

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



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

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

Spécialité : Réseaux Electrique

**Etude de la stabilité aux petites perturbations dans
grands réseaux électrique par différent technique avancé**

Présentée par :
Slimane Touil

Soutenue publiquement le **8/5/2018**

Devant le jury composé de :

Dr. Srairi Kamel	Professeur	Président	Université de Biskra
Dr. Ben Attous Djilani	Professeur	Directeur de Thèse	Université de El-oued
Dr. Ben Chouia Med Toufik	Professeur	Examineur	Université de Biskra
Dr. Zellouma Laid	Professeur	Examineur	Université de El-oued

Remerciements

Tout d'abord, je voudrais remercier Dieu Allah de m'avoir donné de la force, courage, patience et sérénité pendant toutes ces années d'études.

Je souhaite exprimer ma sincère gratitude à mon superviseur, le professeur Djilani Ben Attous, qui a été une source constante d'orientation, de soutien et encouragement tout au long de mon projet. Ses connaissances approfondies, rigoureuses attitude de recherche, travail assidu et pensée créative m'ont inspiré et va certainement profiter à ma carrière.

Ma plus profonde gratitude est également due aux membres du jury: Prof. Srairi Kamel, Prof. Ben Chouia Med Toufik, Prof. Et Dr. Zellouma Laid, pour avoir été membre de mon comité et prendre le temps de réviser ma thèse. Je suis reconnaissant qu'au milieu de toute leur activité, ils ont accepté d'être membres du comité de lecture.

Je voudrais également remercier et respecter tous les enseignants qui ont contribué à ma formation tout au long de ces années

Enfin, nous souhaitons exprimer notre profonde gratitude à nos parents bien-aimés, d'autres membres de la famille et tous nos amis pour fournir constant encouragement tout au long de ce travail de dissertation.

Abstract:

In this work, a new method of designing a robust, non-linear, intelligent stabilizer combining the conventional regulator and the fuzzy logic controller has been proposed for single and multi-machine power systems. Recommended approach preserves the stability by damping the oscillations independently of the operating point and this even in the presence of parametric variations. The simulation of two powers systems Kundur made it possible to evaluate the performances of the proposed stabilizer vis-à-vis the various quotas commonly encountered in the network. Simulation results obtained for different operating points after defect removal have shown that the proposed FPSS fuzzy stabilizer provides good stability and improves the damping of oscillations. Thus local and inter-zone oscillations are damped quickly and efficiently. The results obtained are compared with those of the stabilizers: without power stabilizer (without PSS), with stabilizer PSS (with PSS) and fuzzy stabilizer PSS (FPSS). Show that the fuzzy stabilizer PSS overall provides better performance compared to the aforementioned stabilizers.

Keywords: power system stabilizer (PSS); fuzzy logic power system (FPSS) ; system mono and multi-machine

Résumé

Dans ce travail, on a proposé une nouvelle méthode de conception d'un stabilisateur intelligent, non linéaire robuste combinant le régulateur conventionnel et le régulateur par logique floue pour les systèmes de puissance mono et multi-machines. Les caractères non linéaire et robuste de l'approche préconisée préserve la stabilité en amortissant les oscillations indépendamment du point de fonctionnement et ce même en présence des variations paramétriques. La simulation de deux systèmes de puissance de Kundur a permis d'évaluer les performances du stabilisateur proposé face aux différents contingents couramment rencontrés dans le réseau. Les résultats de simulation obtenus pour différents points de fonctionnement après élimination de défaut ont montré que le stabilisateur flou FPSS proposé, assure une bonne stabilité et améliore l'amortissement des oscillations. Ainsi les oscillations locales et interzones sont amorties de façon rapide et efficace. Les résultats obtenus sont comparés à ceux des stabilisateurs : sans stabilisateur de puissance (sans PSS), avec stabilisateur PSS (avec PSS) et stabilisateur floue PSS (FPSS). Les résultats obtenus ont montré que le stabilisateur flou PSS assure globalement de meilleures performances comparativement aux stabilisateurs précités.

Mots clés : stabilisateur du système de puissance(PSS), régulateur par logique floue (FPSS), système de puissance mono et multi-machine

ملخص

في هذا العمل، تم اقتراح طريقة جديدة لمحاكاة منظم قوي وغير خطي، ذكي يجمع المنظم التقليدي و المنطق الضبابي لنظام الطاقة الكهربائية المفردة والمتعددة. الخصائص القوية وغير خطية للمنظم تحافظ على استقرار التخامد للتذبذبات بشكل مستقل عن نقطة التشغيل. وقد مكنت محاكاة نظامين للطاقة الكهربائية من تقييم أداء المثبت المقترح في مقابل مختلف العوارض المصادفة للشبكة. وقد أظهرت نتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها لنقاط التشغيل المختلفة بعد إقصاء العيب أن (FPSS) المقترح يضمن أحسن استقرار مقارنة بالنتائج المتحصل عليها مع (sans PSS) و(CPSS) وأثبتت نجاعة وفعالية الطريقة المقترحة.

كلمات مفتاحية: نظام طاقة كهربائي منفرد ومتعدد. منظم الطاقة الكهربائية. المنطق الضبابي لنظام الطاقة الكهربائية

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE	1
-----------------------------	---

Chapitre 01

Stabilité du système de puissance

I.1 Introduction.....	3
I.2 La Définition de Stabilité d'un système du puissance	3
I.3 Description générale du système du puissance étudié "SMIB"	4
I.4 Les causes d'instabilité.....	4
I.5 Les différents types de stabilité.....	5
I.5.1 La stabilité de l'angle de rotor.....	6
I.5.1.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique)	7
I.5.1.2. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire)	7
I.5.2 La stabilité de tension	8
I.5.3 La stabilité de fréquence	8
I.6 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.....	8
I.6.1 Intégration Numérique.....	8
I.6.2 Méthodes directes ou méthodes énergétiques	9
I.6.2.1 Méthodes graphiques (Critère d'égalité des aires)	9
I.6.2.2 Méthodes directes de Lyapunov.....	12
I.7 Amélioration de la stabilité par les PSS.....	13
I.7.1 Nouveaux types de PSS.....	14
II.8 Analyse de la performance et critères de bonne régulation.....	14
II.8.1 Critères de simulation	14
a. Critères temporels instantanés.....	15
- Dépassement maximum D_p	15
- Temps de pic t_p	16
- Temps de réponse (temps d'établissement) $t_r(5\%)$	16
b. Critères temporels intégraux	16
- Critère <i>IAE</i> , Intégrale de l'Erreur Absolue (Intégral of Absolute Error).....	17
- Critère <i>ISE</i> , Intégrale du Carrée de l'Erreur (Intégral of Square Error).....	17
- Critère <i>ITAE</i> , Intégrale de l'Erreur Absolue pondérée par le Temps (Intégral Time multiplied by Absolute Error).....	17
II.9 Conclusion.....	17

Chapitre 02 *Modélisation du système de puissance*

II.1 Introduction.....	19
II.2 Modèle de la machine synchrone.....	20
II.2.1 Équations électriques.....	21
II.2.2 Équations mécaniques.....	23
II.2.3 l'effet dynamique du circuit de champ.....	25
II.3 Régulation du générateur.....	30
II.3.1 Régulateur de fréquence et modèle de la turbine.....	30
II.3.2 Régulateur de tension et modèle du système d'excitation.....	32
- Les systèmes d'excitation à courant continu « CC».....	32
- Les systèmes d'excitation à courant alternatif « CA ».....	32
- Les systèmes d'excitation statiques « système ST ».....	32
II.4 Modèle de power system stabiliser <i>PSS</i>	36
II.4.1 Modèle du système d'excitation avec <i>PSS</i>	37
II.4.2 Les régulateurs de puissance <i>PSS</i>	38
- L'amplificateur.....	39
- Le filtre passe-haut "filtre washout".....	39
- Le filtre compensation de phase.....	40
- Le limiteur.....	40
II.4.3 Réglage des paramètres de <i>PSS</i>	40
II.4.4 Méthode de compensation de phase.....	41
II.4.5 Méthode du résidu.....	43
II.4.6 Méthode de placement des pôles.....	44
II.5 Conclusion.....	46

Chapitre 03 *Stabilisation par logique floue*

III.1 Introduction.....	47
III.2 Intérêts de la logique floue.....	48
III.3 La théorie de la logique floue.....	48
III.3.1 Principe et définition.....	48
III.3.2 Fonction d'appartenance.....	49
a) Fonction triangulaire.....	49
b) Fonction d'appartenance trapézoïdale.....	49
c) Fonction d'appartenance gaussienne.....	49
III.3.3 Variable linguistique.....	52
III.3.4 Opérateurs de la logique floue.....	53
III.3.5 Logique floue et raisonnement approximatif.....	54
III.3.6 Implication floue.....	54
III.4 Le contrôleur floue.....	54
III.4.1.1 Normalisation.....	55
III.4.1.2 Fuzzification.....	56

III.4.1.3 Inférence.....	56
III.4.1.4 Défuzzification	57
III.4.1.5 Démoralisation	58
III.5 PSS basés sur la logique floue.....	59
III.5.1 Sélection de variables d'entrée et de sortie.....	59
III.5.2 Fonction d'appartenance.....	59
III.5.3 La base de règles floues.....	61
III.5.4 Défuzzification.....	62
III.5.5 la mise en œuvre de la logique floue.....	62
III.5-6 Exécution du système avec les différentes fonctions d'appartenances.....	64
III.6 Conclusion.....	66

Chapitre 04

RESULTATS ET VALIDATION

4. 1. Introduction.....	67
4 . 2 . Application au système mono machine SMIB.....	67
4.2.1. Description du système de puissance.....	67
4.4.2. Résultats de simulation.....	68
4.3-Optimisation de paramètre PSS par algorithme génétique	69
4.3.1- Développement de l'AG.....	69
4.3.2- Fonction objectif.....	70
4.3.3- Mise en oeuvre de l'AG.....	71
4.3.3.1- Codage du problème.....	71
4.3.3.3- Sélection.....	72
4.3.3.4- Croisement.....	72
4.3.3.5- Mutation.....	72
4.3.4- L'organigramme du problème.....	72
4.3. Application à un système multi-machines.....	73
4.3.1. Description du réseau étudié.....	73
4.3.2. Amortissement des oscillatoires inter-régions.....	74
4.3.3. Intérêt de l'amortissement des oscillations inter-régions.....	76
4.3.4. Résultats de simulation.....	76
4.3.4.1. Système sans stabilisateur.....	77
4.3.4.3. <i>Test de robustesse</i>	78
4.4. Conclusion.....	85
CONCLUSION GENERALE.....	86

Liste des figures

Figure I.1: Système standard <i>IEEE</i> type <i>SMIB</i> avec commande d'excitation du générateur synchrone puissant.....	4
Figure I.2: Classification des différents types de la stabilité de système de puissance.....	6
Figure I.3: Variation d'angle de rotor.....	8
Figure I.4: Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.....	9
Figure I.5: Représentation de la puissance électrique par rapport à l'angle du rotor.....	10
Figure I.6: Critère de l'égalité des aires.....	11
Figure I.7: Caractéristiques de la réponse indicielle d'un système.....	15
Figure II.1: Circuit équivalent de la machine synchrone connectée a un jeu de barre infini..	20
Figure II.2: Modèle classique de générateur.....	21
Figure II.3: La relation (puissance-angle) du générateur et le coefficient de couple synchronisant.....	22
Figure II.4: Couple mécanique et électrique agissant sur l'axe d'un générateur.....	23
Figure II.5: Schéma bloc du système (mono machine-jeu de barre infini) avec le Modèle classique.....	24
Figure II.7: Représentation de schéma fonctionnel avec la constante E_{fd}	29
Figure II.8: Structure générale d'un système de force motrice-générateur.....	31
Figure II.9: Structure d'un système d'excitation statique avec son AVR.....	33
Figure II.10: système d'équitation statique (thyristor) avec AVR.....	34
Figure II.11: Représentation du schéma bloc avec l'excitateur et AVR.....	35
Figure II.12: Représentation du schéma bloc avec AVR et PSS.....	36
Figure II.13: Système d'excitation statique avec AVR et PSS.....	37
Figure II.14: Modèle d'un <i>PSS</i> avance/retard.....	39
Figure II-15. Modèle de Heffron-Philips d'un système (mono-machine - jeu de barre infini).....	41
Figure II-16. Déplacement de valeur propre par la rotation du résidu associé.....	43
Figure II-17. L'ensemble (système-PSS) en boucle fermée.....	45
Figure III.1: Exemple d'ensembles considérés en logique booléenne.....	49
Figure III.2: Exemple d'ensembles considérés en logique floue.....	49
Figure III.3: Représentation d'un ensemble floue par sa fonction d'appartenance.....	50
Figure III.4: Cas de l'ensemble floue "moyenne" de la variable Température.....	51
Figure III.5: Différentes formes de la fonction d'appartenance.....	52
Figure III.6: Représentation des variables linguistiques.....	53
Figure III.7: Structure de base d'un contrôleur flou.....	55
Figure III.8: Exemple de fonction d'appartenance triangulaire.....	56
Figure III.9: Fonctions d'appartenance pour l'accélération.....	60
Figure III.10: Fonctions d'appartenance pour la variation de vitesse.....	61
Figure III.11: Fonctions d'appartenance pour la tension.....	61
Figure III.12: Exécution de contrôleur de logique floue.....	63
Figure III.13: Variation de la position angulaire.....	64

Figure III.14: Variation de la vitesse angulaire.....	64
Figure III.15: variation du couple électrique	64
Figure III.16: Variation de la tension terminale.....	64
Figure III.17: Variation de la position angulaire.....	65
Figure III.18: Variation de la vitesse angulaire.....	65
Figure III.19: variation du couple électrique.....	65
Figure III.20: Variation de la tension terminale.....	65
Figure IV.1. Schéma simplifié d'une machine synchrone connectée à un jeu de barres infini.....	68
Figure IV-2 Variations de la position angulaire.....	68
Figure IV-3 Variations de la vitesse angulaire.....	68
Figure IV-4 Variations de la puissance électrique	68
Figure IV-5 Variations de tension terminale	68
Figure IV-6. Organigramme de la fonction multi-objectif et du programme de l'AG.....	73
Fig IV-7 présente variation du position angulaire.....	74
Fig IV-8 présente variation du vitesse angulaire.....	74
Fig IV-9 présente variation du vitesse angulaire	74
Fig IV-10 la variation (puissance- angle)	74
FigureIV-11. Représentation schématique des deux régions du système étudié.....	75
Figure IV-12. Exemple mécanique analogue aux oscillations inter-régions.....	75
Figure IV-13. Configuration d'un générateur équipé supplémentaire stabilisateur.....	75
Figure IV-14. Variation Angles de rotors des générateurs (Sans PSS)	76
Figure IV-15. Variation de vitesse des générateurs Sans (PSS)	76
Figure IV.16. Ecart des angles des générateurs	77
Figure IV.17. Ecart des vitesses des générateurs.....	77
Figure IV.18. Puissance électrique des générateurs (1 ^{er} scénario).....	78
Figure IV.19. Variation de la tension terminale des générateurs (1er scénario).....	78
Figure IV.20. Variation de la commande des générateurs (1er scénario).....	79
Figure IV.21. Ecart des angles des générateurs.....	80
Figure IV.22. Ecart des vitesses des générateurs	80
Figure IV.23. Puissance électrique des générateurs (2 ^{ème} scénario).....	81
Figure IV.24. Variation de la tension terminale des générateurs (2 ^{ème} scénario).....	81
Figure IV.25. Variation de la commande des générateurs (2 ^{ème} scénario).....	82
Figure IV.26. Ecart des angles des générateurs.....	82
Figure IV.27. Ecart des vitesses des générateurs.....	83
Figure IV.28. Puissance électrique des générateurs (3 ^{ème} scénario)	83
Figure IV.29. Variation de la tension terminale des générateurs (3 ^{ème} scénario).....	83
Figure IV.30. Variation de la commande des générateurs (3 ^{ème} scénario).....	84

Liste des tableaux

<i>Tableau III.1:</i> Exemple d'inférence des règles.....	57
<i>Tableau III.2:</i> Variables floues pour la fonction d'appartenance.....	60
<i>Tableau III.3:</i> Base de règles de contrôleur a logique floue.....	62
<i>Tableau IV.1.</i> Comparaison des critères temporels instantanés.....	67
<i>Tableau IV.2.</i> Comparaison des critères temporels intégraux.....	67

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

- SMIB Single Machine Infinite Bus (machine unique reliée à un noeud infini)
- IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers, en français l' Institut des ingénieurs électriciens et électroniciens
- CFE Chemins de fer fédéraux suisses
- IAE Critère, Intégrale de l'Erreur Absolue (Integral of Absolute Error)
- ISE Critère, Intégrale du Carrée de l'Erreur (Integral of Square Error)
- ITAE Critère, Intégrale de l'Erreur Absolue pondérée par le Temps (Integral Time multiplied by Absolute Error)
- SVC (Static Var Compensator systèmes)
- HVDC High-voltage direct current, en française Le courant continu haute tension (CCHT)
- RNA Réseau de neurones artificiel
- FACTS Flexible AC Transmission System
- AVR Automatic Voltage Regulator (régulateur automatique de tension)
- PSS Power System Stabilizer (stabilisateur du système de puissance)
- Mamdani Le mécanisme d'inférence le plus couramment utilisé dans fuzzy (Ebrahim Mamdani)
- FLPSS Fuzzy logic PSS
- FUZZY La logique floue (fuzzy logic)

Symboles:

$E = f_{em}$	Force électromotrice du générateur (pu)
$E_B \quad E_0$	La tension du jeu de barre infini(pu)
E_t	impédance externe de réseau(pu)
E_{fd}	La tension de sortie d'excitation(pu)
X	Réactance synchrone et réactance transitoire(pu)
$X_e \quad X_E$	Réactance de ligne.(pu)
X_g	Réactance de générateur (pu)
P_e	Puissance électrique (pu)
P_m	Puissance mécanique (pu)
P_e	Puissance électrique (pu)
S	Puissance apparent(pu)
T_e	Couple électrique(pu)
T_A	Le couple d'amortissement(pu)
T_s	Le couple synchronisant(pu)
T_m	Couple mécanique fourni par la turbine(pu)
T_e	Couple électromagnétique(pu)
K_s	Coefficient de couple synchronisant(pu)
K_A	Coefficient de couple d'amortissent(pu)
K_D	Coefficient d'amortissement du générateur(pu)

K_{PSS}	Le gain de stabilisateur avance retard de phase(pu)
S_{fd}	Flux de circuit de générateur synchrone(pu)
d	Flux de stator(pu)
L_{ads}	Inductances propres d'un enroulement du stator(pu)
i_d	Courant du générateur axe direct (pu)
i_q	Courant du générateur axe quadratique (pu)
R_a	Résistance par phase statorique(pu)
ω_0	Vitesse de synchronisme.(pu)
$\Delta\omega$	Variation da vitesse de rotor
ω	Pulsation naturel
f	Fréquence du mode i en rad/sec
H	Constante d'inertie
ζ_{cr}	Valeur critique du facteur d'amortissement
δ	Angle de rotor
σ_{cr}	Marge de stabilité absolue
Δf	Variation de la la fréquence du jeu de barre
$D_p \%$	Dépassement maximum en pour cent
t_p	Temps de pic

Introduction générale

Depuis une vingtaine d'années, les systèmes des puissances doivent faire face à des défis très importants. La libération du marché de l'électricité crée des scénarios de fonctionnement beaucoup plus complexes que par le passé. L'augmentation permanente de la dépendance électrique de la société moderne implique un fonctionnement des systèmes des puissances à 100% de leur capacité et une sûreté maximale. En outre, la qualité de la puissance électrique est devenue actuellement un grand souci pour les consommateurs et les fournisseurs. Par conséquent, des critères rigoureux de développement et de fonctionnement sont de plus en plus exigés.

