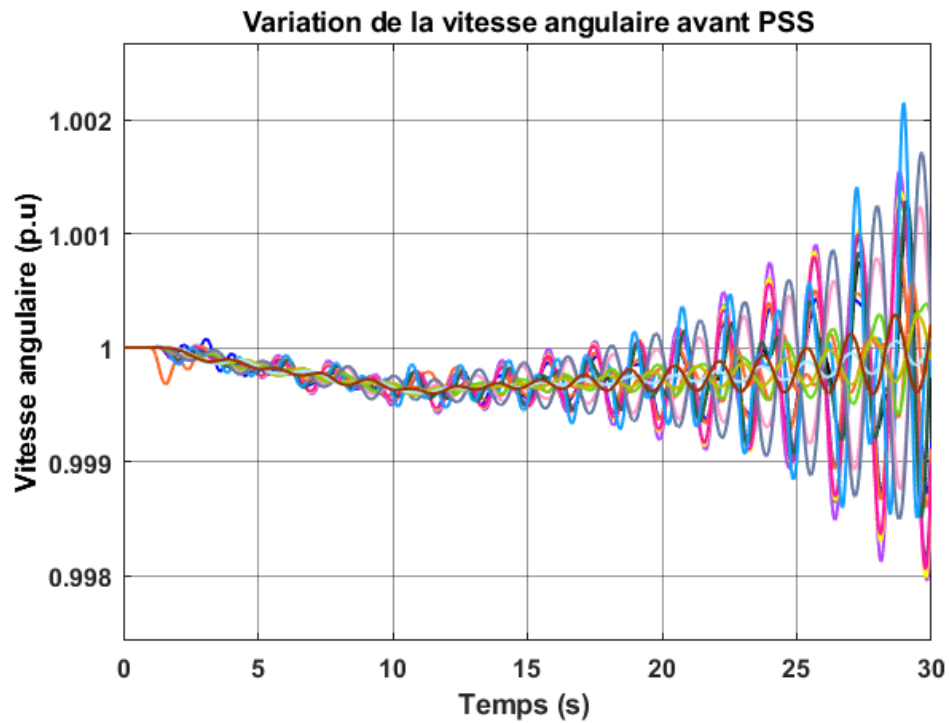


FIG. 4.13 : Variation de la vitesse angulaire du rotor avant et après optimisation

4.4.4 Comparaison et discussion des résultats d'optimisation (WOA vs AG)

Afin d'évaluer de manière approfondie l'efficacité de l'optimisation par l'algorithme WOA avec 10 PSS, nous avons comparé nos résultats à ceux obtenus par El Khatib dans sa thèse de doctorat [Alk08b], où une optimisation par algorithme génétique (AG) a été réalisée avec 11 PSS sur le même système New England/New York.

Résultats obtenus avec WOA Notre approche par WOA a permis de repousser l'ensemble des valeurs propres dominantes du système dans la partie gauche du plan complexe, assurant ainsi la stabilité globale. Le taux d'amortissement minimal atteint 36.25, %, ce qui garantit un amortissement très rapide des oscillations, et la partie réelle maximale des valeurs propres est de -0.652 . On note également la présence de modes locaux et intermachines, tous bien amortis, ce qui témoigne d'une robustesse accrue du réseau.

Résultats obtenus avec AG selon El Khatib Dans la thèse d'El Khatib, l'optimisation par AG avec 11 PSS conduit également à une stabilisation du système. La partie réelle maximale des valeurs propres est légèrement meilleure que celle obtenue avec WOA (-0.8519 contre -0.652), ce qui traduit une marge de stabilité plus importante pour les modes les plus critiques. Le facteur d'amortissement minimal est de 10.94, %, inférieur à celui obtenu avec WOA, mais reste largement supérieur au seuil requis. De plus, l'AG permet d'identifier et de présenter un nombre plus important de modes dominants (15 modes contre 14 pour WOA), ce qui offre une analyse modale plus détaillée du comportement dynamique du système.

4.4.4.1 Analyse comparative

La comparaison des deux approches met en lumière plusieurs points importants :

- Marge de stabilité (partie réelle maximale) : L'AG permet d'obtenir une partie réelle maximale des valeurs propres plus négative, ce qui offre une meilleure marge de stabilité pour les modes les plus critiques.
- Nombre de modes dominants analysés : L'AG permet de mettre en évidence 15 modes dominants, contre 14 pour WOA, ce qui peut être un atout pour une analyse plus fine de la dynamique du système.
- Efficacité de l'amortissement : Le WOA permet d'atteindre un taux d'amortissement minimal nettement supérieur (36.25, % contre 10.94,8 %), assurant ainsi une atténuation plus rapide et efficace des oscillations, notamment pour les modes locaux et intermachines.
- Robustesse et simplicité : L'approche WOA parvient à ces performances avec seulement 10 PSS, contre 11 pour l'AG, ce qui réduit la complexité de l'implémentation et les coûts d'installation.
- Efficacité de l'AG : L'algorithme génétique reste une méthode d'optimisation puissante et éprouvée, capable de trouver des solutions robustes et d'explorer efficacement l'espace de recherche, comme en témoigne la meilleure marge de stabilité obtenue dans certains cas.

4.4.4.2 Discussion

En résumé, l'algorithme génétique (AG) et le Whale Optimization Algorithm (WOA) présentent chacun des atouts spécifiques pour l'optimisation des stabilisateurs de puissance (PSS) dans les grands réseaux électriques. L'AG, méthode éprouvée et largement utilisée dans la littérature, permet d'obtenir une bonne marge de stabilité et une analyse modale détaillée, ce qui peut être particulièrement utile pour les cas critiques. De son côté, le WOA, bien que plus récent, s'est montré très efficace pour améliorer l'amortissement global du système, tout en réduisant le nombre de PSS nécessaires et en assurant une convergence rapide.