Dans ces conditions, la stabilité des systèmes des puissances devient une des préoccupations majeures pour les fournisseurs d'électricité. Ces systèmes doivent rester stables pour toutes les petites variations au voisinage des points de fonctionnement ainsi que pour des conditions sévères. Les nouvelles méthodes et les nouvelles technologies permettant d'améliorer la stabilité des systèmes font par conséquent l'objet de travaux de recherche extrêmement important.

Plusieurs des méthodes modernes ont déjà fait l'objet d'applications industrielles dans des domaines de pointe tels que l'aéronautique et la robotique. On est alors en droit de s'interroger sur leur efficacité quant au problème de la conception des régulateurs de tension et de vitesse qui assurent la stabilité des réseaux électriques.

Le Régulateur Automatique de Tension (AVR) et le Régulateur de Vitesse ou Gouverneur sont caractérisés par un échange faiblement amorti de puissance électrique entre deux ou plusieurs zones du réseau.

Le AVR et le Gouverneur ne peuvent donc pas garantir à eux seuls le bon fonctionnement des réseaux électriques sans l'aide d'un stabilisateur. Ce dernier communément appelé Stabilisateur de Réseaux Électriques (*PSS*) ajoute un amortissement supplémentaire à travers l'excitation du générateur à partir de l'erreur de vitesse ou de la variation de la puissance électrique. Il ajoute donc une boucle indépendante supplémentaire. [1]

Cette nouvelle structure a une meilleure performance et amortit relativement bien les oscillations locales et inter zones. Cependant. Le *PSS* et le *AVR* agissent simultanément, de façon indépendante et non coordonnée sur l'excitation du générateur. Un compromis est donc effectué afin d'assurer le bon fonctionnement de l'ensemble. Ainsi. Avec l'ajout du *PSS*, on note généralement une certaine détérioration de la qualité de la régulation de tension.

Une autre méthode de *PSS* basé sur la logique floue. Ceci est due à la possibilité d'introduire des connaissances exprimées sous forme de règle d'inférence pour déterminer les fonctions d'appartenances, on se basent sur l'expérience humaine dans le domaine. En particulier, l'application de théorie des ensembles flous dans la commande des processus. Par simulation, nous allons visualiser et comparer le temps d'atténuation des oscillations liées aux systèmes électrique (machine synchrone reliées à un réseau infini) quand ils sont soumis à une perturbation, donc voir l'effet de l'intelligence artificielle sur le système par rapport au conventionnel, c'est-à-dire l'amélioration davantage de la stabilité du système de puissance.

Le *PSS* et logique floue sont toujours considérés comme un moyen efficace pour l'amortissement des modes électromécaniques locaux, mais en même temps son rôle dans l'amortissement des modes interrégionaux reste toujours considéré comme faible. L'objectif de notre travail est ainsi d'assurer un amortissement maximum des modes interrégionaux aussi bien que des modes locaux. Pour atteindre cet objectif, nous proposons un réglage optimal des *PSS* et logique floue « *FUZZY* ». Ceci permet d'assurer un amortissement satisfaisant des oscillations rotoriques et de garantir la stabilité globale du système pour différents points de fonctionnement [1].

Notre thème est composé de quatre chapitres :

- Le premier chapitre donne, au début, la définition d'un système de puissance puis l'étude d'un système de puissance constitué d'une machine synchrone liée par ligne de transmission à un jeu de barres infini, les différents types de stabilité et différentes méthodes d'analyse de la stabilité transitoire, et l'amélioration de la stabilité par les *PSS*, et leurs nouveaux types, dans la fin du chapitre on a analysé de la performance et critères de bonne régulation.
- Dans le deuxième chapitre, nous avons présenté la modélisation du système de puissance et modèle de *PSS* (Power System Stabilizer) pour les études de la stabilité angulaire et la constitué *PSS* conventionnel (classique ou avance/retard) .
- Le troisième chapitre concerne une présentation théorique de la logique floue qui est une méthode basé sous forme de règles d'inférence pour assurer une bonne amélioration de la stabilité de système de puissance.
- En fin, le quatrième chapitre présente les résultats de simulation des réseaux test étudiés (Machine synchrone connecté a un jeu de barre infini SMIB et réseau multi-machines). Afin de mettre en évidence les résultats obtenus pour des différents types de perturbations avec le stabilisateur par logique floue, les performances de ce dernier ont été comparées avec deux stabilisateurs différents.

Stabilité du système de puissance

I.1 Introduction :

Lors de l'étude du comportement des réseaux d'énergie électriques, l'un des problèmes les plus importants que l'on rencontre souvent est l'étude de la stabilité. En effet, depuis la révolution industrielle au milieu du XVIII^e siècle, la demande en électricité ne fait qu'augmenter pour pouvoir faire fonctionner les usines et desservir les ménages. Les réseaux électriques ont bien évidemment connu un développement important. Il s'est donc avéré urgent d'examiner en tout temps le comportement des réseaux face à de faibles et/ou de grandes perturbations. Ces perturbations, qui peuvent être d'origine diverses, sont la source d'une différence entre la puissance mécanique (la production) et la puissance électrique (la consommation).

Dans ce chapitre, on commence par définir les différents types de stabilité pour évoquer ensuite brièvement différentes méthodes d'analyse de la stabilité transitoire d'analyse de la performance et critères de bonne régulation.

I.2 La Définition de Stabilité d'un système de puissance :

Pendant des années, des recherches diverses et complexes étaient effectuées pour comprendre les problèmes de stabilité des systèmes de puissance. Ainsi de nombreuses définitions de la stabilité de systèmes de puissance étaient proposées en insistant sur les divers aspects qui reflètent la manifestation de l'état stable de système. La définition la plus récente, que nous adopterons, est le résultat d'un groupe de travail conjoint *IEEE/CIGRE*[2].

« La stabilité d'un système de puissance est la capacité d'un système d'énergie électrique, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de retrouver le même état ou un autre état d'équilibre après avoir subi une perturbation physique, en gardant la plupart des variables de système dans leurs limites, de sorte que le système entier reste pratiquement intact ».

Ainsi un système de puissance possédant un état d'équilibre est considéré comme stable, si suite à une perturbation, le système peut encore retrouver une position d'équilibre. Le système est également considéré comme stable s'il tend vers une autre position d'équilibre située dans la proximité du point d'équilibre initial[3]

I.3 Description générale du système du puissance étudié "SMIB" :

Un réseau SMIB (Single Machine Infinity Bus System) est constitué d'une machine synchrone qui alimente un réseau électrique de puissance infinie (c'est-à-dire dont la puissance est largement supérieure à celle de la génératrice synchrone) au travers de lignes et d'un transformateur. La machine synchrone est modélisée par une force électromotrice constante E derrière une réactance X_e . Le nœud infini est un point où la tension est constante et fixée en module et en phase (inertie très grande des autres machines).

La figure(I.1) représente un système standard *IEEE* type *SMIB* (Single Machine Infinity Bus System) avec la commande d'excitation du Générateur Synchrone Puissant (*GSP*) [4].

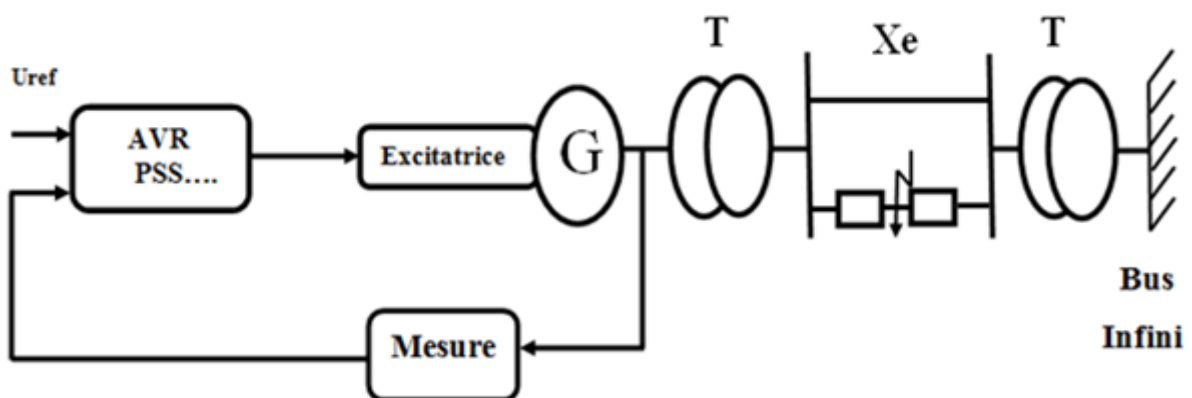


Figure I.1: Système standard *IEEE* type *SMIB* avec commande d'excitation du générateur synchrone puissant.

I.4 Les causes d'instabilité [5]:

Les causes sont diverses et variées dans le différent blackout. Ces causes peuvent provoquer directement le blackout ou aggraver la condition du système qui pourra mener indirectement au blackout.

- **Le court-circuit** : un court-circuit provoque un déséquilibre important entre le couple moteur et le couple résistant.
- **La surcharge** : à charge nominale, les alternateurs ont un faible couple synchronisant car la valeur de l'angle interne δ se rapproche de 90° . Si l'angle δ dépasse 90° le système devient instable.
- **La défaillance d'une protection.**

I.5 Les différents types de stabilité :

L'instabilité d'un réseau électrique peut être causée par de nombreux facteurs comme il est précisé précédemment. L'analyse des problèmes de stabilité et l'identification des facteurs contribuant à l'atteinte de stabilité ont permis d'améliorer la stabilité des réseaux électriques et de classer la stabilité en fonction de leur nature. Pour cette classification on se base surtout sur :

- la nature physique de l'instabilité.
- l'amplitude de la perturbation.
- la plage de temps nécessaire pour assurer la stabilité.
- les dispositifs et les processus nécessaires pour assurer la stabilité.

la stabilité est divisée en trois groupes, a savoir:

- la stabilité de l'angle de rotor.
- la stabilité de tension.
- la stabilité de fréquence.

La figure(I.2) présente ces principales catégories de stabilité d'un système de puissance et leurs sous-catégories.

Traditionnellement, le problème de la stabilité a été de maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs du système. Ainsi, pour avoir une production satisfaisante de la puissance électrique, toutes les machines synchrones du système doivent fonctionner en synchronisme. Cet aspect de la stabilité est influencé par les dynamiques de l'angle de rotor de générateur et de la relation puissance-angle.

L'instabilité peut également avoir lieu sans perte de synchronisme. Par exemple, un système composé d'un générateur alimentant un moteur à induction peut devenir instable en raison de l'effondrement de la tension de la charge. Dans ce cas, c'est la stabilité et le contrôle de la tension qui créent le problème, plutôt que le maintien du synchronisme. Ce type d'instabilité peut aussi se produire dans le cas de charges couvrant une vaste zone dans un grand système.

Un autre type d'instabilité peut avoir lieu : dans l'éventualité d'un fort écart entre la puissance de la charge et la puissance de la génération, les contrôleurs principaux des générateurs et de la charge deviennent importants. S'ils ne sont pas bien coordonnés, il est possible que la fréquence du réseau devienne instable. Des unités de générations et/ou de charges peuvent finalement être déclenchées en entraînant une panne du système. Dans ce cas, les générateurs peuvent rester en synchronisme mais le système devient instable [3].

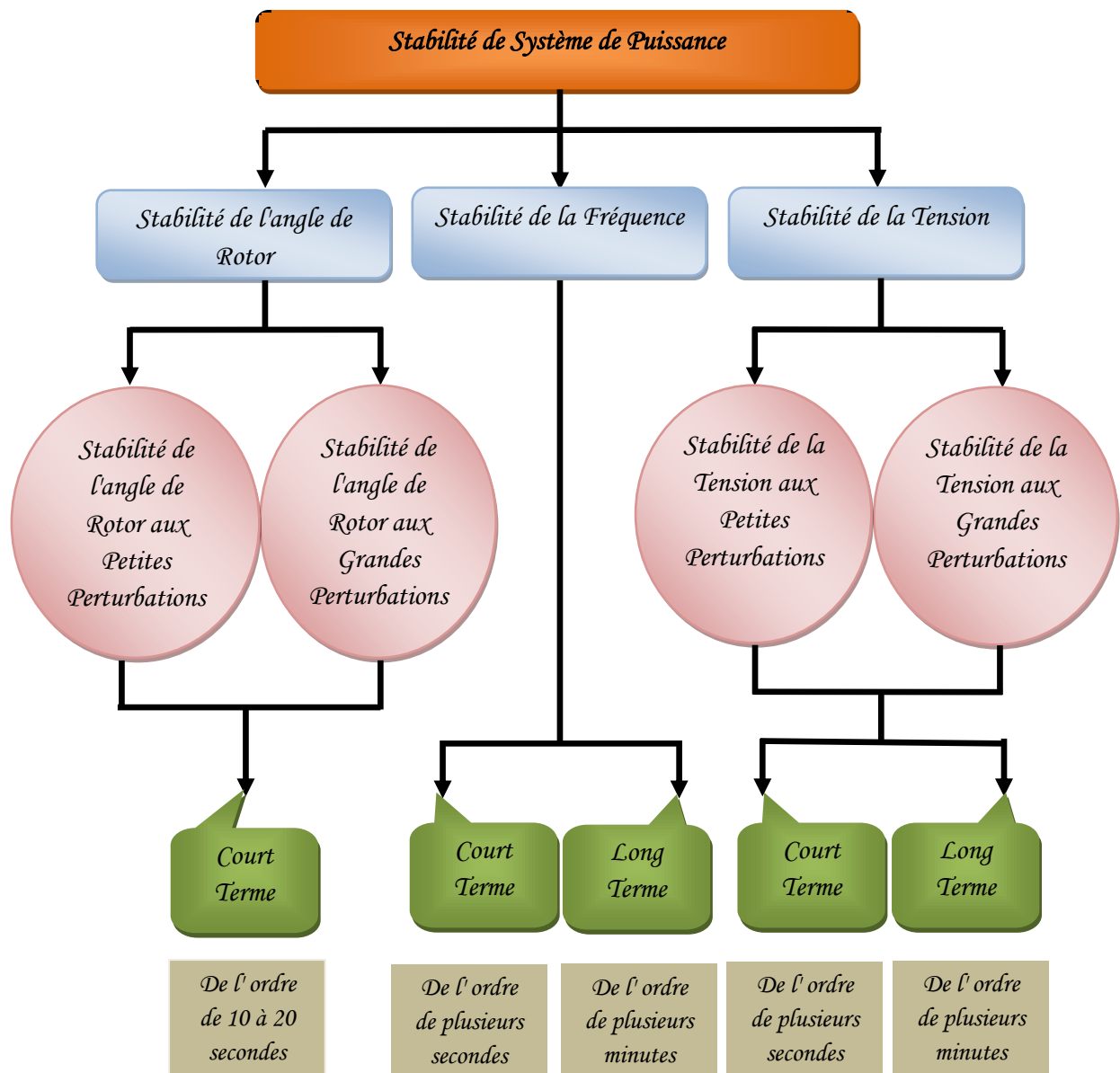


Figure I.2: Classification des différents types de la stabilité de système de puissance.

I.5.1 La stabilité de l'angle de rotor :

« La stabilité de l'angle de rotor concerne la capacité des machines synchrones d'un système de puissance interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétique et mécanique agissant sur le rotor de chaque machine synchrone du système. L'instabilité qui peut résulter se produit sous forme d'augmentation des oscillations angulaires de certains générateurs pouvant conduire à une perte de synchronisme avec d'autres générateurs» [3].

Suivant l'amplitude de la perturbation, nous pouvons caractériser la stabilité de l'angle de rotor en deux sous-catégories :

I.5.1.1 Stabilité angulaire aux petites perturbations (stabilité dynamique) :

« Elle se définit par la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme en présence des petites perturbations. L'instabilité résultante se manifeste sous forme d'un écart croissant, oscillatoire ou non-oscillatoire, entre les angles de rotor »

I.5.1.2. Stabilité angulaire aux grandes perturbations (stabilité transitoire) :

« Elle concerne la capacité du système de puissance de maintenir le synchronisme après avoir subi une perturbation sévère transitoire tel un court-circuit sur une ligne de transmission ou une perte d'une partie importante de la charge ou de la génération. La réponse du système implique de grandes variations des angles de rotor. Elle dépend de la relation non-linéaire couples- angles ».

La stabilité transitoire dépend non seulement de l'amplitude des perturbations et du point de fonctionnement initial mais elle dépend également des caractéristiques dynamiques du système. Elle se manifeste à court terme sous forme d'un écart croissant de façon aperiodique de certains angles de rotor. Si l'instabilité se manifeste directement suite à la perturbation (plus précisément dans la première seconde qui suit l'élimination du défaut), elle est appelée instabilité de première oscillation (First Swing Instability), (cas 1, figure (I.3)), et elle s'étend sur 3 à 5 secondes.

L'instabilité transitoire peut aussi se manifester autrement. Elle peut résulter de la superposition des effets de plusieurs modes d'oscillation lents excités par la perturbation, provoquant ainsi une variation importante de l'angle de rotor au-delà de la première oscillation (instabilité de multi oscillations), (cas 2, figure (I.3)). La gamme de temps associée va de 10 à 20 secondes.

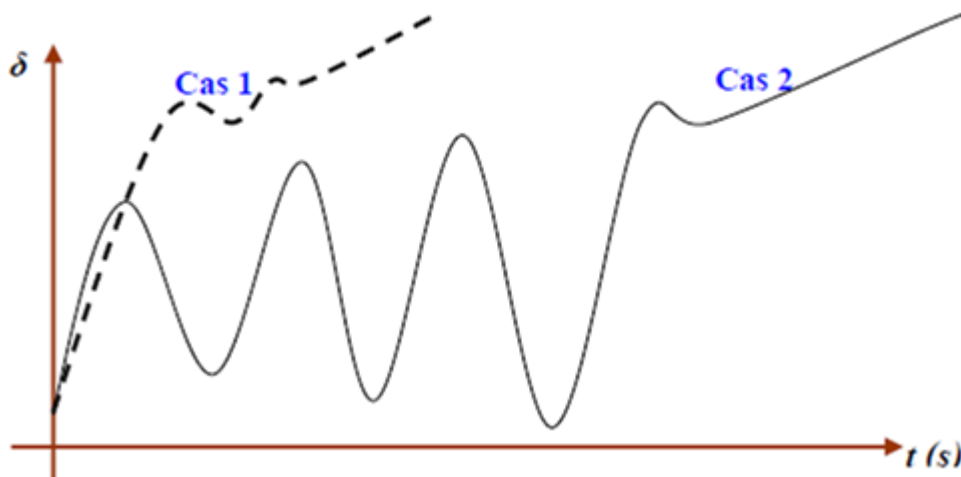


Figure I.3: Variation d'angle de rotor.

Cas 1 : instabilité de première oscillation. **Cas 2 :** instabilité de multi-oscillations.

I.5.2 La stabilité de tension :

« La stabilité de tension, par définition, se rapporte à la capacité d'un système de puissance, pour une condition de fonctionnement initiale donnée, de maintenir des valeurs de tensions acceptables à tous les nœuds du système après avoir subi une perturbation. La stabilité de tension dépend donc de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre la demande de la charge et la fourniture de la puissance à la charge. L'instabilité résultante se produit très souvent sous forme de décroissance progressive de tensions à quelques nœuds ».

Elle est peut être classée en deux catégories ; la stabilité de tension aux grandes perturbations et aux petites perturbations :

- ✓ ***Stabilité de tension aux grandes perturbations:*** Le souci dans ce cas est de maintenir des tensions normales aux nœuds de réseau électrique après une grande perturbation. La stabilité est déterminée ici par les caractéristiques du système et de charge, et par les interactions entre les différents dispositifs de commande de tension dans le système.
- ✓ ***Stabilité de tension aux petites perturbations:*** elle est définie comme la capacité du réseau électrique à maintenir les tensions des nœuds dans les limites de fonctionnement permises en présence des grandes perturbations à savoir la perte d'équipement de transport ou de production, le court circuit,...etc [6].

I.5.3 La stabilité de fréquence :

« La stabilité de la fréquence d'un système de puissance se définit par la capacité du système de maintenir sa fréquence proche de la valeur nominale suite à une perturbation sévère menant par conséquent à un important déséquilibre, entre les puissances produite et consommée ».

I.6 Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire :

I.6.1 Intégration Numérique :

L'étude de la stabilité en utilisant cette méthode consiste à trouver un modèle mathématique capable de représenter le réseau et la dynamique des machines durant trois phases importantes : avant, pendant et après une perturbation quelconque. Les équations sont résolues dans le domaine temporel en se servant des méthodes d'intégration numérique [7] . Les méthodes les plus utilisées sont la méthode d'Euler modifiée et celle de Runge-Kutta d'ordre 4.

I.6.2 Méthodes directes ou méthodes énergétiques :

I.6.2.1 Méthodes graphiques (Critère d'égalité des aires) :

Le critère d'égalité des aires (EAC : Equal Area Criterion) est utilisé dans l'étude de la stabilité transitoire développé à l'origine pour un système mono-machine, et par la suite aux systèmes multi machines en les remplaçant par une machine équivalente reliée à un noeud infini. Cette méthode graphique permet de conclure la stabilité du système sans tracer et analyser les réponses temporelles[8].

Pour expliquer cette approche, nous prenons un système de puissance simple constitué d'un générateur synchrone connecté à un jeu de barre infini via une ligne de transmission, figure (I.4).

Le générateur est modélisé par une source de tension idéale en série avec une réactance transitoire (modèle classique) [9]. La ligne et le transformateur sont représentés par la réactance équivalente.

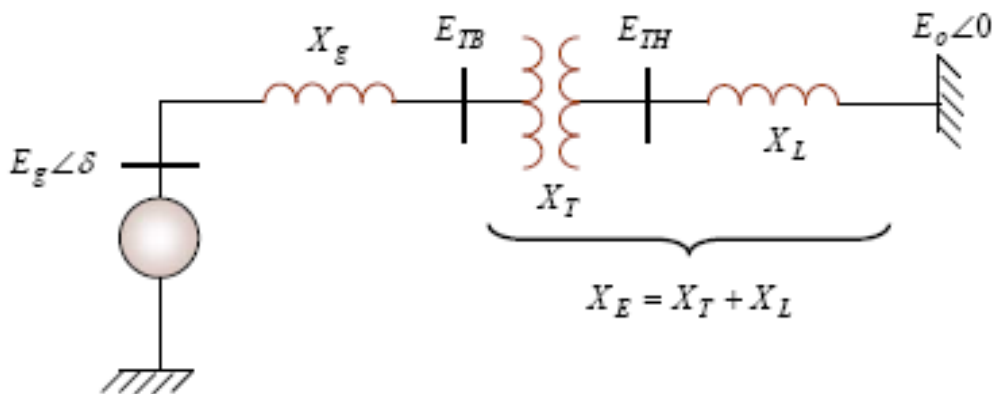


Figure I.4: Machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.

Dans l'état de l'équilibre, La puissance produite par le générateur P_e est donnée par l'équation suivante :

$$P_e = \frac{E_g E_0}{X_g + X_L} \sin \delta \quad (\text{I-1})$$

Il apparaît clairement que, P_e est une fonction sinusoïdale de δ , figure (I.5), où sa valeur maximale P_{max} est donnée par l'équation (I-2) :

$$P_{max} = \frac{E_g E_0}{X_g + X_L} \quad (\text{I-2})$$

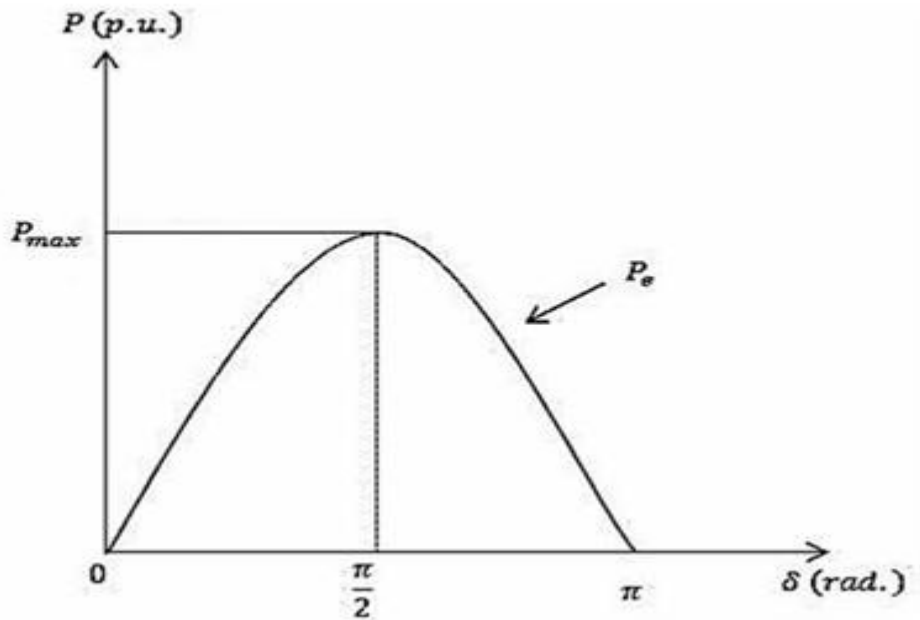


Figure 1.5: Représentation de la puissance électrique par rapport à l'angle du rotor

Le critère d'égalité des aires regroupe l'équation du mouvement et la courbe $(P - \delta)$ traditionnelle représentant la relation entre la puissance produite par le générateur et l'angle de rotor. Dans la figure (I.6):

- ✓ La première zone (zone A_1 , zone d'accélération) se situe au-dessous de la droite horizontale correspondante au point de fonctionnement initial (la droite de charge). Elle est limitée par les deux angles de rotor (δ_0 et δ_1) correspondants à l'apparition et à la disparition de défaut. Cette zone est caractérisée par l'énergie cinétique stockée par le rotor du fait de son accélération : $P_m > P_e$.
- ✓ La deuxième zone (zone A_2 , zone de décélération), qui commence après l'élimination du défaut, se situe en dessus de la droite de charge : elle est caractérisée par la décélération du rotor : $P_m < P_e$.

Si le rotor peut rendre dans la zone A_2 toute l'énergie cinétique acquise durant la première phase, le générateur va retrouver sa stabilité. Mais si la zone A_2 ne permet pas de restituer toute l'énergie cinétique, la décélération du rotor va continuer jusqu'à la perte de synchronisme.

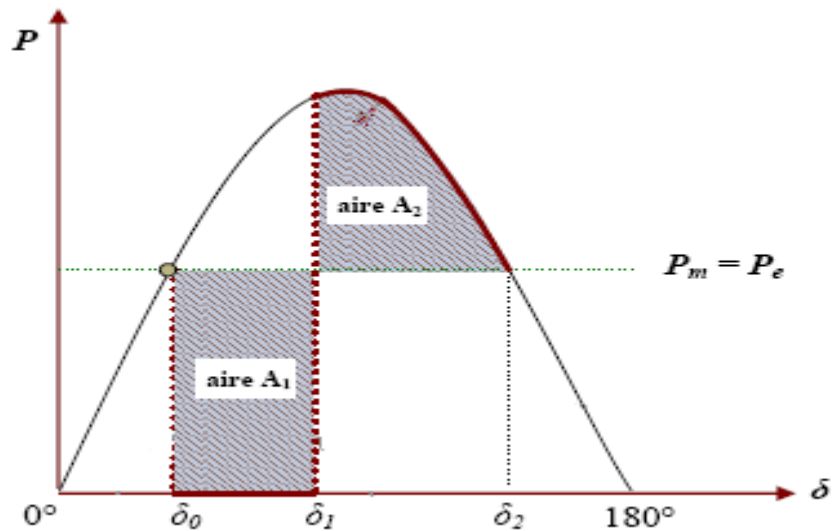


Figure I.6: Critère de l'égalité des aires

La relation entre les aires des zones (A1 et A2) et la stabilité transitoire peut être mathématiquement expliquée comme suit :

Rappelons tout d'abord que l'équation du mouvement de générateur est donnée par la relation suivante :

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H} (P_m - P_e) \quad (\text{I-3})$$

H : la constante d'inertie.

ω_0 : la vitesse de synchronisme.

P_m : la puissance mécanique fournie au générateur.

P_e : la puissance électrique du générateur.

En multipliant cette équation par $2 \cdot \frac{d\delta}{dt}$, en intégrant par rapport au temps et en faisant un changement de variables, nous obtenons :

$$\left(\frac{d\delta}{dt}\right)^2 + cte = \int_{\delta_0}^{\delta_2} \frac{\omega_0}{H} (P_m - P_e) \quad (\text{I-4})$$

δ_0 : l'angle de rotor, initial, à l'instant de l'application de défaut.

δ_2 : l'angle de rotor à la fin de la période transitoire.

Ainsi, lorsque: $t = 0 \Rightarrow \delta = \delta_0 \frac{d\delta}{dt} = 0 \Rightarrow$ la constant $cte = 0$.

Après l'élimination du défaut, l'angle δ va s'arrêter de varier et le générateur va retrouver sa vitesse de synchronisme, lorsque $\frac{d\delta}{dt} = 0$.

Par conséquent, l'équation (I-4) s'écrit comme suit :

$$\int_{\delta_0}^{\delta_2} (P_m - P_e). d\delta = 0 \quad (\text{I-5})$$

$$\Rightarrow \int_{\delta_0}^{\delta_1} (P_m - P_e). d\delta + \int_{\delta_1}^{\delta_2} (P_m - P_e). d\delta = 0 \quad (\text{I-6})$$

Où : δ_1 est l'angle de rotor à l'instant de l'élimination de défaut.

$$\Rightarrow A_1 - A_2 = 0 \quad (\text{I-7})$$

Ainsi, la limite de la restauration de la stabilité transitoire se traduit mathématiquement par l'égalité des aires de la zone A_1 et de la zone A_2 : cette condition est appelée critère d'égalité des aires (Equal Area Criterion).

Par conséquent, les contrôleurs de la stabilité transitoire peuvent améliorer la stabilité soit en diminuant la zone d'accélération (zone A_1), soit en augmentant la zone de décélération (zone A_2) Cela peut être réalisé soit en augmentant la puissance électrique, soit en diminuant la puissance mécanique. En outre, un système statique d'excitation avec une tension maximale élevée et d'un régulateur de tension possédant une action "puissante" et rapide représente un moyen très efficace et économique pour assurer la stabilité transitoire[10].

I.6.2.2 Méthodes directes de Lyapunov :

Durant les deux dernières décennies, les méthodes énergétiques directes ont suscité l'intérêt de plusieurs chercheurs. A.M. Lyapunov a développé une structure générale pour l'évaluation de la stabilité d'un système régit par un ensemble d'équations différentielles afin d'obtenir une évaluation plus rapide.

L'idée de base des nouvelles méthodes développées est de pouvoir conclure sur la stabilité ou l'instabilité du réseau d'énergie sans résoudre le système d'équations différentielles régissant le système après l'élimination du défaut. Elles utilisent un raisonnement physique simple basé sur l'évaluation des énergies cinétique et potentiel du système [11-12].

La dynamique du réseau d'énergie électrique est décrite par un système d'équations différentielles non linéaires de la forme suivante :

$$\frac{dx}{dt} = f(x, u)$$

Avec x : vecteur des variables d'état du système.

u : vecteur des paramètres du système.

Soit une trajectoire x_s , on dit que x_s est un point d'équilibre du système si $f(x_s, u) = 0$. Le théorème de stabilité de Lyapunov stipule que le point d'équilibre (origine) x_s est stable si dans un certain voisinage Ω de l'origine x_s , il existe une fonction réelle scalaire (fonction de Lyapunov) $V(x)$

telle que :

1. $V(x_s) = 0$
2. $V(x) > 0$ pour tout x dans Ω
3. $\frac{d}{dt}V(x) \leq 0$ dans V

La troisième condition exprime que la fonction $V(x)$ diminue avec le temps et tend vers sa valeur minimale (le point d'équilibre du système x_s). Plus la valeur est négative, plus rapide est le retour du système vers x_s (amortissement des oscillations plus rapide).

Contrairement à l'approche temporelle, les méthodes directes cherchent à déterminer directement la stabilité du réseau à partir des fonctions d'énergie. Ces méthodes déterminent en principe si oui ou non le système restera stable une fois le défaut éliminé en comparant l'énergie du système (lorsque le défaut est éliminé) à une valeur critique d'énergie pré-déterminée.

Les méthodes directes énergétiques non seulement permettent de gagner un temps requis au calcul que nécessite l'analyse temporelle, mais donnent également une mesure quantitative du degré de stabilité du système. Cette information additionnelle rend les méthodes directes très intéressantes surtout lorsque la stabilité relative de différentes installations doit être comparée ou lorsque les limites de stabilité doivent être évaluées rapidement.

Un avantage clé de ces méthodes est leur habilité dans l'évaluation du degré de stabilité (ou d'instabilité). Le second avantage est leur capacité à calculer la sensibilité de la marge de stabilité pour divers paramètres du réseau, permettant ainsi un calcul efficace des limites d'exploitation.

I.7 Amélioration de la stabilité par les PSS :

Dans le premier cas, le problème d'oscillations électromécaniques est résolu en ajoutant au générateur un contrôleur spécifique appelé : (Power System Stabilizer (*PSS*)). Ce contrôleur détecte les variations de vitesse de rotor ou de puissance électrique du générateur et applique un signal, adapté, à l'entrée du régulateur de tension (*AVR*). Le générateur peut ainsi produire un couple d'amortissement additionnel qui compense l'effet négatif du système d'excitation sur les oscillations .

La structure du stabilisateur de puissance est une structure classique qui consiste en un gain, un filtre passe-haut et un ou plusieurs blocs de compensation de phase . Ces Stabilisateurs de puissance sont un moyen efficace et économique d'amélioration de la stabilité dynamique d'un système électrique . Un choix adéquat des paramètres des *PSS* engendre un bon amortissement des oscillations induites par les perturbations et améliore la stabilité de l'ensemble du système[13]..

I.7.1 Nouveaux types de PSS:

Avec le développement de la technologie des semi conducteurs, de nouveaux algorithmes sont maintenant implantés, et ceci pour remplacer les *PSS* analogiques (classique ou conventionnel) par des dispositifs à commande intelligente, à titre d'exemple[14]:

- Remplacement du *PSS* par un réseau de neurones artificiel (*RNA*).
- Remplacement du *PSS* par un contrôleur flou.
- *PSS* optimisée par l'algorithme génétique.
- *PSS* optimisée par essaims de particules (swarm intelligence based *PSS*).
- *PSS* hybrides.

II.8 Analyse de la performance et critères de bonne régulation :

II.8.1 Critères de simulation :

La performance d'un contrôleur nécessite des critères pour évaluer le "bon" comportement du système. Elle peut être spécifiée dans le domaine temporel et/ou fréquentiel [15].

Les caractéristiques dynamiques peuvent être décrites en examinant la réponse à une entrée typique (tel un échelon unité, ...). Ainsi, les spécifications de la réponse transitoire (tels le dépassement maximum, le temps de réponse, le temps de pic, ...) tout comme les critères intégraux (tels *IAE, ISE, ITAE, ...*) peuvent être utilisés comme indicateurs de performance des boucles de régulation[16] .

a. Critères temporels instantanés :

La réponse indicielle (réponse à un échelon unité) d'un système oscillant du deuxième ordre est donnée à la figure (I.8)[17].