Le choix entre ces deux approches dépendra donc des priorités et des contraintes de l'étude ou de l'exploitant du réseau. Cette complémentarité confirme l'intérêt de disposer de plusieurs méthodes métaheuristiques pour répondre aux différents enjeux de stabilité et de sécurité des réseaux électriques modernes.

4.5 Conclusion

Ce chapitre a permis de valider l'approche théorique développée précédemment en l'appliquant à des systèmes électriques réels, avec un focus sur l'optimisation des paramètres des stabilisateurs de puissance (PSS) afin d'améliorer la stabilité dynamique des réseaux interconnectés.

Trois contributions majeures ont été mises en avant :

- L'interface graphique développée sous MATLAB, outil essentiel pour visualiser et analyser les résultats de manière intuitive, a prouvé son utilité dans l'interprétation des analyses des systèmes étudiés.
- L'optimisation multiobjectif par l'algorithme WOA a confirmé son efficacité pour coordonner les paramètres des PSS, garantissant un amortissement élevé des oscillations (avec un taux minimal supérieur au seuil fixé de 3%) et une stabilité robuste pour tous les systèmes étudiés (SMIB, système à 3 machines, et système à 16 machines avec 68 bus).
- Les simulations sur systèmes mono- et multimachines ont validé la généralisation de la méthode, tandis que la comparaison avec l'algorithme génétique (AG) appliqué au système New England/New York a mis en lumière les avantages complémentaires des deux approches : une performance accrue en amortissement pour le WOA, et une marge de stabilité légèrement supérieure pour l'AG.

Par ailleurs, les simulations dynamiques réalisées sous Simulink ont corroboré ces résultats, montrant un retour rapide à l'équilibre après des perturbations sévères, avec des oscillations parfaitement amorties.

En définitive, ce chapitre apporte une preuve concrète de la pertinence du WOA pour l'optimisation des PSS dans les réseaux modernes, tout en soulignant l'importance d'une analyse multicritère (stabilité, coût, simplicité) pour guider le choix des méthodes d'optimisation. Ces résultats ouvrent des perspectives prometteuses pour l'intégration de métaheuristiques avancées dans la gestion opérationnelle des grands systèmes électriques.

Conclusion générale et perspectives

Dans ce travail, nous avons étudié l'optimisation de la stabilité angulaire des systèmes de puissance par le réglage automatique de stabilisateurs de système de puissance (PSS) à l'aide de l'algorithme d'optimisation par baleines à bosse (WOA). La démarche a consisté en premier lieu à formuler le modèle dynamique linéarisé du réseau (systèmes mono-machine et multi-machines), et à analyser sa stabilité aux petites perturbations via l'étude des valeurs propres et des vecteurs de participation. Les PSS ont été présentés comme des correcteurs injectant le couple d'amortissement nécessaire pour atténuer les oscillations électromécaniques. Pour optimiser ces PSS, nous avons adapté le WOA – inspiré de la stratégie de chasse « bubble-net » des baleines humpback – dont l'intérêt est sa simplicité (seulement deux paramètres de réglage) et son bon équilibre entre phases d'exploration globale et d'exploitation locale. Concrètement, une fonction objectif multicritère a été définie, axée sur le décalage des modes faiblement amortis et alignée sur les exigences de stabilité du réseau. Cette formulation a permis de régler automatiquement les paramètres du PSS afin d'améliorer la réponse dynamique globale du système.

Les résultats obtenus confirment la pertinence de cette approche. Les simulateurs numériques (Simulink) et l'analyse modale ont montré que les PSS optimisés par WOA induisent un amortissement nettement supérieur des oscillations. Par exemple, pour le système à 16 machines étudié, le taux d'amortissement minimal des modes critiques a été porté à 36,25 % après optimisation (contre une valeur inférieure au seuil requis à 3 %). Ce gain d'amortissement élevé assure une atténuation très rapide des oscillations électromécaniques, comme l'illustrent les simulations dynamiques où le système revient rapidement à l'équilibre après perturbation. D'autre part, l'analyse modale a confirmé que toutes les valeurs propres dominantes ont été repoussées dans la partie négative du plan complexe, assurant la stabilité globale du réseau, y compris pour les modes locaux et interrégionaux.

Une étude comparative a également été menée avec une méthode de référence, l'optimisation par algorithme génétique (AG) appliquée au réseau interconnecté New England/New York. Cette comparaison met en évidence les forces respectives de chaque approche. Le WOA se distingue par un amortissement global du système beaucoup plus élevé : le taux d'amortissement minimal atteint 36,25 % (vs 10,94 % avec l'AG), garantissant ainsi une atténuation des oscillations plus rapide. De plus, cette performance est atteinte avec seulement 10 PSS optimisés, contre 11 dans le cas de l'AG, ce qui simplifie l'implémentation pratique et réduit le coût. En revanche, l'AG fournit une marge de stabilité (valeur propre dominante) légèrement supérieure, traduite par une partie réelle des valeurs propres plus négative. En somme, l'AG reste une méthode éprouvée pour obtenir une analyse modale fine et robuste, tandis que le WOA offre une convergence plus rapide et un taux d'amortissement plus élevé. Ces résultats soulignent la complémentarité des deux méthodes et confirment que notre méthodologie WOA-PSS permet d'assurer efficacement la stabilisation dynamique des réseaux étudiés.

Les apports du WOA dans ce contexte sont donc manifestes : grâce à sa structure algorithmique simple, il permet un réglage automatique des PSS plus efficace que les approches traditionnelles. Notre étude a démontré que le WOA peut converger vers des paramètres de stabilisateur garantissant un amortissement élevé des oscillations pour différents scénarios (charges et configurations variées). Néanmoins, comme toute métaheuristique, le WOA présente des limites : son caractère stochastique implique que la qualité de la solution dépend des paramètres initiaux (taille de population, nombre d'itérations) et il

n'existe aucune garantie formelle d'atteindre l'optimum global. De plus, le WOA original peut souffrir d'une convergence prématurée vers des minima locaux en l'absence de mécanismes adaptatifs plus sophistiqués. Ces observations invitent à considérer des extensions du WOA pour renforcer sa stabilité de convergence et sa précision.