Nous définissons les paramètres critiques apparaissant sur cette figure :

- **Dépassement maximum D_p :**

Il est la mesure de la valeur maximale atteinte par la réponse indicielle lors de son premier dépassement. Cette valeur est souvent pondérée par la valeur finale : on parle alors de dépassement maximum en pour cent, note (D_p %) et calculé par la relation suivante :

$$D_p \% = \frac{y_{max} - y_f}{y_f} \cdot 100 \quad (I-8)$$

Le dépassement maximum s'exprime en fonction du facteur d'amortissement comme suit :

$$D_p = \frac{\pi\xi}{e\sqrt{1-\xi^2}} \quad (I-9)$$

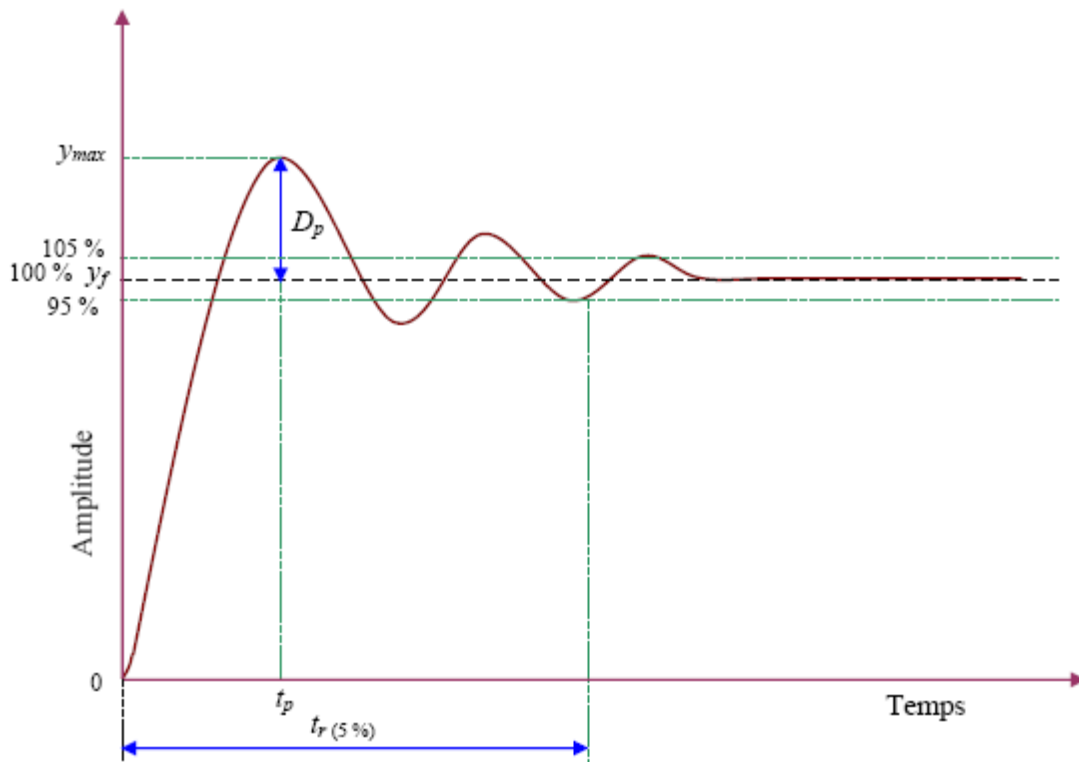


Figure I.7: Caractéristiques de la réponse indicielle d'un système.

- **Temps de pic t_p :**

Ce paramètre correspond à l'abscisse du dépassement maximum. Ce paramètre de temps peut être déterminé analytiquement en fonction du facteur d'amortissement et de la pulsation naturelle d'oscillation, comme suit :

$$t_p = \frac{\pi}{\omega_n \sqrt{1-\xi^2}} \quad (\text{I-10})$$

- **Temps de réponse (temps d'établissement) $t_r(5\%)$:**

Il correspond au temps nécessaire à la réponse indicielle pour atteindre sa valeur finale avec une tolérance de $\pm n\%$ près. La tolérance 5% est la plus communément utilisée. Ce paramètre caractérise la rapidité relative de la réponse du système. La relation approximative entre le temps de réponse, le facteur d'amortissement et la pulsation naturelle d'oscillation est donnée comme suit :

$$t_r(5\%) \approx \frac{3}{\omega_n \xi} \quad (\text{I-11})$$

Avec $0 < \xi < 1$

La valeur critique du temps de réponse de la stabilité dynamique (dite aussi stabilité dynamique) varie d'un opérateur de système de puissance à l'autre. Généralement, elle s'étend de 10 à 20 secondes[15].

Finalement, nous pouvons remarquer qu'une augmentation du facteur d'amortissement aboutit à une diminution du dépassement maximum et du temps de réponse.

b. Critères temporels intégraux :

Soit $\varepsilon(t)$ l'erreur dynamique associée à la réponse indicielle du système. Différents critères typiques peuvent être utilisés pour caractériser la performance du système régulé. Nous les définissons ci-dessous

- **Critère IAE, Intégrale de l'Erreur Absolue (Integral of Absolute Error) :**

Le critère de performance est le suivant :

$$IAE = \int_0^t |\varepsilon(t)| dt \quad (\text{I-12})$$

Etant donné que ce critère prend en compte tous les éléments de la réponse harmonique, il est donc important lorsque la réponse du système est oscillatoire ; les faibles amortissements ne sont pas ainsi conseillés.

- **Critère *ISE*, Intégrale du Carrée de l'Erreur (Integral of Square Error) :**

Le critère de performance est alors le suivant :

$$ISE = \int_0^t \varepsilon^2(t) dt \quad (\text{I-13})$$

En général, le fait de travailler avec le carré de l'erreur amplifie l'importance des valeurs de sortie qui s'écartent le plus de la valeur finale.

- **Critère *ITAE*, Intégrale de l'Erreur Absolue pondérée par le Temps (Integral Time multiplied by Absolute Error) :**

Le critère de performance est le suivant :

$$ITAE = \int_0^t t|\varepsilon(t)| dt \quad (\text{I-14})$$

Puisque la valeur du critère *ITAE* est pondérée par le temps, l'erreur statique est fortement pénalisée : les systèmes à réponse très oscillatoire sont ainsi pénalisés.

En règle générale, le système sera d'autant mieux réglé que le critère intégral choisi sera minimal.

II.9 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté d'une façon générale les différents types de stabilité. Nous avons présenté également une analyse fine sur la stabilité aux petites perturbations et les oscillations électromécaniques présentes dans les systèmes de puissance. Cette étude nous a ainsi permis de mettre en évidence les points importants suivants :

- Un système de puissance doit présenter un point d'équilibre stable dans les conditions de fonctionnement normales.
- Un système de puissance est stable s'il retrouve un état d'équilibre acceptable après avoir été soumis à une perturbation.
- La stabilité angulaire aux petites perturbations est habituellement considérée comme la capacité du système de puissance à maintenir le fonctionnement synchrone des générateurs pour de faibles variations des charges et des sources.

- Les oscillations électromécaniques sont généralement dues aux modes naturels du système. Ainsi, nous ne pouvons pas les éliminer. Cependant, leurs fréquences et leurs amortissements peuvent toujours être modifiés.
- Les stabilisateurs de puissance (*PSS*), par leur efficacité et leur coût réduit, sont les moyens habituels non seulement pour éliminer les effets négatifs des régulateurs de tension, mais aussi pour amortir les oscillations électromécaniques du système. En outre, l'amortissement assuré par les *PSS* permet au système de fonctionner au-delà même de la limite de la stabilité à l'état équilibré.

Modélisation du système de puissance

II.1 Introduction :

Étape l'importance, lorsqu'on veut analyser et commander un système d'énergie électrique, consiste à trouver un bon modèle mathématique. Généralement, un modèle, dans l'analyse des systèmes, est un ensemble d'équations ou de relations, qui décrit convenablement les interactions entre les différentes variables étudiées, dans la gamme de temps considérée et avec la précision désirée, pour un élément ou un même système physique, peut donner lieu à des modèles différents. Généralement, pour établir un modèle de réseau électrique pour les études dynamiques, on tient compte uniquement des équipements en activité pendant la plage temporelle du phénomène dynamique considéré. Le résultat est donc le modèle de connaissance complet du système : il se compose d'équations différentielles ordinaires non-linéaires et d'équations algébriques[18].

Les modèles présentés dans ce chapitre concernent les éléments suivants :

- Modèle de la machine synchrone.
- Régulation du générateur.
 - Régulateur de fréquence et modèle de la turbine .
 - Régulateur de tension et modèle du système d'excitation .
 - Modèle de *PSS*(Power System Stabilizer).

II.2 Modèle de la machine synchrone :

L'énergie électrique est généralement produite par les machines synchrones. Ces dernières sont caractérisées par une vitesse de rotation de l'arbre de sortie de chaque machine égale à la vitesse de rotation du champ tournant. Pour obtenir un tel fonctionnement, un couple mécanique issu d'une énergie primaire source, comme l'énergie hydraulique, l'énergie nucléaire ou l'énergie chimique, est appliqué à l'axe de la machine synchrone via un lien mécanique intermédiaire, à savoir la turbine. Le champ magnétique rotorique est généré habituellement par un circuit d'excitation alimenté par courant continu. La position du champ magnétique rotorique est alors fixe par rapport au rotor : ceci impose en fonctionnement normal une vitesse de rotation identique entre le rotor et le champ tournant statorique. Ainsi, les enroulements du stator sont soumis à des champs magnétiques qui varient périodiquement. Une f_{em} de courant alternatif est donc induite dans le stator[3].

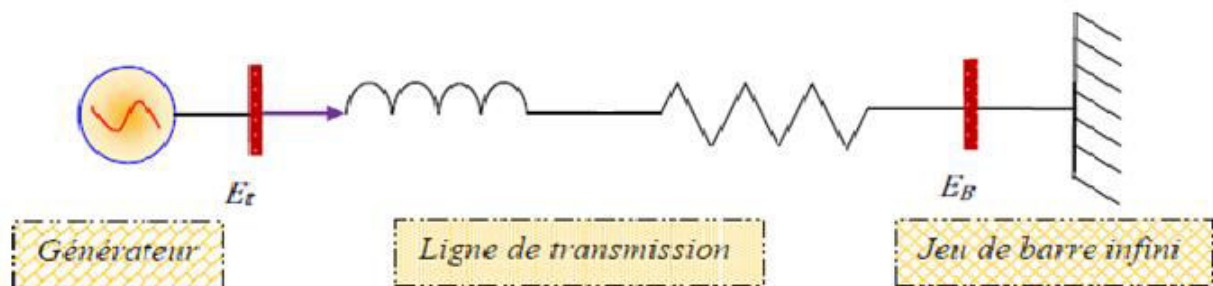


Figure II.1: Circuit équivalent de la machine synchrone connectée à un jeu de barre infini.

Le modèle du générateur et de ses contrôles se limite habituellement aux équations différentielles ordinaires couplées entre elles. Il existe plusieurs modèles, allant du plus simple, le modèle classique représentant seulement les caractéristiques électromécaniques du générateur[19].

Les grandeurs de machine (générateur) sont représentées sur la figure (II.1)

E' : f_{em} du générateur induite.

E_B : La tension du jeu de barre infini.

X : Réactance synchrone et réactance transitoire.

δ : La variation d'oscillation de rotor en rad .

Ce modèle néglige l'amortissement produit par les courants de Foucault dans le corps de rotor (on suppose que la $f_{em}(E')$ est constant).

II.2.1 Équations électriques :

Nous allons déterminer les équations algébriques du stator de cette machine.

Le courant de la ligne est exprimé par l'expression suivant :

$$I = \frac{(E' \angle 0^\circ - E_B \angle -\delta)}{jX_T} = \frac{E' - (E_B \cos \delta - j \sin \delta)}{jX_T} \quad (\text{II-1})$$

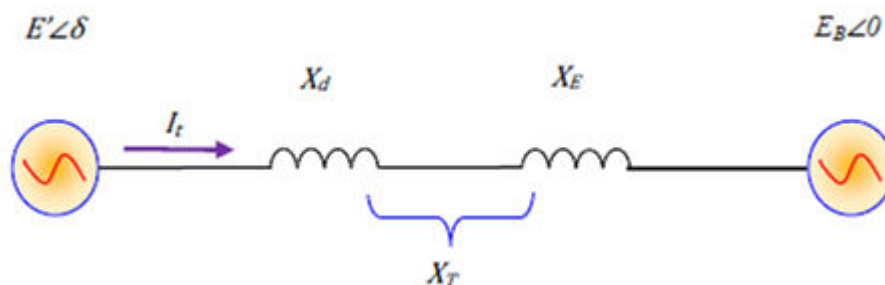


Figure II.2: Modèle classique de générateur.

Les puissances électriques (apparente S , active P , réactive Q) de la machine sont donnée par :

$$S = P + jQ = \frac{E'E_B \sin \delta}{X_T} + j \frac{E'E_B \cos \delta}{X_T} \quad (\text{II-2})$$

Étant donné que les phénomènes transitoires dans le stator sont négligés, le couple électrique est donc égale à la puissance électrique active en per-unit. Ainsi $T_e = P_e$.

$$T_e = P = \frac{E'E_B}{X_T} \sin \delta \quad (\text{II-3})$$

Un déséquilibre entre les couples mécanique et électromagnétique agissant sur le rotor, provoque une variation du mouvement du rotor, par rapport à une référence synchrone tournante. Ainsi le couple électromagnétique joue un rôle important dans la stabilité angulaire. Ce couple est généralement produit par les interactions entre les trois circuits du stator de générateur, le circuit d'excitation et d'autres circuits tels les enroulements amortisseurs[19].

Suit à une perturbation, les variations du couple électromagnétique peuvent s'exprimer en fonction des variations d'angle de rotor $\Delta\delta$ et de vitesse $\Delta\omega$, suivant l'équation (II-4),[20] :

$$\Delta T_e = \frac{\partial T_e}{\partial \delta} \Delta\delta = \frac{E'E_B}{X_T} \cos \delta (\Delta\delta) = K_s \Delta\delta \quad (\text{II-4})$$

K_s : Coefficient de couple synchronisant.

K_A : Coefficient de couple d'amortissent.

Le couple synchronisant T_s est donnée par la composante $T_s = K_s \Delta\delta$, il représente la variation de couple électromagnétique en phase avec la variation d'angle de rotor $\Delta\delta$.

Le couple synchronisant est produit par les interactions les enroulements du stator et la composante fondamentale du flux de l'entrefer. Ce couple tend à accélérer le rotor pour le ramener à sa position initiale. Il agit comme un couple de rappel d'un ressort d'un système mécanique, masse-ressort[21].

Pour des petites déviations du point de fonctionnement, le coefficient de couple synchronisant K_s est représenté par la pente de la courbe de la relation (puissance-angle), comme le montre la

figure (II.3).

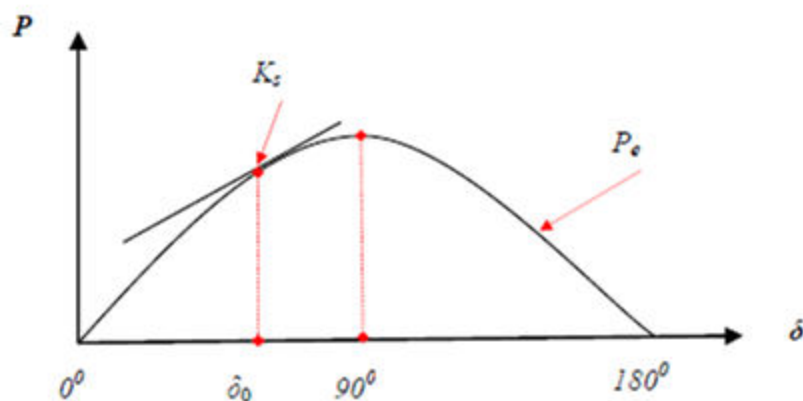


Figure II.3: La relation (puissance-angle) du générateur et le coefficient de couple synchronisant

Si δ_0 est l'angle de puissance à l'état équilibré, entre la tension interne du générateur E' et la tension du jeu de barre infini E_B la pente de courbe à δ_0 est simplement la dérivée de la fonction puissance-angle :

$$K_s = \left. \frac{\partial P_e}{\partial \delta} \right|_{\delta_0} = \frac{E' E_B}{X} \cos \delta_0 \quad (\text{II-5})$$

Le couple synchronisant détermine alors la capacité du système de supporter une grande perturbation sans perdre le synchronisme : il est un facteur important pour la stabilité transitoire. En cas des petites perturbations, le couple synchronisant détermine la fréquence des oscillations.

Le couple d'amortissement T_A est donné par la composante, $T_A = K_A \Delta\omega$, il représente la variation de couple électromagnétique en phase avec la variation de la vitesse de rotor $\Delta\omega$.

II.2.2 Équations mécaniques :

Les propriétés mécaniques des machines synchrones se modélisent généralement à l'aide de l'équation, du mouvement basée sur le théorème du moment cinétique[22]. Cette équation présente une importance fondamentale dans l'étude des oscillations électromécaniques, car ces oscillations représentent un phénomène important dans la plupart des systèmes électro-énergétiques, en particulier ceux qui contiennent de lignes de transmission longues[22]. Dans le fonctionnement à l'état d'équilibre, toutes les machines synchrones du système tournant à la même vitesse angulaire électrique. Le couple mécanique T_m est de même sens que le sens de l'axe du générateur. Le couple électrique T_e est de sens opposé à la rotation et ce couple mécanique[23] , figure (II.4). Lors d'une perturbation, un ou plusieurs générateurs peuvent être accélérés ou ralentis et il y a donc risque de perdre le synchronisme. Ceci peut avoir impact important sur la stabilité du système et les générateurs perdant le synchronisme doivent être débranchés, sinon ils pourraient être sévèrement endommagés.

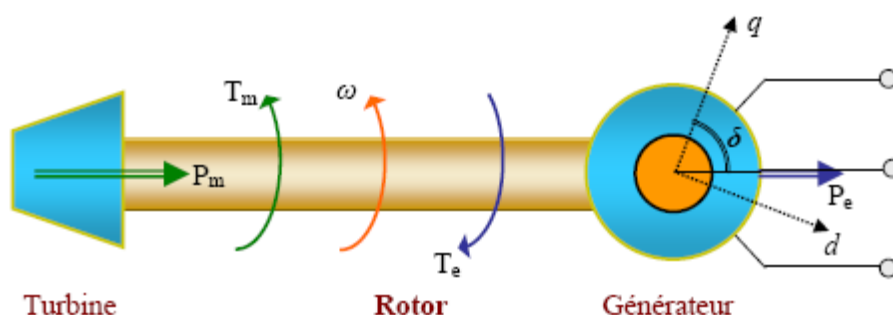


Figure II.4: Couple mécanique et électrique agissant sur l'axe d'un générateur.

S'il y a un déséquilibre des couples agissant sur le rotor de la machine, cette dernière va accélérer ou ralentir selon l'équation du mouvement suivant :

$$\Delta\dot{\omega} = \frac{1}{2H} (T_m - T_e) \quad (\text{II-6})$$

Avec H constant d'inertie (en secondes) représentant l'inertie totale de toutes les masses tournantes connectées à l'arbre du générateur.

Pour des oscillations à faibles fréquences, le courant induit dans les enroulements amortisseurs est négligeable. Par conséquent les enroulements amortisseurs peuvent être complètement négligés dans la modélisation du système. Si les enroulements amortisseurs sont ignorés, le couple d'amortissement produit par ces enroulements amortisseurs est donc également négligeable. Pour tenir compte de la composante du couple négligée, on introduit dans l'équation du mouvement un

terme de compensation K_D (nommé aussi coefficient d'amortissement) en pu [24]. Ce coefficient représente l'amortissement naturel du système :

il empêche l'accroissement des oscillations, à moins qu'une source d'amortissement négatif soit introduite (tel le régulateur de tension du système d'excitation).

L'équation du mouvement peut être donc réécrite comme suit :

$$\Delta \dot{\omega}_r = \frac{1}{2H} (T_m - T_e - K_D \Delta \omega_r) \quad (\text{II-7})$$

L'équation de l'angle de rotor est donnée par :

$$\Delta \dot{\delta} = \omega_0 \Delta \omega_r \quad (\text{II-8})$$

Avec :

$\Delta \omega_r$: Déviation de la vitesse angulaire du rotor, en pu .

ω_0 : vitesse de synchronisme (vitesse de base), en rad/sec ,

($\omega_0 = 2\pi f$, f Fréquence nominale, en Hz).

T_m : Couple mécanique fourni par la turbine, en pu .

T_e : Couple électromagnétique associée à la puissance électrique P_e produite du générateur,

$$(T_e = \frac{P_e}{\omega_r}), \text{ en } pu.$$

K_D : Coefficient d'amortissement du générateur, en pu .

δ : Angle de rotor, en rad .

D'après transformation de LAPLACE des équations (II-7) et (II-8), après on remplace ΔT_e . on trouve :

$$\begin{cases} S \Delta \omega_r = \frac{1}{2H} (\Delta T_m - K_S \Delta \delta - K_D \Delta \omega_r) \\ S \Delta \delta = \omega_0 \Delta \omega_r \end{cases} \quad (\text{II-9})$$

On va réécrire l'équation précédente sous forme matricielle :

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-K_D}{2H} & \frac{-K_S}{2H} \\ \omega_r & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega_r \\ \Delta \delta \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \frac{1}{2H} \\ 0 \end{bmatrix} \Delta T_m \quad (\text{II-10})$$

L'équation (II-10) à la forme ($\dot{x} = Ax + Bu$), les éléments de matrice dépendant des paramètres de système K_D, H, X_T et la condition initial est présentée par la valeur de E' et δ_0 .

Cet équation (II-10) décrivant le signal de performance est représenté dans le schéma de bloc ci-dessous :

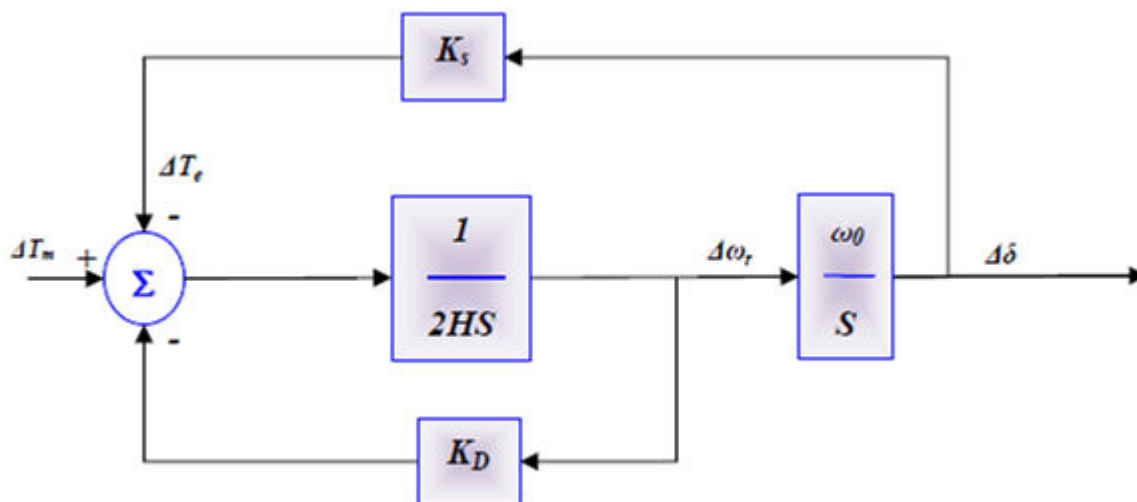


Figure II.5: Schéma bloc du système (mono machine-jeu de barre infini) avec le Modèle classique.

D'après le schéma bloc précédent, on est formé notre système sous forme équation différentiel à deuxième ordre.

$$\Delta\delta = \frac{\omega_0}{S} \left(\frac{1}{2HS} (-K_S\delta - K_D\Delta\omega_r + \Delta T_m) \right) = \frac{\omega_0}{S} \left(\frac{1}{2HS} \left(-K_S\delta - K_D \left[\frac{S\Delta\delta}{\omega_0} \right] + \Delta T_m \right) \right) \quad (\text{II-11})$$

On fait simplifier l'équation afin d'obtenir le résultat suivant :

$$S^2 = \frac{K_D}{2H} S + \frac{K_S\omega_0}{2H} = 0 \quad (\text{II-12})$$

A l'aide de l'équation (II-12), on peut déterminer la pulsation naturelle ω_n et aussi le facteur d'amortissement ξ .

$$\begin{cases} \omega_n = \sqrt{\frac{K_S\omega_0}{2H}} \\ \xi = \frac{1}{2} \frac{K_D}{\sqrt{2HK_S\omega_0}} \end{cases} \quad (\text{II-13})$$

II.2.3 l'effet dynamique du circuit de champ :

L'équation de flux de circuit de générateur synchrone est donnée :

$$S\Psi_{fd} = \omega_0(e_{fd} - R_{fd}i_{fd}) = \omega_0 \frac{R_{fd}}{L_{fd}} E_{fd} - \omega_0 R_{fd} i_{fd} \quad (\text{II-14})$$

Où : E_{fd} est la tension de sortie d'excitation.

Les circuits équivalents reliant le flux de la machine et leurs courants sont montrés la figure suivant :

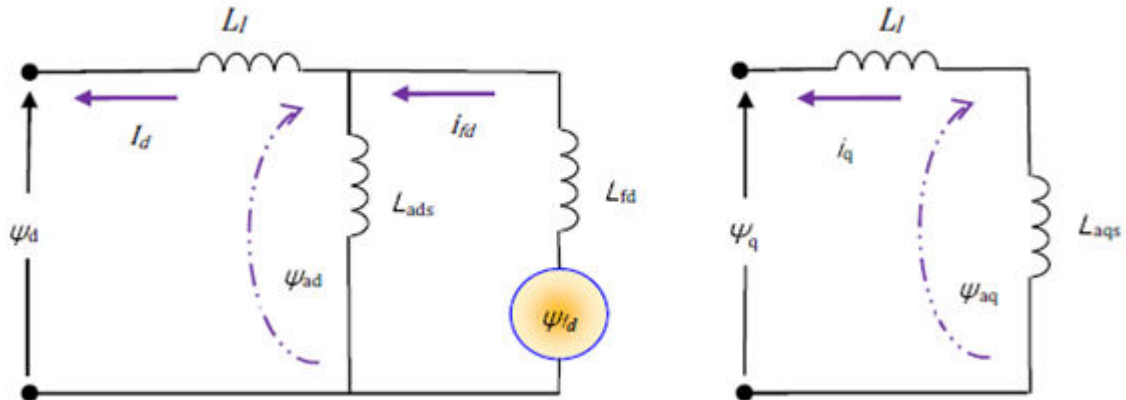


Figure II.6: Circuits équivalents relatifs de l'enchaînement du flux de la machine et courant.

Le flux de stator et de rotor sont données par :

$$\begin{cases} \Psi_d = -L_l i_d + L_{ads}(-i_q + i_{fd}) = L_l i_d + \Psi_{ad} \\ \Psi_q = -L_l i_q + L_{aqs}(-i_q) = -L_l i_q + \Psi_{aq} \\ \Psi_{fd} = L_{ads}(-i_d + i_{fd}) + L_{fd} i_{fd} = L_{fd} i_{fd} + \Psi_{ad} \end{cases} \quad (\text{II-15})$$

On peut trouver i_{fd} a partir l'équation (II-15) :

$$i_{fd} = \frac{\Psi_{fd} - \Psi_{ad}}{L_{fd}} \quad (\text{II-16})$$

Le flux mutuel dans l'axe d peut être écrite en termes de Ψ_{fd} et i_d :

$$\Psi_{ad} = -L_{ads} i_d + L_{ads} i_{fd} = L_{ads} i_d + \frac{L_{ads}}{L_{fd}} (\Psi_{fd} - \Psi_{ad}) = L'_{ads} \left(-i_d + \frac{\Psi_{fd}}{L_{fd}} \right) \quad (\text{II-17})$$

$$\text{Où: } L'_{ads} = 1 / \left(\frac{1}{L_{ads}} + \frac{1}{L_{fd}} \right)$$

Puisque il n'y a pas de circuits rotorique pris en compte dans l'axe q , la liaison de flux mutuelle est donnée par :

$$\Psi_{aq} = -L_{aqs} i_q \quad (\text{II-18})$$

Le couple d'entrefer (le couple électromagnétique) est :

$$T_e = \Psi_d i_q - \Psi_q i_d = \Psi_{ad} i_q - \Psi_{aq} i_d \quad (\text{II-19})$$

L'équation suivant est montré de la tension de stator avec on néglige le terme $S\Psi_{fd}$ et la variation de vitesse :

$$\begin{cases} e_d = -R_a i_d - \Psi_q = -R_a i_d + (L_l i_q - \Psi_{aq}) \\ e_q = -R_a i_q - \Psi_d = -R_a i_q - (L_l i_d - \Psi_{ad}) \end{cases} \quad (\text{II-20})$$

La tension aux bornes de la machine et du jeu de barre infini exprimé en termes d'axe d et d'axe q composants est donnée comme suit :

$$\begin{cases} \bar{E}_t = e_d + j e_q \\ \bar{E}_B = E_{Bd} + j E_{Bq} \end{cases} \quad (\text{II-21})$$

L'équation de contraintes de réseau pour le système représenté sur le figure (II.1).

$$\begin{cases} \bar{E}_t = \bar{E}_B + (R_E + jX_E)\bar{I}_t \\ (e_d + j e_q) = (E_{Bd} + j E_{Bq}) + (R_E + jX_E)(i_d + j i_q) \end{cases} \quad (\text{II-22})$$

Résolution en composants de d et de q donnés :

$$\begin{cases} e_d = R_E i_d - X_E i_q + E_{Bd} \\ e_q = R_E i_q - X_E i_d + E_{Bq} \end{cases} \quad (\text{II-23})$$

$$\text{Où : } \begin{cases} E_{Bd} = E_d \sin \delta \\ E_{Bq} = E_q \cos \delta \end{cases}$$

On détermine l'expression des i_d et i_q , a partir des équations (II-23) et (II-20) :

$$\begin{cases} i_d = X_{Tq} \frac{\left[\Psi_{fd} \left(\frac{L_{ads}}{L_{ads} + L_{fd}} \right) - E_B \cos \delta \right] - R_T E_B \sin \delta}{D} \\ i_q = R_T \frac{\left[\Psi_{fd} \left(\frac{L_{ads}}{L_{ads} + L_{fd}} \right) - E_B \cos \delta \right] - X_{Td} E_B \sin \delta}{D} \end{cases} \quad (\text{II-24})$$

$$\text{Tel que : } \begin{cases} R_T = R_a + R_E \\ X_{Tq} = X_E + (L_{aqs} + L_l) = X_E + X_{qs} \\ X_{Td} = X_E + (L'_{ads} + L_l) = X_E + X_{ds} \\ D = R_T^2 + X_{Td} X_{Tq} \end{cases} \quad (\text{II-25})$$

On veut poser l'équation (II-24) sous forme linéaire

$$\begin{cases} \Delta i_d = m_1 \Delta \delta + m_2 \Delta \Psi_{fd} \\ \Delta i_q = n_1 \Delta \delta + n_2 \Delta \Psi_{fd} \end{cases} \quad (\text{II-26})$$

Avec :

$$\begin{cases} m_1 = \frac{E_B(X_{Tq} \sin \delta_0 - R_T \cos \delta_0)}{D} \\ n_1 = \frac{E_B(R_T \sin \delta_0 - X_{Tq} \cos \delta_0)}{D} \\ m_2 = \frac{X_{Tq}}{D} \frac{L_{ads}}{L_{ads} + L_{fd}} \\ n_2 = \frac{R_T}{D} \frac{L_{ads}}{L_{ads} + L_{fd}} \end{cases} \quad (\text{II-27})$$

Par linéarisation de l'équation (II-17) et (II-18) on a :

$$\begin{cases} \Delta\Psi_{ad} = \dot{L}'_{ads} \left(-\Delta i_d + \frac{\Delta\Psi_{fd}}{L_{fd}} \right) = \left(\frac{1}{L_{fd}} - m_2 \right) L'_{ads} \Delta\Psi_{fd} - m_2 L'_{ads} \Delta\delta \\ \Delta\Psi_{aq} = -L_{aqs} \Delta i_q = n_2 L_{aqs} \Delta\Psi_{fd} - n_1 L_{aqs} \Delta\delta \end{cases} \quad (\text{II-28})$$

Par linéarisation de l'équation (II-16) et substituant $\Delta\Psi_{fd}$ de l'équation (II-28) donnée :

$$\Delta\Psi_{ad} = \frac{\Psi_{fd} - \Psi_{ad}}{L_{ad}} = \frac{1}{L_{fd}} \left(1 - \frac{L'_{fd}}{L_{fd}} + m_2 L'_{ads} \right) \Delta\Psi_{fd} + \frac{1}{L_{fd}} m_1 L'_{ads} \Delta\delta \quad (\text{II-29})$$

La forme linéaire d'équation est:

$$\Delta T_e = \Delta\Psi_{ad0} \Delta i_q + i_{q0} \Delta\Psi_{ad} - \Delta\Psi_{aq0} \Delta i_d - i_{d0} \Delta\Psi_{aq} \quad (\text{II-30})$$

En remplace $\Delta i_d, \Delta i_q, \Delta\Psi_{ad}$ et $\Delta\Psi_{aq}$ dans les équations (II-26), (II-28) et (II-29) nous obtenons :

$$\Delta T_e = K_1 \Delta\delta + K_2 \Delta\Psi_{fd} \quad (\text{II-31})$$

$$\text{Tel que : } \begin{cases} K_1 = \frac{\Delta T_e}{\Delta\delta} \Big|_{\Delta\Psi_{fd} = c^{te}} = n_1 (\Psi_{ad0} + L_{aqs} i_{d0}) - m_1 (\Psi_{aq0} + L'_{aqs} i_{q0}) \\ K_2 = \frac{\Delta T_e}{\Delta\delta} \Big|_{\Delta\delta = c^{te}} = n_2 (\Psi_{ad0} + L_{aqs} i_{d0}) - m_2 (\Psi_{aq0} + L'_{aqs} i_{q0}) + \frac{L'_{aqs}}{L_{fd}} i_{q0} \end{cases} \quad (\text{II-32})$$

Et remplace l'équation (II-31) dans l'équation (II-20), qu'il devient :

$$\begin{cases} S\Delta\omega_r = \frac{1}{2H} (\Delta T_m - K_1 \Delta\delta - K_2 \Delta\Psi_{fd} - K_D \Delta\omega_r) \\ S\Delta\delta = \omega_0 \Delta\omega_r \end{cases} \quad (\text{II-33})$$

Par équation (II-16) et substituant l'expression à Δi_{fd} de l'équation (II-29) et en utilisant l'équation (II-33) les équations de système final désirée obtenons sont :

$$\begin{bmatrix} \Delta \dot{\omega} \\ \Delta \dot{\delta} \\ \Delta \dot{\Psi} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} \\ a_{21} & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \omega \\ \Delta \delta \\ \Delta \Psi \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} b_{11} & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & b_{32} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta T_m \\ \Delta E_{fd} \end{bmatrix} \quad (\text{II-34})$$

Avec:
$$\begin{cases} a_{11} = -\frac{K_D}{2H} \\ a_{12} = -\frac{K_1}{2H} \\ a_{13} = -\frac{K_2}{2H} \\ a_{21} = \omega_0 = 2\pi f_0 \\ a_{32} = -\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{fd}} m_1 L'_{ads} \\ a_{33} = -\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{fd}} \left(1 - \frac{L'_{ads}}{L_{fd}} + m_2 L'_{ads} \right) \\ b_{11} = \frac{1}{2H} \\ b_{32} = -\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}} \end{cases} \quad (\text{II-35})$$

Avec ΔT_m et ΔE_{fd} dépend des commandes de moteur et d'excitation. L'inductance mutuelle L_{ads}, L'_{ads} , dans les équations ci-dessus sont saturés valeur.

La figure (II.7) montre la représentation de schéma fonctionnel de la petite excécution de signal du système.

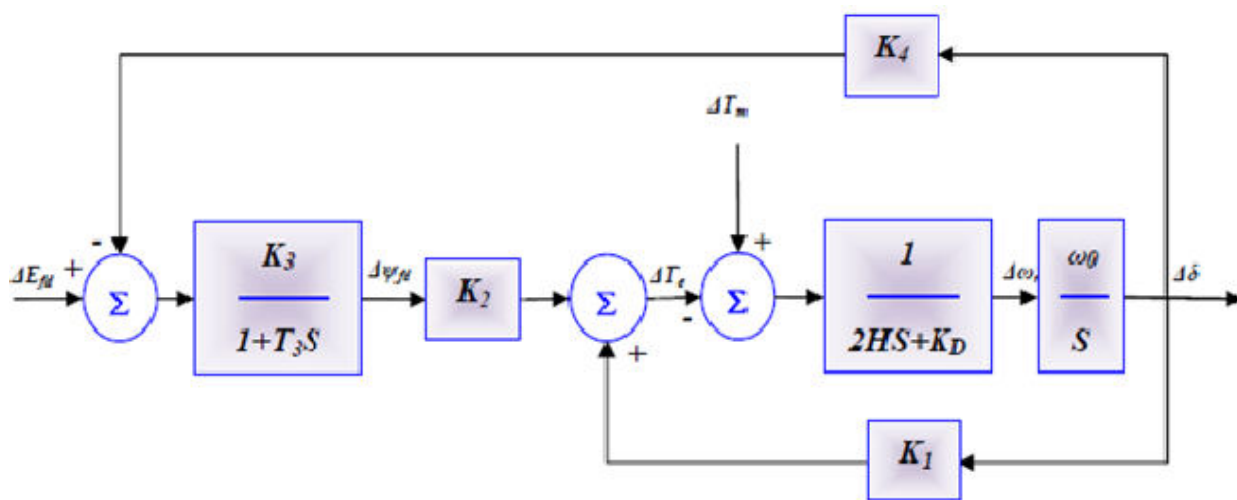


Figure II.7: Représentation de schéma fonctionnel avec la constante E_{fd} .

La variation $\Delta\Psi_{fd}$ est déterminée par équation dynamique de circuit de champ :

$$S\Delta\Psi_{fd} = a_{32}\Delta\delta + a_{33}\Delta\Psi_{fd} + b_{32}E_{fd} \quad (\text{II-36})$$

Par des limites groupant $K_2\Delta\Psi_{fd}$ et réarrangeant :

$$\Delta\Psi_{fd} = \frac{K_3}{1+T_3S} (\Delta E_{fd} - K_4\Delta\delta) \quad (\text{II-37})$$

$$\text{Tel que : } \begin{cases} K_3 = -\frac{b_{32}}{a_{33}} \\ K_4 = -\frac{a_{32}}{b_{32}} \\ T_3 = -\frac{1}{a_{33}} = K_3 T_{d0} \frac{L_{adu}}{L_{fd}} \end{cases} \quad (\text{II-38})$$

II.3 Régulation du générateur :

Si l'équilibre des puissances actives n'est plus assuré, la fréquence de synchronisme dans le système sera changée, alors qu'un déséquilibre des puissances réactives entraînera une variation des tensions du système par rapport à leurs valeurs de référence.