Perspectives futures :

Plusieurs pistes d'amélioration et d'extension de ce travail sont envisageables :

- **Hybridation de l'algorithme** : intégrer des stratégies complémentaires (par exemple, une recherche dispersée ou un recuit simulé) pour accélérer la convergence et éviter les minima locaux.
- **Adaptation dynamique des paramètres** : développer des versions à poids adaptatifs ou à multi-stratégies, où les coefficients du WOA évoluent en cours de calcul, afin d'optimiser le compromis exploration/exploitation.
- **Extension à d'autres topologies** : appliquer cette approche à d'autres types de réseaux (réseaux de distribution, micro-réseaux intelligents, systèmes HVDC) pour valider sa robustesse dans des contextes variés.
- **Intégration de techniques intelligentes** : combiner le WOA avec l'apprentissage automatique (réseaux de neurones, SVM, apprentissage profond, etc.) pour concevoir des PSS adaptatifs ou prédictifs capables d'anticiper et d'atténuer les oscillations en temps réel.
- **Commandes avancées** : explorer des approches de commande adaptative ou prédictive du PSS (par exemple, en utilisant la commande prédictive basée sur un modèle ou des logiques floues optimisées) pour renforcer de façon proactive la stabilité du système.

En somme, ce mémoire a montré que l'optimisation des PSS par WOA apporte une contribution notable à la stabilisation des réseaux électriques modernes, et qu'il ouvre la voie à de nombreuses améliorations méthodologiques et à des applications futures plus avancées. Les perspectives identifiées permettront d'accroître encore l'efficacité et la résilience des stabilisateurs face aux défis grandissants de stabilité et de sécurité des systèmes électriques.

Bibliographie

Bibliographie

- [Adr04] A. Adrian. *On Power System Stabilizers : Genetic Algorithm Based Tuning and Economic Worth as Ancillary Services*. Phd thesis, Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2004.
- [AF03] P. M. Anderson and A. A. Fouad. *Power System Control and Stability*. Wiley-IEEE Press, New York, 2003.
- [Alk08a] Hasan Alkhatib. Global optimization of power system stabilizers using genetic algorithms and modal analysis. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 30(6-7) :349–356, 2008.
- [Alk08b] Hasan Alkhatib. *Étude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode métaheuristique*. Thèse de doctorat, Université Paul Cézanne - Aix-Marseille III, 2008.
- [And99] P. M. Anderson. *Power System Control and Stability : An Introduction*. 1999. Basic Course, Electric Power Systems, KTH, Zurich.
- [AS09] M. A. Awadallah and S. A. Soliman. Design of adaptive neuro-fuzzy power system stabilizer using genetic algorithms. *Electric Power Components and Systems*, 37(9) :1025–1042, 2009.
- [BEG24] Babak Badrzadeh, Zia Emin, and Yunjie Gu. Changing power systems and impact on power system dynamic phenomena and analysis methods. In *Power System Dynamic Modelling and Analysis in Evolving Networks*, pages 3–53. Springer, 2024.
- [Ben18] A. Benasla. Analyse et contrôle des oscillations interzones dans les systèmes électriques interconnectés. Mémoire de master, Université de Technologie de Compiègne, 2018.
- [CIG96] CIGRÉ Task Force 38.01.07. Analysis and control of power system oscillations. Technical Report Technical Brochure n°111, CIGRÉ, décembre 1996.
- [Cus02] A. Custom. *Analyse et contrôle de la stabilité dynamique des systèmes électriques*. Thèse de doctorat, Université de Technologie de Compiègne, 2002.
- [Cut02] T. V. Cutsem. Systèmes Électriques de puissance, 2002. Cours ELEC, Département d'Électricité, Electronique et Informatique, Institut Montefiore, Université de Liège.
- [CV98] T. Van Cutsem and C. Vournas. *Voltage Stability of Electric Power Systems*. Kluwer Academic Publishers, London, 1998.
- [DC69] F. P. DeMello and C. Concordia. Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-88:316–329, 1969.

- [DK23] M. Djemel and A. Khelef. Adaptive fuzzy logic-based power system stabilizer for robust damping of low-frequency oscillations. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 146:108285, 2023.
- [DMR21] Butti Dasu, Siva Kumar Mangipudi, and Srinivasa Rao Rayapudi. Small signal stability enhancement of a large scale power system using a bio-inspired whale optimization algorithm. *Protection and Control of Modern Power Systems*, 6(35), 2021.
- [EE07] ENTSO-E. Report on the 4 november 2006 blackout in europe. Technical report, 2007.
- [FMP81] R. J. Fleming, M. A. Mohan, and K. Parvatisam. Selection of parameters of stabilizers in multimachine power systems. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-100:2329–2333, 1981.
- [For04] U.S.-Canada Power System Outage Task Force. Final report on the august 14, 2003 blackout in the united states and canada : Causes and recommendations. Technical report, US Department of Energy, 2004.
- [G⁺23] Djamel Eddine Ghouraf et al. Comparative study of genetic algorithm and particle swarm optimization for multi-objective tuning of power system stabilizers. *Electric Power Systems Research*, 219:109950, 2023.
- [Gri18] Leonard L. Grigsby. *The Electric Power Engineering Handbook - Five Volume Set*. CRC Press, 2018.
- [Gro24] Horizon Research Group. Matlab toolbox for power system analysis, 2024.
- [H⁺21] N. Hatziargyriou et al. Definition and classification of power system stability – revisited & extended. *IEEE Transactions on Power Systems*, 36(4) :3575–3588, 2021.
- [Hel24] A. Hellal. Commande et stabilité des réseaux électriques, 2024. Cours, Ecole nationale polytechnique d’Alger.
- [Hin12] P. Hines. Frequency response validation for power system models. *Thèse de doctorat, University of Washington*, 2012.
- [HSCN17] Kashif Hussain, Mohd Najib Mohd Salleh, Shi Cheng, and Rashid Naseem. Common benchmark functions for metaheuristic evaluation : A review. *JOIV : International Journal on Informatics Visualization*, 1(4-2) :218–223, 2017.
- [IEE03] IEEE Task Force on Power System Stabilizers. Overview of power system stability concepts. *IEEE Transactions on Power Systems*, pages 1762–1768, 2003.
- [IF04] IEEE Power Engineering Society and CIGRÉ Joint Task Force. Definition and classification of power system stability. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2) :1387–1401, 2004.
- [JY13] Momin Jamil and Xin-She Yang. A literature survey of benchmark functions for global optimisation problems. *International Journal of Mathematical Modelling and Numerical Optimisation*, 4(2) :150–194, 2013.
- [KD21] A. Kadir and M. Djalal. Ant colony optimization for pid-pss tuning in single machine infinite bus system. *International Journal of Power Electronics and Drive Systems*, 12(2) :1234–1242, 2021.
- [KG02] Hassan K. Khalil and Jessy W. Grizzle. *Nonlinear Systems*, volume 3. Prentice Hall, Upper Saddle River, NJ, 2002.