Pour assurer une génération satisfaisante d'énergie électrique, pour un grand nombre de points de fonctionnement, le couple mécanique ΔT_m appliqué au rotor et la tension d'excitation E_{fd} doivent être réglés systématiquement pour s'accommoder de toute variation du système.

Le système responsable de la génération du couple mécanique et ainsi de l'entraînement du rotor du générateur est appelé "système de force motrice". Le contrôle de la fréquence (ou contrôle de la puissance active) associé à ce système maintient la vitesse nominale des générateurs en assurant de ce fait une fréquence constante. Par ailleurs, le système d'excitation est responsable de la tension d'excitation fournie au générateur. Les valeurs du système d'excitation pour enfin obtenir les tensions désirées aux bornes du générateur[19].

II.3.1 Régulateur de fréquence et modèle de la turbine :

Un système de force motrice, figure (II.8), se compose de la source d'énergie primaire, de la turbine (équipé d'un servomoteur) et du régulateur de fréquence (gouverneur)[25].

La turbine transforme l'énergie potentielle de la source en énergie de rotation de l'arbre (rotor) sur lequel est placé l'alternateur. L'alternateur convertit la puissance mécanique fournie par la turbine en puissance électrique de sortie. La vitesse de l'arbre de la turbine est mesurée précisément et comparée à la vitesse de référence. Le régulateur de fréquence (vitesse) agit ensuite sur le servomoteur pour ouvrir et fermer les vannes de contrôle et modifier par conséquent la vitesse de

générateur. Ainsi le rôle de la turbine est d'entraîner le rotor du générateur à la vitesse synchrone correspondant à la fréquence du système électro-énergétique.

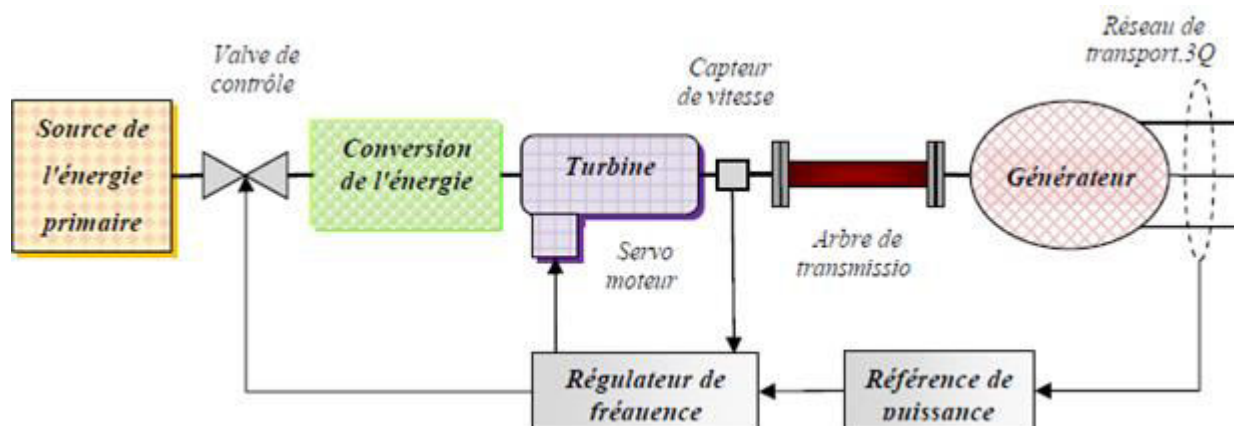


Figure II.8: Structure générale d'un système de force motrice-générateur.

Les turbines à vapeur utilisées dans les centrales thermiques (charbon, gaz, pétrole, nucléaire) sont constituées d'un certain nombre de roues, successivement fixes et mobiles, portant des ailettes le long desquelles la vapeur se déplace. Au fur et à mesure que la vapeur progresse axialement dans la turbine, sa pression diminue et la taille des ailettes augmente. Ces différentes roues sont généralement groupées en plusieurs étages, particulièrement dans les centrales de grande puissance. La division de la turbine en étages permet de réchauffer la vapeur entre les étages en assurant, par conséquent, un meilleur rendement au cycle thermique[26].

Le gouverneur forme une boucle de retour qui surveille la vitesse du rotor à chaque instant. Considérons par exemple une perturbation de l'équilibre des puissances actives. Dans les toutes premières secondes, l'énergie correspondante va être prélevée sur l'énergie cinétique des masses tournantes des unités de production. Ceci va entraîner une perturbation de la vitesse de rotation de ces unités. Cet écart de vitesse doit être détecté et corrigé automatiquement par les gouverneurs. Ces gouverneurs doivent changer l'admission de fluide (vapeur, gaz ou eau) dans les turbines de manière à ramener les vitesses et donc la fréquence du réseau, autour de leurs valeurs nominales.

Dans l'analyse de la stabilité transitoire ou dynamique, la réponse temporelle du système de la force motrice à une perturbation est considérée comme plus lente que la plage de l'étude de la force motrice peut être extrêmement simplifiée. Pour une analyse de stabilité transitoire d'une durée de quelques secondes, le modèle du système de la force motrice peut être supprimé en considérant que le couple mécanique de la turbine reste constant [25].

II.3.2 Régulateur de tension et modèle du système d'excitation :

Le système d'excitation est un système auxiliaire qui alimente les enroulements d'excitation de la machine synchrone afin que cette dernière puisse fournir le niveau de puissance demandé. En régime permanent, ce système fournit une tension et un courant continu mais il doit être capable également de faire varier rapidement la tension d'excitation en cas de perturbation sur le réseau[26].

Actuellement, des systèmes d'excitation variés sont employés. Trois principaux types peuvent être identifiés[27].

❖ *Les systèmes d'excitation à courant continu « CC »:*

Ils utilisent une génératrice à courant continu avec collecteur comme source de puissance du système d'excitation.

❖ *Les systèmes d'excitation à courant alternatif « CA »:*

Ils utilisent un alternateur et des redresseurs statiques ou tournants pour produire le courant continu nécessaire dans l'enroulement d'excitation de la machine synchrone.

❖ *Les systèmes d'excitation statiques « système ST »:*

Dans ce cas, le courant d'excitation est fourni par un redresseur commandé. Sa puissance est fournie soit directement par le générateur à travers un transformateur donnant le niveau approprié de tension, soit par des enroulements auxiliaires montés dans le générateur.

Le système d'excitation sont équipés de contrôleurs, appelés habituellement régulateurs de tension (Automatic Voltage Regulator : AVR), figure (II.9). Ces derniers sont très importants pour l'équilibre de la puissance réactive qui sera fournie ou absorbée selon les besoins des charges. En outre ces contrôleurs représentent un moyen très important pour assurer la stabilité transitoire du système électro-énergétique. Le régulateur de tension agit sur le courant d'excitation de l'alternateur pour régler le flux magnétique dans la machine et "ramener" la tension de sortie de la machine aux valeurs souhaitées. Une caractéristique très importante d'un régulateur de tension est sa capacité à faire varier rapidement la tension d'excitation.

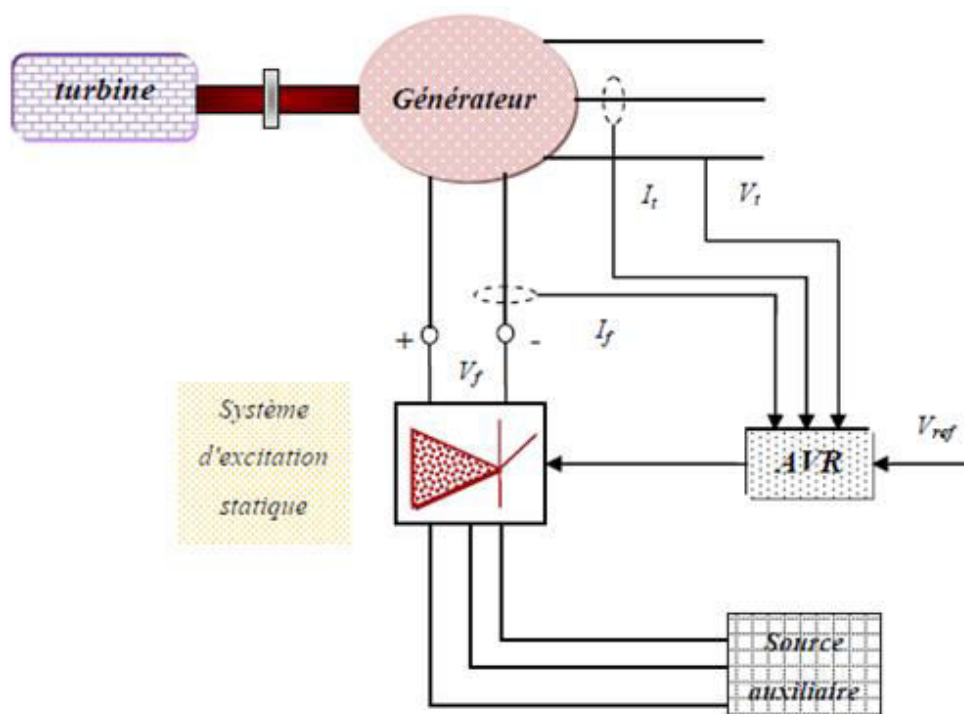


Figure II.9: Structure d'un système d'excitation statique avec son AVR.

Le groupe *IEEE task forces* présente périodiquement des recommandations pour la modélisation des éléments d'un système de puissance dont les systèmes d'excitation. Plusieurs modèles sont suggérés pour chaque type de système d'excitation[27]. Les systèmes d'excitation statiques étant les plus installés actuellement, nous avons donc choisi dans notre étude d'utiliser le modèle du système *IEEE-STIA*, modèle le plus utilisé dans la littérature. Ce type de système d'excitation se caractérise par sa rapidité et sa sensibilité[21].

La tension aux bornes de générateur E_t peut être exprimée en forme complexe :

$$\begin{cases} \bar{E}_t = e_d + je_q \\ E_t^2 = e_d^2 + e_q^2 \end{cases} \quad (\text{II-39})$$

D'appliquer une petite perturbation, on peut écrire :

$$(E_{t0} + \Delta E_t)^2 = (e_{d0} + \Delta e_d)^2 + (e_{q0} + \Delta e_q)^2 \quad (\text{II-40})$$

En négligeant plus haut limites d'ordre d'expression l'équation ci-dessus réduite à :

$$E_{t0}\Delta E_t = e_{d0}\Delta e_d + e_{q0}\Delta e_q \quad (\text{II-41})$$

Donc :

$$\Delta E_t = \frac{e_{d0}}{E_{t0}} \Delta e_d + \frac{e_{q0}}{E_{t0}} \Delta e_q \quad (\text{II-42})$$

En termes de valeur perturbée, équation(I-20) peut être écrit :

$$\begin{cases} \Delta e_d = -R_a \Delta i_d - (L_l \Delta i_q - \Delta \Psi_{aq}) \\ \Delta e_q = -R_a \Delta i_q - (L_l \Delta i_d - \Delta \Psi_{ad}) \end{cases} \quad (\text{II-43})$$

En utilisant les équations(II-26) et (II-28), nous obtenons :

$$\Delta E_t = K_5 \Delta \delta + K_6 \Delta \Psi_{fd} \quad (\text{II-44})$$

Où :

$$\left\{ \begin{array}{l} K_5 = \frac{e_{d0}}{E_{t0}} (-R_a m_1 + L_1 n_1 + L_{aqs} n_1) + \frac{e_{q0}}{E_{t0}} (-R_a n_1 + L_1 m_1 + L'_{ads} m_1) \\ K_6 = \frac{e_{d0}}{E_{t0}} (-R_a m_2 + L_1 n_2 + L_{aqs} n_2) + \frac{e_{q0}}{E_{t0}} \left(-R_a n_2 + L_1 m_2 + L'_{ads} \left(\frac{1}{L_{fd}} - m_1 \right) \right) \end{array} \right. \quad (\text{II-45})$$

Pour l'analyse à échelle réduite, le système d'excitation de thyristor comme montré dans la figure (II.10) est considéré la non linéarité associée avec le plafond sur l'excitateur produire la tension représenté près E_{FMIN} et E_{FMAX} ce qui est ignoré pour des études de petit perturbation.

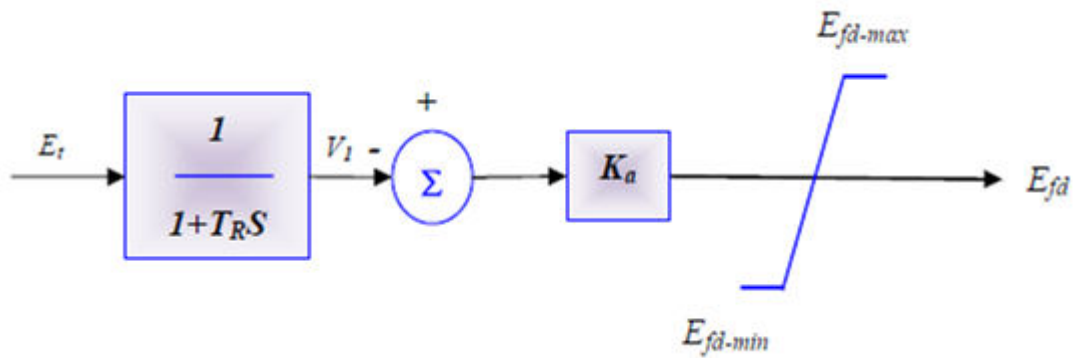


Figure II.10: système d'équitation statique (thyristor) avec AVR.

À partir du bloc de la figure (II.10), en utilisant perturbé valeurs, nous avons:

$$\Delta V_1 = \frac{1}{1+T_R S} \quad (\text{II-46})$$

D'où :

$$\Delta V_1 = \frac{1}{T_R} (\Delta E_t - \Delta V_1) \quad (\text{II-47})$$

On remplace ΔE_t dans l'équation (II-44), nous obtenons :

$$S \Delta V_1 = \frac{1}{T_R} (K_5 \Delta \delta + K_6 \Delta \Psi_{fd} - \Delta V_1) \quad (\text{II-48})$$

D'après le bloc 2 de la figure (II.10), nous obtenons :

$$E_{fd} = K_A (V_{ref} - V_1) \quad (\text{II-49})$$

En termes de valeurs perturbées, nous avons :

$$\Delta E_{fd} = K_A (-\Delta V_1) \quad (\text{II-50})$$

L'équation dynamique du circuit de champ montrée dans l'équation (II-36), devient :

$$S \Psi_{fd} = a_{31} \Delta \omega_r + a_{32} \Delta \delta + a_{33} \Delta \Psi_{fd} + a_{34} \Delta V_1 \quad (\text{II-51})$$

Avec

$$a_{34} = -b_{32}K_A = -\frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}}K_A \quad (\text{II-52})$$

L'expression de a_{31}, a_{32}, a_{33} rester sans changement, nous avons premier ordre commande le modèle pour l'excitateur, l'ordre du système global est augmenté près 1 ; la nouvelle variable d'état supplémentaire est ΔV_1 .

$$\Delta V_1 = a_{41}\Delta\omega_r + a_{42}\Delta\delta + a_{43}\Delta\Psi_{fd} + a_{44}\Delta V_1 \quad (\text{II-53})$$

$$\text{Avec: } \begin{cases} a_{41} = 0 \\ a_{42} = \frac{K_5}{T_R} \\ a_{43} = \frac{K_6}{T_R} \\ a_{44} = \frac{1}{T_R} \end{cases} \quad (\text{II-54})$$

L'espace d'état complet de modèle pour le système d'alimentation, incluant le système d'excitation de la figure (II.7) à la forme suivante :

$$\begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \\ \Delta\Psi_{fd} \\ \Delta v_1 \\ \Delta v_2 \\ \Delta v_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & 0 & 0 & 0 \\ a_{21} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} & 0 & a_{36} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} & 0 & 0 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & 0 & a_{55} & 0 \\ a_{61} & a_{62} & a_{63} & 0 & a_{65} & a_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \\ \Delta\Psi_{fd} \\ \Delta v_1 \\ \Delta v_2 \\ \Delta v_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II-55})$$

La figure (II.11) montre le schéma fonctionnel obtenu en bloc de la figure (II.7) pour inclure le capteur de tension et le régulateur automatique de tension avec excitateur. La représentation est applicable à n'importe quel type d'excitateur, avec $G_{ex}(S)$ représentation de la fonction de transfert de AVR et excitateur. Pour un thyristor-excitateur $G_{ex}(S) = K_A$.

Le signal terminal d'erreur de tension, qui forme le bloc de capteur de tension d'entrée est donné par :

$$\Delta E = K_5\Delta\delta + K_6\Delta\Psi_{fd} \quad (\text{II-56})$$

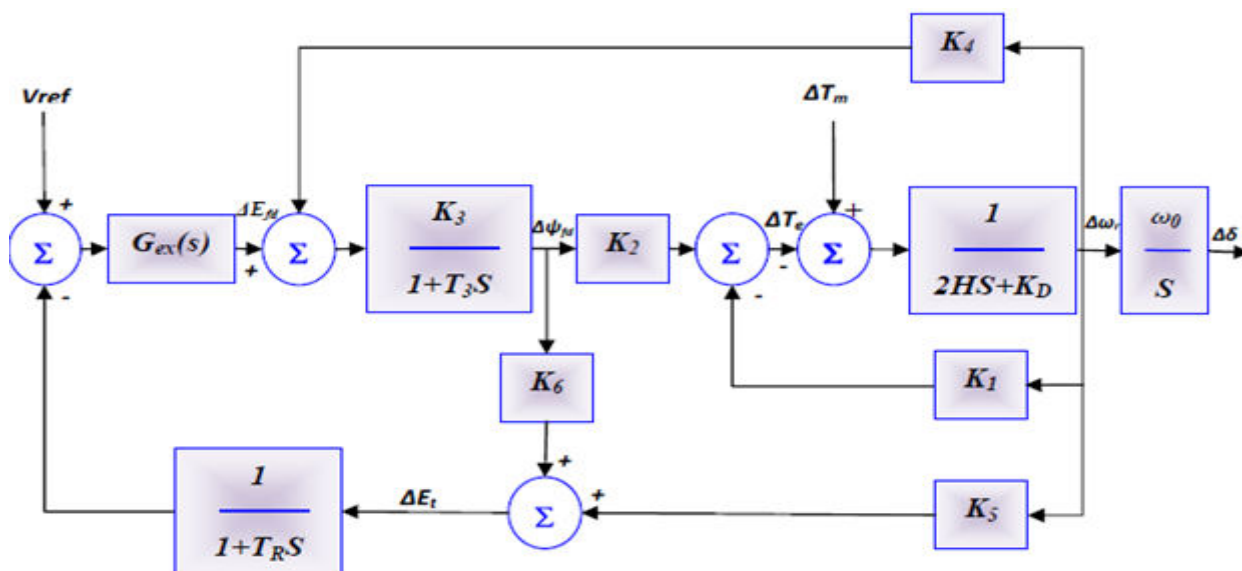


Figure II.11: Représentation du schéma bloc avec l'excitateur et AVR.

Le coefficient K_6 est toujours positif tandis que K_5 peut être dépendre positif ou négatif de la condition. Et impédance externe de réseau $R_E + jX_E$. La valeur de K_5 a un significatif portant sur l'influence de AVR sur l'amortissement de l'oscillation de système[28].

II.4 Modèle de power system stabiliser PSS[28] :

La fonction de base du stabilisateur de système de puissance est d'ajouter l'atténuation à l'oscillation de rotor de générateur en commandant son excitation, utilisant les signaux stabilisants auxiliaires. A fourniture atténuant, le stabilisateur doit produire un composant de la base théorique de PSS est illustrée par du schéma fonctionnel, comme le montre la figure ci-dessous.

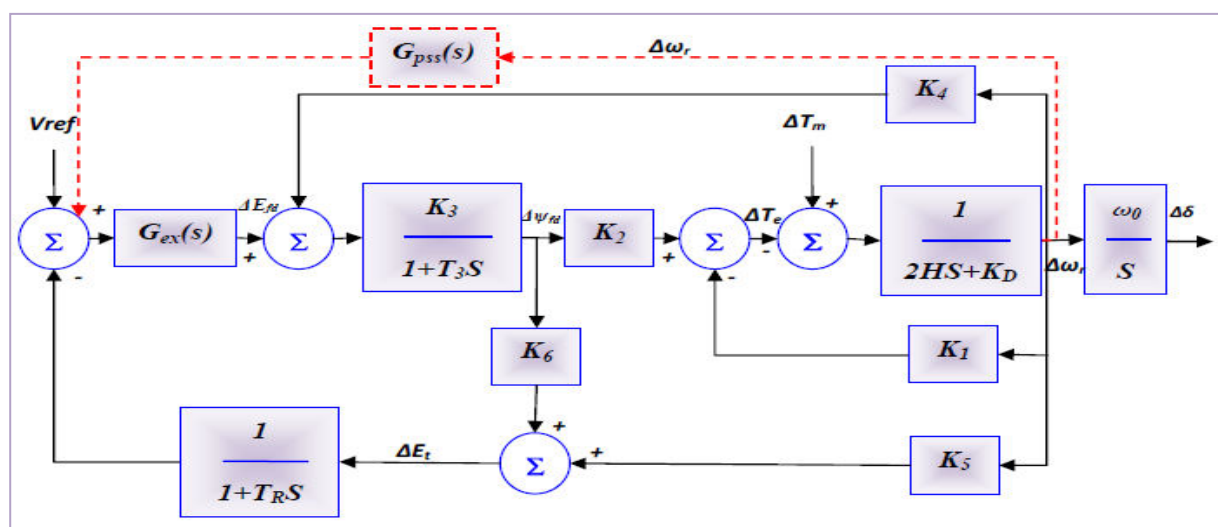


Figure II.12: Représentation du schéma bloc avec AVR et PSS.

II.4.1 Modèle du système d'excitation avec PSS[28]:

Puisque le but de PSS est d'introduire un composant de couple d'amortissement. Un signal logique pour employer pour l'excitation de contrôle de générateur est la déviation de vitesse $\Delta\omega_r$. La fonction de transfert de $PSS(G_{PSS}(S))$, devrait avoir les circuits appropriés de compensation de phase pour compenser le retard de phase entre l'entrée d'excitateur et le couple électrique. Ce qui suit est une brève description de la base de la configuration PSS et de considération dans la sélection des paramètres.

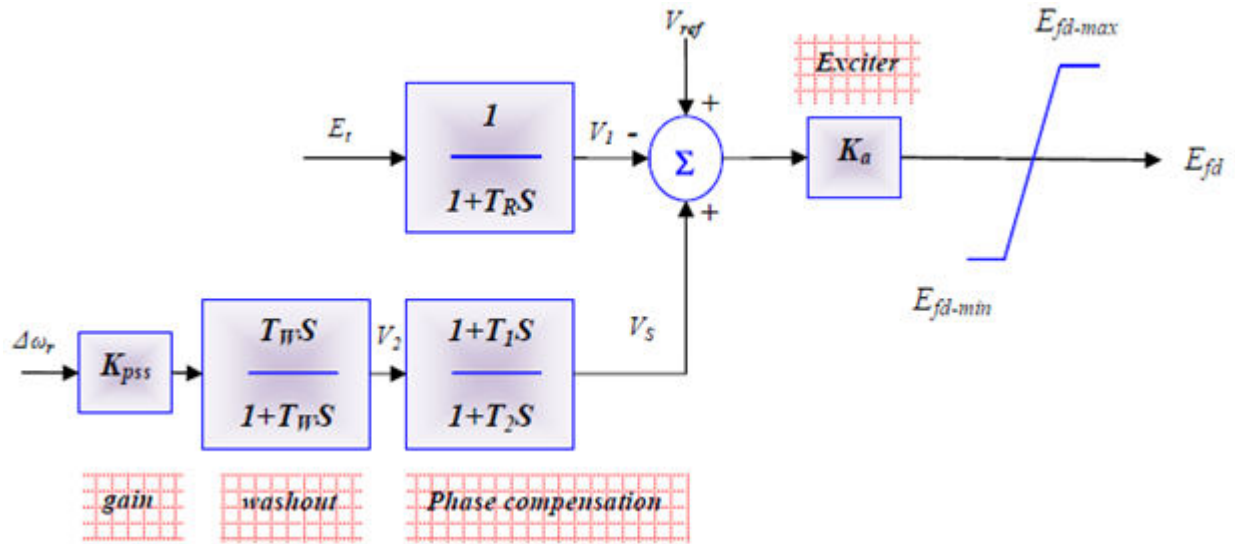


Figure II.13: Système d'excitation statique avec AVR et PSS.

Du bloc 4 de la figure (II.13), d'emploi des valeurs perturbées, nous avons :

$$S\Delta V_2 = \frac{ST_W}{1+ST_W} (K_{PSS}\Delta\omega_r) \Rightarrow S\Delta V_2 = K_{PSS}S\Delta\omega_r - \frac{1}{T_W}\Delta V_2 \quad (II-57)$$

Remplacer $S\Delta\omega_r$ donné par l'équation (II-34), nous obtenons l'expression suivant pour $S\Delta V_2$ en termes de variables d'état :

$$S\Delta V_2 = a_{51}\Delta\omega_r + a_{52}\Delta\delta + a_{53}\Delta\Psi_{fd} + a_{54}\Delta V_2 + \frac{K_{PSS}}{2H}\Delta T_m \quad (II-58)$$

Avec:

$$\begin{aligned} a_{51} &= K_{PSS}a_{11} \\ a_{52} &= K_{PSS}a_{12} \\ a_{53} &= K_{PSS}a_{13} \\ a_{54} &= \frac{1}{T_W} \end{aligned} \quad (II-59)$$

$$\Delta V_s = \Delta V_2 \left(\frac{1+ST_1}{1+ST_2} \right) \Rightarrow \Delta V_s = \frac{T_1}{T_2}S\Delta V_2 + \frac{1}{T_2}\Delta V_2 - \frac{1}{T_2}\Delta V_s \quad (II-60)$$

L'équation (II-61) est résulte par substitution $S\Delta v_2$ donné par l'équation (II-55).

$$SV_5 = a_{61}\Delta\omega_r + a_{62}\Delta\delta + a_{63}\Delta\Psi_{fd} + a_{64}\Delta V_1 + a_{64}\Delta V_2 + a_{64}\Delta V_s + \frac{T_1 K_{PPS}}{T_2 2H} \Delta T_m \quad (\text{II-61})$$

Tel que :

$$\begin{aligned} a_{61} &= \frac{T_1}{T_2} a_{51} \\ a_{62} &= \frac{T_1}{T_2} a_{52} \\ a_{63} &= \frac{T_1}{T_2} a_{53} \\ a_{64} &= \frac{T_1}{T_2} a_{54} \\ a_{65} &= \frac{T_1}{T_2} a_{55} + \frac{1}{T_1} \\ a_{66} &= \frac{1}{T_2} \end{aligned} \quad (\text{II-62})$$

$$\text{Du bloc 2, nous obtenons : } \Delta E_{fd} = K_A(\Delta V_s - \Delta V_1) \quad (\text{II-63})$$

L'équation de circuit de champ, avec *PSS* inclus, devient :

$$S\Delta\Psi_{fd} = a_{32}\Delta\delta + a_{33}\Delta\Psi_{fd} + a_{34}\Delta v_2 + a_{36}\Delta v_s \quad (\text{II-64})$$

$$\text{Avec } a_{36} = \frac{\omega_0 R_{fd}}{L_{adu}} K_A$$

L'équation (II-59) récapitule le modèle complet de l'état-espace, où on inclure le *PSS*, avec $\Delta T_m = 0$:

$$\begin{bmatrix} \dot{\Delta\omega} \\ \dot{\Delta\delta} \\ \dot{\Delta\Psi} \\ \dot{\Delta v_1} \\ \dot{\Delta v_2} \\ \dot{\Delta v_s} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & 0 & 0 & 0 \\ a_{21} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & a_{32} & a_{33} & a_{34} & 0 & a_{36} \\ 0 & a_{42} & a_{43} & a_{44} & 0 & 0 \\ a_{51} & a_{52} & a_{53} & 0 & a_{55} & 0 \\ a_{61} & a_{62} & a_{63} & 0 & a_{65} & a_{66} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta\omega_r \\ \Delta\delta \\ \Delta\Psi_{fd} \\ \Delta v_1 \\ \Delta v_2 \\ \Delta v_3 \end{bmatrix} \quad (\text{II-65})$$

II.4.2 Les régulateurs de puissance *PSS* :

Un *PSS* permet d'ajouter un signal de tension proportionnel à la variation de vitesse de rotor à l'entrée du régulateur de tension (*AVR*) du générateur. Un couple électrique en phase avec la variation de vitesse de rotor est ainsi produit dans le générateur. Par conséquent, avec un système

d'excitation rapide et fort, l'avantage présenté par un couple synchronisant important est toujours assuré et le problème de la décroissance du couple d'amortissement est corrigé. Le PSS va s'opposer à toutes les faibles oscillations en forçant le système d'excitation à varier au plus vite et au bon moment[29].

Le type de PSS le plus utilisé est connu sous le nom de PSS conventionnel (ou PSS avance/retard). Ce type a montré sa grande efficacité dans le maintien de la stabilité aux petites perturbations. Ce PSS utilise la variation de vitesse de rotor comme entrée. Il se compose généralement de quatre blocs, figure (II.14) :

- un bloc d'amplificateur.
- un bloc de filtre passe-haut "filtre washout".
- un bloc de compensation de phase.
- un limiteur.

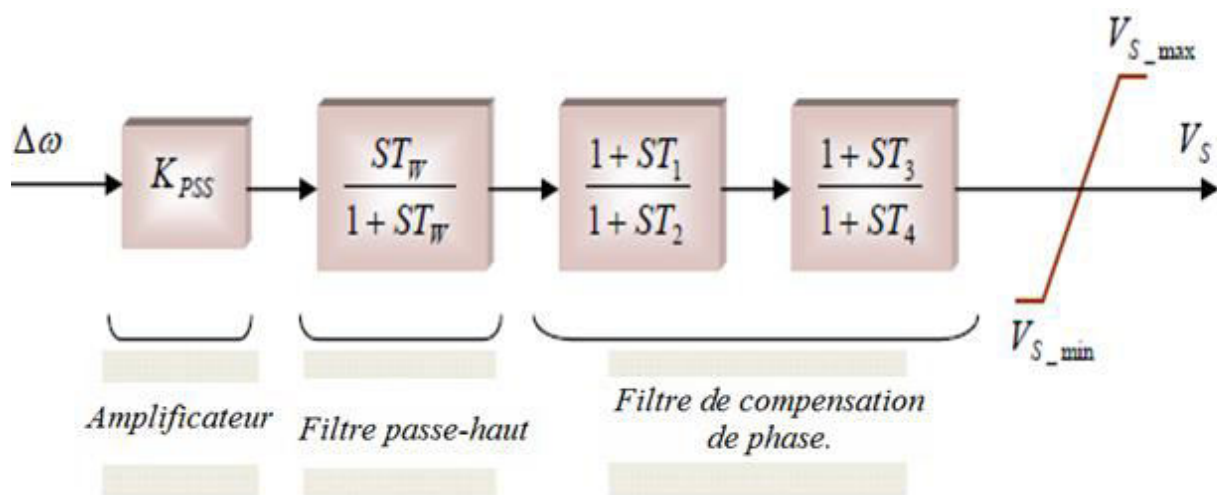


Figure II.14: Modèle d'un PSS avance/retard.

1. L'amplificateur :

Il détermine la valeur de l'amortissement introduit par le PSS. Théoriquement, sa valeur (K_{PSS}) doit correspondre à l'amortissement maximal. Toutefois, la valeur du gain doit satisfaire l'amortissement des modes dominants du système sans risquer de dégrader la stabilité des autres modes ou la stabilité transitoire[30]. Généralement, K_{PSS} varie généralement de 0.01 à 50[4].

2. Le filtre passe-haut "filtre washout":

Il élimine les oscillations à très basse fréquence (inférieure à 0.2 Hz) présentées dans le signal d'entrée. Il supprime également la composante continue de la vitesse (la composante "DC")

correspondant au régime statique) : le *PSS* ne réagit donc que lorsqu'il y a des variations de vitesse. La constante de temps de ce filtre T_W doit être suffisamment grande pour permettre aux signaux, dont la fréquence est située dans la bande utile, d'être transmis sans atténuation. Mais, elle ne doit pas être trop grande pour éviter de mener à des variations indésirables de tension de générateur pendant les conditions d'îlotage. Généralement, T_W varie de 1 à 20 secondes. Une amélioration remarquable sur la stabilité de la première oscillation est obtenue avec une valeur T_W fixée à 10 secondes[15].

3. *Le filtre compensation de phase :*

L'origine de l'amortissement négatif est, comme nous l'avons vu, associée au retard de phase introduit entre le couple électrique du générateur (ΔT_e) et l'entrée du système d'excitation (ΔV_{er}). Par conséquent, le *PSS* fournit l'avance de phase nécessaire pour compenser le retard de phase de la fonction de transfert *GEP*. Pratiquement, un bloc de phase d'avance pure ne suffit pas pour réaliser la compensation de phase nécessaire ; ainsi, un bloc d'avance/retard de phase est souvent utilisé. Pour mieux garantir la stabilité du système, deux étages (au moins) de compensations de phase sont nécessaires. La fonction de transfert de chaque étage est une simple combinaison de pole-zéro, les constantes de temps d'avance T_1 T_3 et de retard T_2 T_4 étant réglables. La gamme de chaque constante de temps s'étend généralement de 0.01 à 6 secondes . Mais pour des considérations de réalisation physique, les constantes de temps de retard sont considérées fixes et généralement autour de la valeur de 0.05 secondes[31].

4. *Le limiteur :*

Le *PSS* est conçu pour améliorer l'amortissement du système en cas de petites variations autour d'un point d'équilibre. Son objectif n'est pas de restaurer la stabilité du système aux perturbations sévères (la stabilité transitoire). Le *PSS* a parfois tendance à perturber le bon fonctionnement du régulateur de tension en le saturant lorsque ce dernier essaye de maintenir la tension lors des conditions transitoires. Ainsi, le *PSS* doit être équipé d'un limiteur afin de réduire son influence indésirable durant les phases transitoires. Les valeurs minimales et maximales du limiteur s'étendent de ± 0.02 à 0.1 per-unit[32].

II-4.3 Réglage des paramètres de PSS.

Le problème de la conception d'un PSS est de déterminer les valeurs de ses paramètres pour :

- augmenter l'amortissement des modes du système.
- assurer une stabilisation robuste.

La minimisation des risques probables des interactions défavorables et des effets négatifs sur les autres modes oscillatoires du système représente aussi un point critique important qui influence le réglage de PSSs. En outre, les valeurs des paramètres du PSS doivent être réglées sans entraîner d'effet négatif dans la restauration de la stabilité transitoire.

De nombreuses méthodes sont proposées dans la littérature pour le réglage des paramètres de PSS. Généralement, la plupart de ces méthodes sont basées sur l'analyse des valeurs propres du système.

II-4.4 Méthode de compensation de phase

Pour expliquer le réglage des paramètres de PSS par la méthode de compensation de phase, nous prenons un système simple consistant en un générateur connecté à un jeu de barre infini, Fig-II-15

Le modèle linéaire de ce système peut être graphiquement illustré par la représentation de Heffron-Philips [19]. Les termes $K1, \dots, K6$ sont les constantes de linéarisation

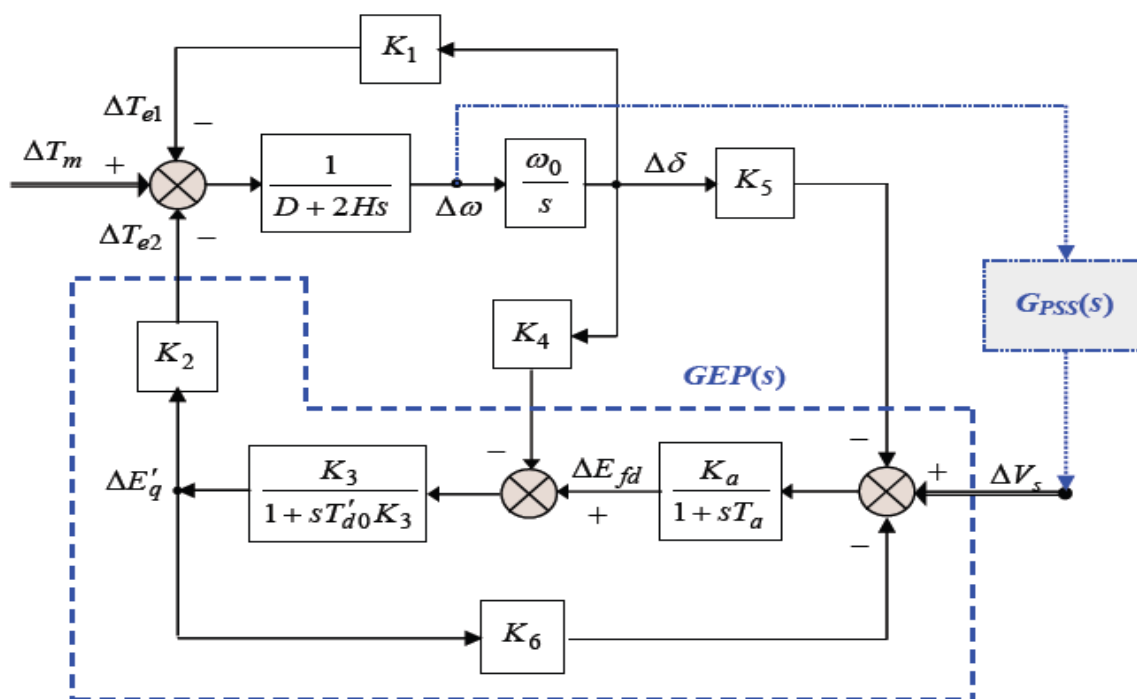


Figure II-15. Modèle de Heffron-Philips d'un système (mono-machine - jeu de barre infini).