- [Kun94] Prabha Kundur. *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, New York, 1994.
- [KWSP13] P. C. Krause, O. Wasynczuk, S. D. Sudhoff, and S. D. Pekarek. *Analysis of Electric Machinery and Drive Systems*. Wiley-IEEE Press, 3rd edition, 2013.
- [Lar86] W. Larson. Application of power system stabilizers. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1(1) :10–15, 1986.
- [LK86] D. C. Lee and P. Kundur. Advanced excitation controls for power system stability enhancement. *CIGRÉ Paper*, 38(1), 1986.
- [Mac75] S. Machi. Damping of power system oscillations by reactor switching. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-94(3) :1049–1055, 1975.
- [MBB08a] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby. *Power System Dynamics : Stability and Control*. Wiley, 2008.
- [MBB08b] J. Machowski, J. W. Bialek, and J. R. Bumby. *Power System Dynamics : Stability and Control*. Wiley, 2008.
- [Mek07] Mohammed Mekhanet. Amortissement des oscillations Électromécaniques d’un réseau Électrique par des pss neuro-génétiques et neuro-flou-génétiques. Mémoire de magistère en Électrotechnique, Université Amar Thelidji Laghouat, 2007.
- [MJ97] N. Metz and G. Jean. Stabilité dynamique des réseaux électriques industriels. Cahier Technique CT 185, Schneider Electric, 1997.
- [ML16] Seyedali Mirjalili and Andrew Lewis. The whale optimization algorithm. *Advances in Engineering Software*, 95:51–67, 2016.
- [MZB16] P. Milanović, R. Zivanović, and M. Begović. Small-signal stability analysis of power systems with high penetration of renewable energy sources. *Electric Power Systems Research*, 131:1–10, 2016.
- [NSZAVM23] Mohammad H Nadimi-Shahraki, Hoda Zamani, Zahra Asghari Varzaneh, and Seyedali Mirjalili. A systematic review of the whale optimization algorithm : Theoretical foundation, improvements, and hybridizations. *Archives of Computational Methods in Engineering*, 30(7) :4113–4159, 2023.
- [Rav04] S. Ravindra. A novel approach for tuning of power system stabilizer using genetic algorithm. Thèse de magistère, Indian Institute of Science, Bangalore, India, 2004.
- [Rog00] Graham Rogers. The nature of power system oscillations. In *Power System Oscillations*, pages 7–30. Springer, 2000.
- [Sad98a] M. Sadeghzadeh. Impact of inter-area oscillations on power system stability and transfer capability. In *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, volume 2, pages 1023–1028, 1998. Mise en évidence des conséquences des oscillations interzones sur la stabilité et la capacité de transfert.
- [Sad98b] S. M. Sadeghzadeh. *Amélioration de la stabilité transitoire et de l’amortissement des oscillations d’un réseau électrique à l’aide de SMES et de SSSC*. Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 1998.
- [Sad03] Rusejla Sadikovic. Single-machine infinite bus system. *Internal report*, 2003.

- [SL91] Jean-Jacques E. Slotine and Weiping Li. *Applied Nonlinear Control*, volume 199. Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1991.
- [SP13] Abhinav Kumar Singh and Bikash C. Pal. Report on the 68-bus, 16-machine, 5-area system. 2013.
- [Stu01] Guy Sturtzer. *Modèle inverse et réduction de l'ondulation de couple pour machines synchrones déduits des courbes isocouples : Extension de la transformation de Park pour moteurs synchrones à pôles saillants non sinusoïdaux et saturés*. PhD thesis, École normale supérieure de Cachan, 2001.
- [Tol05] Abdelmadjid Tolba. *Commande des systèmes d'énergie de puissance par des approches heuristiques modernes*. Mémoire de magister, ENP, 2005.
- [ZV01] M. Zhou and V. Vittal. Optimal placement of power system stabilizers using modal controllability indices. *IEEE Transactions on Power Systems*, 16(1) :35–40, 2001.
- [ZZC07] Jianzhong Zhou, Jie Zhao, and Guanrong Chen. Design and tuning of pid-based power system stabilizers for power system oscillation damping. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(4) :1474–1482, 2007.

Annexes

Annexe A

Données des systèmes étudiés

Données du système : 3 machines 9 bus

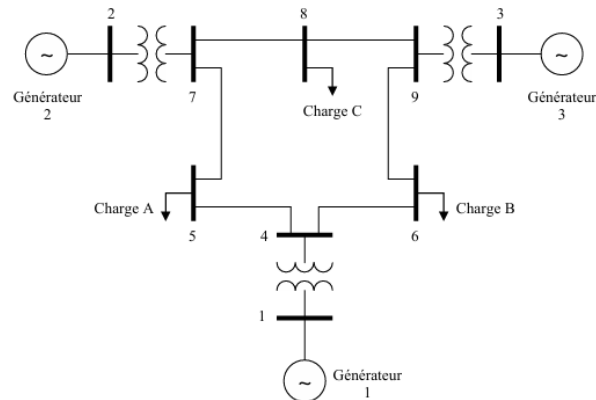


FIG. A.1 : Schéma du système à 3 machines – 9 bus

```
%% DONNEES DU SYSTEME 9 bus, 3 machines
```

```
nbus=9; %Nombre total de noeuds
npq=6; %Nombre de noeuds PQ
npv=2; %Nombre de noeuds PV
ns=1; %Numéro du noeud slack bus
nbr=9; %Nombre total de branches
```

```
basemva = 100; accuracy = 0.00001; accel = 1.8; maxiter = 100;
```

```
% Format de la matrice des noeuds
% Col1 : numéro du nœud
% Col2 : amplitude de la tension V(pu)
% Col3 : angle de la tension (degré)
% Col6 : puissance active générée Pg(pu)
% Col7 : puissance réactive générée Qg(pu)
% Col4 : puissance active de charge Pl(pu)
% Col5 : puissance réactive de charge Ql(pu)
% Col8 : conductance du shunt additionnel Gshunt(pu)
% Col9 : susceptance du shunt additionnel Bshunt(pu)
% Col10 : Type du nœud
% 1 - nœud de référence (slack bus)
% 2 - nœud générateur (PV bus)
% 3 - nœud de charge (PQ bus)
```

```
% Matrice des séquences
% Colonne 1 = Type d'action
% Action = 1 : Application d'un défaut triphasé
% Colonne 2 = N° du bus
% Colonne 3 = Résistance Rf
% Colonne 4 = Réactance Xf
% Colonne 5 = Temps d'application du défaut
```

```
% Colonne 6 = Temps d'élimination du défaut
% Action = 2 : Ouverture de la ligne
% Colonne 2 = N° du premier bus de la ligne
% Colonne 3 = N° du deuxième bus de la ligne
% Colonne 4 = index de la ligne dans la matrice 'Line' (nécessaire si plusieurs lignes)
% Colonne 5 = Temps d'ouverture de la ligne
% Colonne 6 = Temps de refermeture de la ligne
% Action = 0 : Indique la fin de la simulation (obligatoire)
% Colonne 2 à 5 = 0
% Colonne 6 = Temps de fin de simulation
```

```
%% Point de fonctionnement #1 : Charge nominale
```

```
% =====
```

```
%
```

```
Busdata1=[1      1.040      0      0.00      0.00      0.00      0      0      0      1 ;
           2      1.025      0      0.00      0.00      1.63      0      0      0      2 ;
           3      1.025      0      0.00      0.00      0.85      0      0      0      2 ;
           4      1.000      0      0.00      0      0.00      0      0      0      3 ;
           5      1.000      0      1.25      0.50      0.00      0      0      0      3 ;
           6      1.000      0      0.90      0.30      0.00      0      0      0      3 ;
           7      1.000      0      0.00      0      0.00      0      0      0      3 ;
           8      1.000      0      1.00      0.35      0.00      0      0      0      3 ;
           9      1.000      0      0.00      0      0.00      0      0      0      3 ];
```

```
Seq1 = [ 1      4      0      1e-7      1      1.09 ; % défaut triphasé près du noeud 4
        2      4      5      0      1.09      1.1 ; % ouverture de la ligne 4-5
        0      0      0      0      0      10 ]; % fin
```

```
%
```

```
%% Point de fonctionnement #2 : Charge forte
```

```
% =====
```

```
%
```

```
Busdata2 =[1      1.040      0      0.0      0.0      0.00      0      0      0      1;
           2      1.025      0      0.0      0.0      1.92      0      0      0      2;
           3      1.025      0      0.0      0.0      1.28      0      0      0      2;
           4      1.000      0      0.0      0.0      0.00      0      0      0      3;
           5      1.000      0      2.0      0.8      0.00      0      0      0      3;
           6      1.000      0      1.8      0.6      0.00      0      0      0      3;
           7      1.000      0      0.00      0      0.0      0.0      0      0      3;
           8      1.000      0      1.5      0.6      0.00      0      0      0      3;
           9      1.000      0      0.00      0      0.0      0.0      0      0      3];
```

```
Seq2 = [ 1      4      0      1e-7      1      1.09 ; % défaut triphasé près du noeud 7
        2      4      5      0      1.09      1.1 ; % ouverture de la ligne 5-7
        0      0      0      0      0      10 ]; % fin
```

```
%
```

```
%% Point de fonctionnement #3 : Charge faible
```

```
% =====
```

```
%
```

```

Busdata3 =[1      1.040      0      0.00      0      0.00      0.00      0      0      1 ;
            2      1.025      0      0.80      0      0.00      0.00      0      0      2 ;
            3      1.025      0      0.45      0      0.00      0.00      0      0      2 ;
            4      1.000      0      0.00      0      0.00      0.00      0      0      3 ;
            5      1.000      0      0.00      0      0.65      0.55      0      0      3 ;
            6      1.000      0      0.00      0      0.45      0.35      0      0      3 ;
            7      1.000      0      0.00      0      0.00      0.00      0      0      3 ;
            8      1.000      0      0.00      0      0.50      0.25      0      0      3 ;
            9      1.000      0      0.00      0      0.00      0.00      0      0      3];

Seq3 = [ 1   7   0   1e-7   1   1.09 ;   % défaut triphasé près du noeud 7
        2   7   5   0   1.09  1.1 ;   % ouverture de la ligne 5-7
        0   0   0   0   0   10  ]; % fin

%
%% Format de la matrice des lignes de transmission
% Col1 : numéro du nœud de départ
% Col2 : numéro du nœud d'arrivée
% Col3 : résistance de la ligne R(pu)
% Col4 : réactance de la ligne X(pu)
% Col5 : susceptance shunt G(pu)
% Col6 : susceptance de la ligne B(pu)
% Col7 : rapport de transformation (tap ratio)
% col8 : Phase Shift(°)
%
%          col1  col2  col3   col4   col5   col6   col7   col8
linedata=[ 1      4   0.0      0.0576  0.000  0.000      1.0   0.0 ;
           2      7   0.0      0.0625  0.000  0.000      1.0   0.0 ;
           3      9   0.0      0.0586  0.000  0.000      1.0   0.0 ;
           4      5   0.0100  0.0850  0.000  0.176      1.0   0.0 ;
           4      6   0.0170  0.0920  0.000  0.158      1.0   0.0 ;
           5      7   0.0320  0.1610  0.000  0.306      1.0   0.0 ;
           6      9   0.0390  0.1700  0.000  0.358      1.0   0.0 ;
           7      8   0.0085  0.0720  0.000  0.149      1.0   0.0 ;
           8      9   0.0119  0.1008  0.000  0.209      1.0   0.0 ];

%% Format de la matrice des générateurs
% Col1 : numéro du gen
% Col2 : résistance d'armature Ra(pu)
% Col3 : réactance synchrone d'axe direct Xd(pu)
% Col4 : réactance transitoire d'axe direct X'd(pu)
% Col5 : constante de temps de la machine en circuit ouvert T'do(s)
% Col6 : réactance synchrone d'axe en quadrature Xq(pu)
% Col7 : constante d'inertie H(s)
% Col8 : coefficient d'amortissement D(pu)
% Col9 : gain de l'AVR Ka
% Col10 : constante de temps de l'AVR Ta(s)

```

```
% Col11 : limite inférieure de la sortie de l'AVR Efdmin(pu)
% Col12 : limite supérieure de la sortie de l'AVR Efdmax(pu)
% Col13 : fréquence f(Hz)
% Col14 : SBase
% Col15 : N° bus
```

```
% -----
gen = [ 1  0  0.1460  0.0608  8.9600  0.0969  23.64  9.6  20  0.2  -10  10  60 100 1;
        2  0  0.8958  0.1198  6.0000  0.8645  6.40  2.5  20  0.2  -10  10  60 100 2;
        3  0  1.3125  0.1813  5.8900  1.2578  3.01  1.0  20  0.2  -10  10  60 100 3];
```

Données du système : 16 machines 68 bus

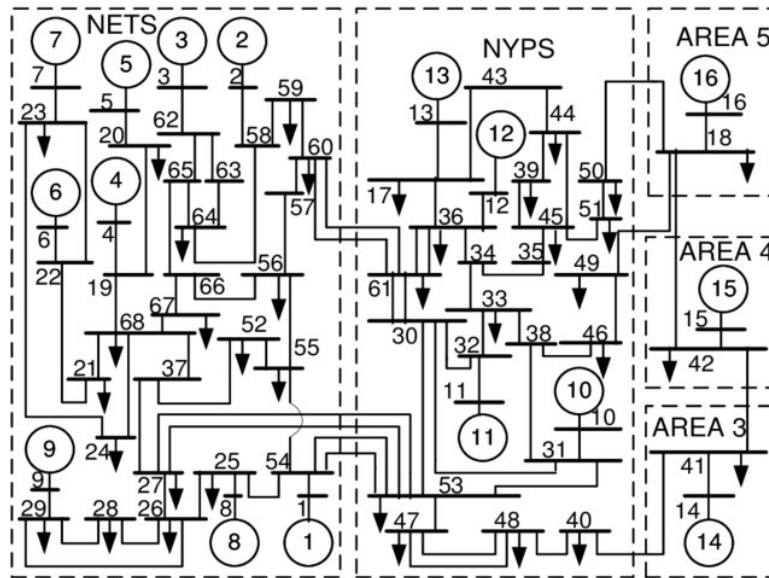


FIG. A.2 : Schéma du système à 16 machines – 68 bus

```
%This is a 16-machine system with 86 transmission lines and 68 buses.
```

```
% Données du réseau 68 bus 16 machines
```

```
nbus=68; %Nombre total de noeuds
npq=52; %Nombre de noeuds PQ
npv=15; %Nombre de noeuds PV
ns=13; %Numéro du noeud slack bus
nbr=86; %Nombre total de branches
```

```
%basemva = 100; accuracy = 0.00001; accel = 1.8; maxiter = 100;
```

```
%% Bus data format
% bus:
% col1 number
% col2 voltage magnitude(pu)
% col3 voltage angle(degree)
```

```

% col6 p_gen(pu)
% col7 q_gen(pu),
% col4 p_load(pu)
% col5 q_load(pu)
% col8 G shunt(pu)
% col9 B shunt(pu)
% col10 bus_type
%      bus_type - 1, swing bus
%                - 2, generator bus (PV bus)
%                - 3, load bus (PQ bus)
% col11 q_gen_max(pu)
% col12 q_gen_min(pu)

```

%	Voltage			Load		Generation			shunt		
%num	mag(pu)	angle(°)	P(pu)	Q(pu)	P(pu)	Q(pu)	G(pu)	B(pu)	bus	q_g_max	q_g_min
busdata = [											
1	1.045	0.00	2.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
2	0.98	0.00	5.45	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
3	0.983	0.00	6.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
5	1.011	0.00	5.052	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
6	1.050	0.00	7.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
7	1.063	0.00	5.60	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
8	1.03	0.00	5.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
9	1.025	0.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
10	1.010	0.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
11	1.000	0.00	10.000	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
12	1.0156	0.00	13.50	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
13	1.011	0.00	35.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1	0	0;
14	1.00	0.00	17.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
15	1.000	0.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
16	1.000	0.00	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2	999	-999;
17	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
18	1.00	0.00	0.00	0.00	1.58	0.30	0.00	0.00	3	0	0;
19	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
20	1.00	0.00	0.00	0.00	6.800	1.03	0.00	0.00	3	0	0;
21	1.00	0.00	0.00	0.00	2.740	1.15	0.00	0.00	3	0	0;
22	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
23	1.00	0.00	0.00	0.00	2.480	0.85	0.00	0.00	3	0	0;
24	1.00	0.00	0.00	0.00	3.09	-0.92	0.00	0.00	3	0	0;
25	1.00	0.00	0.00	0.00	2.24	0.47	0.00	0.00	3	0	0;
26	1.00	0.00	0.00	0.00	1.39	0.17	0.00	0.00	3	0	0;
27	1.00	0.00	0.00	0.00	2.810	0.76	0.00	0.00	3	0	0;
28	1.00	0.00	0.00	0.00	2.060	0.28	0.00	0.00	3	0	0;
29	1.00	0.00	0.00	0.00	2.840	0.27	0.00	0.00	3	0	0;
30	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
31	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
32	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
33	1.00	0.00	0.00	0.00	1.12	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
34	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
35	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;

36	1.00	0.00	0.00	0.00	1.02	-0.1946	0.00	0.00	3	0	0;
37	1.00	0.00	0.00	0.00	60.00	3.00	0.00	0.00	3	0	0;
38	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
39	1.00	0.00	0.00	0.00	2.67	0.126	0.00	0.00	3	0	0;
40	1.00	0.00	0.00	0.00	0.6563	0.2353	0.00	0.00	3	0	0;
41	1.00	0.00	0.00	0.00	10.00	2.50	0.00	0.00	3	0	0;
42	1.00	0.00	0.00	0.00	11.50	2.50	0.00	0.00	3	0	0;
43	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
44	1.00	0.00	0.00	0.00	2.6755	0.0484	0.00	0.00	3	0	0;
45	1.00	0.00	0.00	0.00	2.08	0.21	0.00	0.00	3	0	0;
46	1.00	0.00	0.00	0.00	1.507	0.285	0.00	0.00	3	0	0;
47	1.00	0.00	0.00	0.00	2.0312	0.3259	0.00	0.00	3	0	0;
48	1.00	0.00	0.00	0.00	2.4120	0.022	0.00	0.00	3	0	0;
49	1.00	0.00	0.00	0.00	1.6400	0.29	0.00	0.00	3	0	0;
50	1.00	0.00	0.00	0.00	1.00	-1.47	0.00	0.00	3	0	0;
51	1.00	0.00	0.00	0.00	3.37	-1.22	0.00	0.00	3	0	0;
52	1.00	0.00	0.00	0.00	24.70	1.23	0.00	0.00	3	0	0;
53	1.00	0.00	0.00	0.00	2.527	1.1856	0.00	0.00	3	0	0;
54	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
55	1.00	0.00	0.00	0.00	3.22	0.02	0.00	0.00	3	0	0;
56	1.00	0.00	0.00	0.00	5.00	1.840	0.00	0.00	3	0	0;
57	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
58	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
59	1.00	0.00	0.00	0.00	2.34	0.84	0.00	0.00	3	0	0;
60	1.00	0.00	0.00	0.00	5.22	1.77	0.00	0.00	3	0	0;
61	1.00	0.00	0.00	0.00	1.04	1.25	0.00	0.00	3	0	0;
62	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
63	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
64	1.00	0.00	0.00	0.00	0.09	0.88	0.00	0.00	3	0	0;
65	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
66	1.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	3	0	0;
67	1.00	0.00	0.00	0.00	3.200	1.5300	0.00	0.00	3	0	0;
68	1.00	0.00	0.00	0.00	3.290	0.32	0.00	0.00	3	0	0];

```
%% Line data format
```

```
% line: from bus, to bus, resistance(pu), reactance(pu),
```

```
% line charging(pu), tap ratio, phase shift(deg)
```

```
%
```

%	from	to	R	X	G	B	tap-ratio	phase-shift
%	bus	bus	(pu)	(pu)	(pu)	(pu)	(pu)	(deg)

```
linedata = [
```

53	54	0.0035	0.0411	0.0	0.6987	0	0.;
53	30	0.0008	0.0074	0.0	0.48	0	0.;
53	55	0.0013	0.0151	0.0	0.2572	0	0.;
54	25	0.007	0.0086	0.0	0.146	0	0.;
54	1	0.	0.0181	0.0	0.	1.025	0.;
55	56	0.0013	0.0213	0.0	0.2214	0.	0.;
55	18	0.0011	0.0133	0.0	0.2138	0.	0.;
56	57	0.0008	0.0128	0.0	0.1342	0.	0.;

56	14	0.0008	0.0129	0.0	0.1382	0.	0.;
57	58	0.0002	0.0026	0.0	0.0434	0.	0.;
57	60	0.0008	0.0112	0.0	0.1476	0.	0.;
58	59	0.0006	0.0092	0.0	0.1130	0.	0.;
58	63	0.0007	0.0082	0.0	0.1389	0.	0.;
58	2	0.	0.0250	0.0	0.	1.07	0.;
59	60	0.0004	0.0046	0.0	0.078	0.	0.;
60	61	0.0023	0.0363	0.0	0.3804	0.	0.;
61	30	0.0019	0.0183	0.0	0.29	0.	0.;
62	63	0.0004	0.0043	0.0	0.0729	0.	0.;
62	65	0.0004	0.0043	0.0	0.0729	0.	0.;
62	3	0.	0.02	0.0	0.	1.07	0.;
64	63	0.0016	0.0435	0.0	0.	1.06	0.;
64	65	0.0016	0.0435	0.0	0.	1.06	0.;
65	66	0.0009	0.0101	0.0	0.1723	0.	0.;
66	67	0.0018	0.0217	0.0	0.366	0.	0.;
67	68	0.0009	0.0094	0.0	0.171	0.	0.;
68	17	0.0007	0.0089	0.0	0.1342	0.	0.;
68	19	0.0016	0.0195	0.0	0.3040	0.	0.;
68	21	0.0008	0.0135	0.0	0.2548	0.	0.;
68	24	0.0003	0.0059	0.0	0.0680	0.	0.;
17	18	0.0007	0.0082	0.0	0.1319	0.	0.;
17	27	0.0013	0.0173	0.0	0.3216	0.	0.;
19	20	0.0007	0.0138	0.0	0.	1.06	0.;
19	4	0.0007	0.0142	0.0	0.	1.07	0.;
20	5	0.0009	0.0180	0.0	0.	1.009	0.;
21	22	0.0008	0.0140	0.0	0.2565	0.	0.;
22	23	0.0006	0.0096	0.0	0.1846	0.	0.;
22	6	0.	0.0143	0.0	0.	1.025	0.;
23	24	0.0022	0.0350	0.0	0.3610	0.	0.;
23	7	0.0005	0.0272	0.0	0.	0.	0.;
25	26	0.0032	0.0323	0.0	0.5310	0.	0.;
25	8	0.0006	0.0232	0.0	0.	1.025	0.;
26	27	0.0014	0.0147	0.0	0.2396	0.	0.;
26	28	0.0043	0.0474	0.0	0.7802	0.	0.;
26	29	0.0057	0.0625	0.0	1.0290	0.	0.;
28	29	0.0014	0.0151	0.0	0.2490	0.	0.;
29	61	0.0008	0.0156	0.0	0.	1.025	0.;
61	30	0.0019	0.0183	0.0	0.29	0.	0.;
61	36	0.0022	0.0196	0.0	0.34	0.	0.;
61	36	0.0022	0.0196	0.0	0.34	0.	0.;
36	37	0.0005	0.0045	0.0	0.32	0.	0.;
34	36	0.0033	0.0111	0.0	1.45	0.	0.;
35	34	0.0001	0.0074	0.0	0.	0.946	0.;
33	34	0.0011	0.0157	0.0	0.202	0.	0.;
32	33	0.0008	0.0099	0.0	0.168	0.	0.;
30	31	0.0013	0.0187	0.0	0.333	0.	0.;
30	32	0.0024	0.0288	0.0	0.488	0.	0.;
53	31	0.0016	0.0163	0.0	0.25	0.	0.;
31	38	0.0011	0.0147	0.0	0.247	0.	0.;
33	38	0.0036	0.0444	0.0	0.693	0.	0.;

38	46	0.0022	0.0284	0.0	0.43	0.	0.;
46	49	0.0018	0.0274	0.0	0.27	0.	0.;
53	47	0.0013	0.0188	0.0	1.31	0.	0.;
47	48	0.0025	0.0268	0.0	0.40	0.	0.;
47	48	0.0025	0.0268	0.0	0.40	0.	0.;
48	40	0.0020	0.022	0.0	1.28	0.	0.;
35	45	0.0007	0.0175	0.0	1.39	0.	0.;
37	43	0.0005	0.0276	0.0	0.	0.	0.;
43	44	0.0001	0.0011	0.0	0.	0.	0.;
44	45	0.0025	0.073	0.0	0.	0.	0.;
39	44	0.	0.0411	0.0	0.	0.	0.;
39	45	0.	0.0839	0.0	0.	0.	0.;
45	51	0.0004	0.0105	0.0	0.72	0.	0.;
50	52	0.0012	0.0288	0.0	2.06	0.	0.;
50	51	0.0009	0.0221	0.0	1.62	0.	0.;
49	52	0.0076	0.1141	0.0	1.16	0.	0.;
52	42	0.0040	0.0600	0.0	2.25	0.	0.;
42	41	0.0040	0.0600	0.0	2.25	0.	0.;
41	40	0.0060	0.0840	0.0	3.15	0.	0.;
31	10	0.	0.026	0.0	0.	1.04	0.;
32	11	0.	0.013	0.0	0.	1.04	0.;
36	12	0.	0.0075	0.0	0.	1.04	0.;
37	13	0.	0.0033	0.0	0.	1.04	0.;
41	14	0.	0.0015	0.0	0.	1.	0.;
42	15	0.	0.0015	0.0	0.	1.	0.;
52	16	0.	0.0030	0.0	0.	1.	0.;
53	27	0.032	0.32	0.0	0.41	1.	0.];

%% generators

```

% 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_1(pu),

```

% 19. bus number
 % 20. saturation factor S(1.0)
 % 21. saturation factor S(1.2)
 % note: all the following machines use subtransient reactance model

%		gen	Ra	Xd	X'd	T'do	Xq	H	D	Ka	Ta	Efdmin
%		#	pu	pu	pu	(s)	pu	(s)	pu		(s)	pu
gen = [												
1	0.0	1.8	0.55800	10.2	1.2420	2.3333	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
2	0.0	1.8	0.42529	6.56	1.7207	4.9494	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
3	0.0	1.8	0.38309	5.7	1.7098	4.9623	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
4	0.0	1.8	0.29954	5.69	1.7725	4.1629	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
5	0.0	1.8	0.36000	5.4	1.6909	4.7667	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
6	0.0	1.8	0.35433	7.3	1.7079	4.9107	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
7	0.0	1.8	0.29898	5.66	1.7817	4.3267	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
8	0.0	1.8	0.35379	6.7	1.7379	3.9150	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
9	0.0	1.8	0.48718	4.79	1.7521	4.0365	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
10	0.0	1.8	0.48675	9.37	1.2249	2.9106	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
11	0.0	1.8	0.25312	4.1	1.7297	2.0053	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
12	0.0	1.8	0.55248	7.4	1.6931	5.1791	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
13	0.0	1.8	0.33446	5.1	1.7392	4.0782	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
14	0.0	1.8	0.28500	4.1	1.7300	3.0000	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
15	0.0	1.8	0.28500	4.1	1.7300	3.0000	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	
16	0.0	1.8	0.35899	7.8	1.6888	4.4500	0	200.0	0.05	-5.0	5.0	