L'objectif principal d'un PSS est d'introduire une composante d'un couple électrique sur le rotor de la machine synchrone ; ce couple est proportionnel à l'écart entre la vitesse actuelle du rotor et la vitesse de synchronisme. Lorsque le rotor oscille, ce couple agit comme un couple d'amortissement pour atténuer les oscillations.

La fonction de transfert $GEP(s)$ et le retard de phase de la boucle électrique peuvent être dérivés du modèle de Heffron-Philips. Ils sont donnés par les deux relations suivantes[32]:

$$\left\langle GEP(s) = \frac{K_a K_3 K_2}{(1 + sT_a)(1 + sT'_{d0} K_3) + K_a K_3 K_6} \right\rangle_{s=\lambda=\sigma+j\omega} \quad (\text{II-66})$$

$$\left\langle \text{Phi}_{GEP} = \angle GEP = GEP(s) \right\rangle_{s=\lambda=\sigma+j\omega} \quad (\text{II-67})$$

Avec $\lambda = \sigma + j\omega$ est la valeur propre calculée pour le système sans signal de stabilisation. Pour simplifier, nous considérons que les paramètres à régler du PSS sont le gain K_{PSS} et les constantes de temps $T1$ et $T3$ (avec $T1 = T3$) ; les autres paramètres sont fixés (avec $T2 = T4$). Ainsi, la fonction de transfert de PSS peut se réécrire comme suit :

$$GPSS(s) = K_{PSS} \frac{STw}{1 + STw} \left(\frac{1 + ST_1}{1 + ST_2} \right)^2 = K_{PSS} G_f(s) \quad (\text{II-68})$$

Etant donné que l'avance de phase du PSS (Phi-GPSS) est égale à la phase Phi-GEP , la constante de temps $T1$ est donnée, tout calcul fait, par la relation suivante :

$$T_1 = T_3 = \frac{\tan(\beta)}{\omega - \sigma \cdot \tan(\beta)} \quad (\text{II-69})$$

$$\beta = \frac{1}{2} \left(-\text{Phi}_{GEP} - \tan^{-1} \left(\frac{\omega}{\sigma} \right) + \tan^{-1} \left(\frac{\omega Tw}{1 + \sigma Tw} \right) + 2 \tan^{-1} \left(\frac{\omega T_2}{1 + \sigma T_2} \right) \right)$$

Le gain du PSS, quant à lui, est donné par la relation suivante [32]

$$\left\langle K_{PSS} = \frac{4\omega_n \zeta H}{K_2 |GEP(s)| |G_f(s)|} \right\rangle_{s=\lambda=\sigma+j\omega} \quad (\text{II-70})$$

$$\text{Avec } \omega_n = \sqrt{\frac{\omega_0 K_1}{2H}} \quad (\text{II-71})$$

ω_0 : la vitesse de synchronisme du système, en rad/s.

ω_n : la pulsation naturelle d'oscillation en rad/s.

La valeur ω_n représente la solution de l'équation caractéristique de la boucle mécanique (Elle est définie par l'équation suivante (coefficient d'amortissement D négligée)).

$$2Hs^2 + \omega_0 K_1 = 0 \text{ avec } s = \pm j\omega_n \quad (\text{II-72})$$

II-4.5 Méthode du résidu.

Nous avons vu que le filtre avance/retard du PSS est utilisé pour compenser le retard de phase de la fonction de transfert $GEP(s)$. En déterminant la valeur du retard de phase, nous pouvons ainsi calculer les constantes de temps (avance/retard) nécessaires pour assurer la compensation demandée. Pour ce faire, l'angle de phase de résidu peut être utilisé [33].

Considérons la forme suivante de la fonction de transfert du PSS pour un système à une entrée/une sortie :

$$H(s) = K_{PSS} \frac{sT_w}{1+T_w} \left[\frac{1+sT_1}{1+sT_2} \right]^m \quad (\text{II-73})$$

Où : m est le nombre d'étages de compensation (généralement $m = 2$).

La figure (II-16) montre l'effet du résidu sur le déplacement de valeur propre dans la partie gauche du plan complexe.

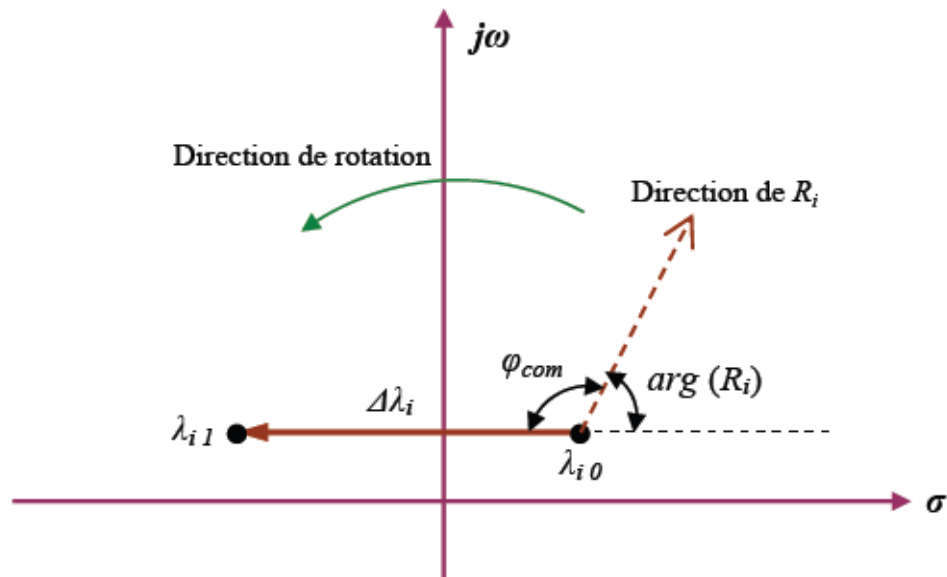


Figure II-16. Déplacement de valeur propre par la rotation du résidu associé.

L'angle de phase φ_{com} , nécessaire pour diriger la direction du résidu R_i de sorte que la valeur propre associée λ_i se déplace parallèlement à l'axe réelle, peut être calculé par l'équation suivante

$$: \varphi_{com} = 180^\circ - \arg(R_i) \quad (\text{II-74})$$

Où : $\arg(R_i)$ est l'angle de phase du résidu R_i .

Par conséquent, les constantes de temps T_1 et T_2 , du bloc avance/retard nécessaires pour obtenir l'angle φ_{com} , peuvent être calculées comme suit [33]

$$T_1 = \alpha T_2, T_2 = \frac{1}{\omega_i \sqrt{\alpha}}$$

$$\text{avec : } \alpha = \frac{1 - \sin\left(\frac{\varphi_{com}}{m}\right)}{1 + \sin\left(\frac{\varphi_{com}}{m}\right)} \quad (\text{II-75})$$

Où : ω_i est la fréquence du mode λ_i en rad/sec.

Pour calculer le gain K_{PSS} , nous pouvons réécrire la fonction transfert du PSS comme

$$\text{suit : } H(s) = K_{PSS} \cdot H_f(s) \quad (\text{II-76})$$

Le déplacement des valeurs propres est donné par l'équation que nous rappelons ci dessous :

$$\Delta\lambda_i = |\lambda_{i1} - \lambda_{i0}| = R_i H(\lambda_i) \quad (\text{II-77})$$

En remplaçant l'équation (109) dans la dernière équation, nous obtenons pour gain K_{PSS} la valeur littérale suivante [3-53]

$$K_{PSS} = \left| \frac{\lambda_{i1} - \lambda_{i0}}{R_i \cdot H_f(\lambda_i)} \right| \quad (\text{II-78})$$

Une autre méthode peut être utilisée pour régler le gain K_{PSS} : la méthode traditionnelle de Ziegler et Nichols basée sur l'étude du régime critique de la réponse harmonique du système en boucle fermée. On cherche ainsi le gain produisant l'instabilité. Le test consiste à augmenter lentement le gain de stabilisateur jusqu'à l'observation de l'instabilité. Pour un signal d'entrée de type variations de vitesse, ce test doit être effectué avec une charge maximale et des conditions de transport d'énergie satisfaisantes. Le savoir-faire montre, en général, que le gain désiré représente le tiers du gain à l'instabilité : $K_{st} = K_{inst} / 3$, [3-50]

II-4.6 Méthode de placement des pôles.

Cette méthode consiste à déterminer les valeurs des paramètres d'un PSS de sorte que tous les pôles du système en boucle fermée se trouvent placés en des positions spécifiées préalablement dans le plan complexe.

Cette méthode peut être mathématiquement décrite en considérant la représentation suivante du système [3-51-52] figure II-17

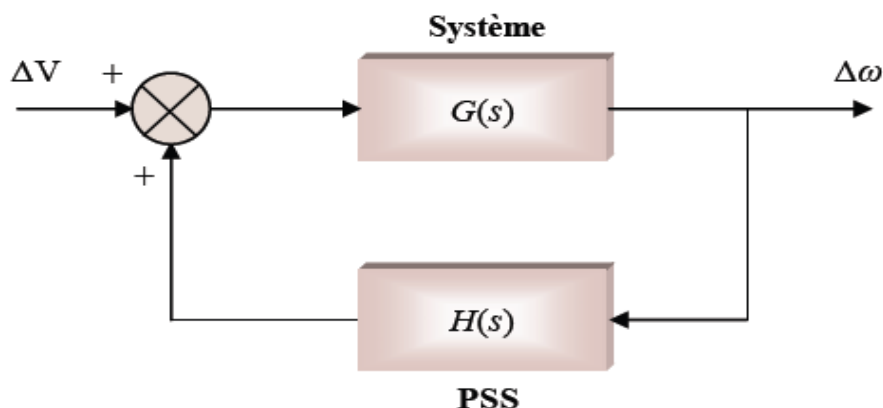


Figure II-17. L'ensemble (système-PSS) en boucle fermée.

Où : $G(s)$ est la fonction de transfert du système entre le signal de référence ΔV du régulateur de tension de générateur, où le PSS doit être installé, et la variation de vitesse de rotor $\Delta\omega$.

$H(s)$ est la fonction de transfert de PSS. Les pôles de $G(s)$ sont justement les valeurs propres du système linéarisé en boucle ouverte. La fonction de transfert du système entier en boucle fermée $F(s)$ devient :

$$F(s) = \frac{G(s)}{1 - G(s)H(s)} \quad (\text{II-79})$$

Les valeurs propres du système en boucle fermée sont les pôles de la fonction de transfert

$F(s)$; elles doivent satisfaire l'équation caractéristique suivante :

$$1 - G(s).H(s) = 0 \quad (\text{II-80})$$

$$\Rightarrow H(s) = \frac{1}{G(s)} \quad (\text{II-81})$$

Si $i n \lambda_i, = 1,2,L$ sont les valeurs propres spécifiées préalablement, l'équation (II-81) peut ainsi se réécrire comme suit :

$$H(\lambda_i) = \frac{1}{G(\lambda_i)} \quad (\text{II-82})$$

$$\Rightarrow KPSS \cdot \frac{\lambda_i T_w}{1 + \lambda_i T_w} \cdot \frac{1 + \lambda_i T_1}{1 + \lambda_i T_2} \cdot \frac{1 + \lambda_i T_3}{1 + \lambda_i T_4} = \frac{1}{G(\lambda_i)} \quad (\text{II-83})$$

Par conséquent, nous obtenons un ensemble d'équations algébriques linéaires. En résolvant ces équations, nous pouvons déterminer les valeurs des paramètres désirés du PSS qui assurent le placement précis des valeurs propres

II.5 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté la modélisation du système de puissance pour les études de la stabilité angulaire.

Nous avons abordé ici, les points ci-dessous :

- Le modèle choisi pour machine synchrone du système est du troisième ordre. Les équations différentielles de la machine sont décrites par les trois variables δ, ω, E' . Ce modèle convient bien pour les études de stabilité angulaire.
- Le modèle du système de la force motrice (la turbine et leurs régulateurs ...) peut être supprimé en considérant que le couple mécanique de la turbine reste constant.
- Le système d'excitation et leurs régulateurs sont aussi modélisés.
- Le modèle complet de l'état-espace, incluant le PSS, avec $\Delta T_m = 0$.
- Le réglage des paramètres des PSS pour pouvoir assurer convenablement le bon fonctionnement des PSS.

Stabilisation par logique floue

III.1 Introduction :

Les premières applications de la logique floue étaient confinées dans des domaines non techniques, comme le commerce et la gestion, et ce n'est qu'en 1974 qu'elle s'est appliquée en automatique par *Mamdani* qui a commencé par la réalisation du premier contrôleur flou. Dans cette première section, nous traitons deux notions fondamentales : la logique floue et flous et les sous-ensembles.

La logique floue a vu le jour après la logique booléenne. Cette dernière est basée sur le principe que toute proposition ne peut être que vraie ou fausse (tout ou rien), et pourtant la pensée humaine est beaucoup plus complexe et plus nuancée qu'un ensemble rigide de lois car, pour un être humain, le mot "rien" n'est pas tout à fait blanc ou noir, on trouve dans notre langage habituel "assez grand, presque chaud, pas chaud...etc. Alors, les propositions nécessitent un élargissement à la logique classique.

Dans ce chapitre, nous présenterons quelque aspect théorique de la logique floue, ainsi que les bases de son application pour la commande de processus.

III.2 Intérêts de la logique floue [34]:

La logique floue trouve ses origines dans un certain nombre de constatations :

➤ La connaissance que l'être humain a d'une situation quelconque est généralement imparfaite, elle peut être incertaine (il doute de sa validité), ou imprécise (il a du mal à l'exprimer clairement).

➤ L'être humain résout souvent des problèmes complexes à l'aide de données approximatives :

la précision des données est souvent inutile. Par exemple, pour choisir un appartement, il pourra prendre en compte la surface, la proximité de commerces, la distance du lieu de travail, le loyer, sans pour autant avoir besoin d'une valeur très précise de chacune de ces données.

➤ Dans l'industrie ou les techniques, les opérateurs résolvent souvent des problèmes complexes de manière relativement simple et sans avoir besoin de modéliser le système.

De même, tout le monde sait qu'un modèle mathématique n'est pas nécessaire pour conduire une voiture et pourtant une voiture est un système très complexe.

➤ Plus la complexité d'un système augmente, moins il est possible de faire des affirmations précises sur son comportement.

De ces constatations viennent naturellement les déductions suivantes :

➤ Plutôt que de modéliser le système, il est souvent intéressant de modéliser le comportement d'un opérateur humain face au système.

➤ Plutôt que par des valeurs numériques précises, le fonctionnement doit être décrit par des qualificatifs globaux traduisant l'état approximatif des variables.

III.3 La théorie de la logique floue :

III.3.1 Principe et définition :

La logique floue repose sur la théorie des ensembles flous développée par Zadeh [35]. A côté d'un formalisme mathématique fort développé, nous préférons aborder la présentation de manière intuitive.

Les notions de température moyenne ou de courant faible sont relativement difficiles à spécifier de manière précise. On peut fixer des seuils et considérer que l'on attribue tel ou tel qualificatif en fonction de la valeur de la variable par rapport à ces seuils.

Ceci ne peut exprimer qu'un avis très tranché du qualificatif "température moyenne" par exemple. L'aspect "vague" de ce qualificatif n'est pas représenté figure(III.1). On peut définir le degré d'appartenance de la variable température à l'ensemble "faible" comme le "degré de vérité" de la proposition "la température est faible"[35].

En logique booléenne, le degré d'appartenance (μ) ne peut prendre que deux valeurs (0 ou 1). La température peut être :

- faible : $\mu_{\text{faible}}(T) = 1, \mu_{\text{moyenne}}(T) = 0, \mu_{\text{élevée}}(T) = 0$
- moyenne : $\mu_{\text{faible}}(T) = 0, \mu_{\text{moyenne}}(T) = 1, \mu_{\text{élevée}}(T) = 0$
- élevée : $\mu_{\text{faible}}(T) = 0, \mu_{\text{moyenne}}(T) = 0, \mu_{\text{élevée}}(T) = 1$
- Elle ne peut pas prendre deux qualificatifs à la fois.

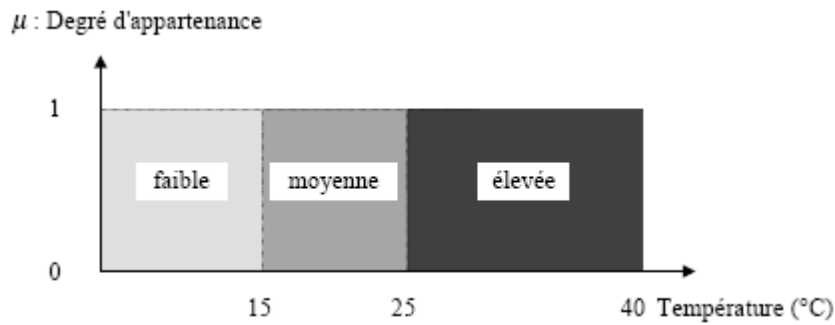


Figure III.1: Exemple d'ensembles considérés en logique booléenne

En logique floue, le degré d'appartenance devient une fonction qui peut prendre une valeur réelle comprise entre 0 et 1 inclus.

$\mu_{\text{moyenne}}(T)$, par exemple, permet de quantifier le fait que la température puisse être considérée comme moyenne.

Dans ce cas, la température peut être considérée, à la fois, comme faible avec un degré d'appartenance de 0,2 et comme moyenne avec un degré d'appartenance de 0,8 figure(III.2).

$$\mu_{\text{faible}}(T) = 0,2, \mu_{\text{moyenne}}(T) = 0,8, \mu_{\text{élevée}}(T) = 0$$

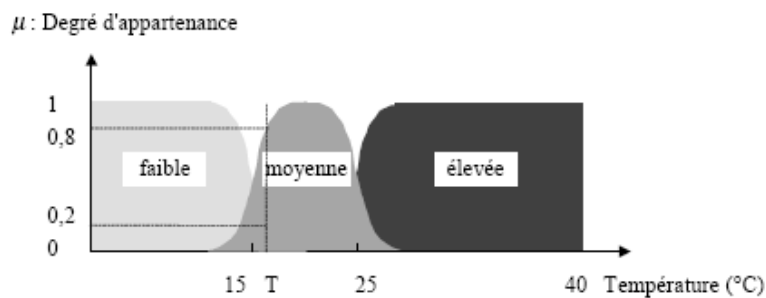


Figure III.2: Exemple d'ensembles considérés en logique floue

Pour la variable floue x , on définit un ensemble flou A sur un univers de discours X par une fonction degré d'appartenance :

$$x \rightarrow \mu_A(x)$$

L'univers de discours est l'ensemble des valeurs réelles que peut prendre la variable floue x et $\mu_A(x)$ est le degré d'appartenance de l'élément x à l'ensemble flou A figure(III.3).

Plus généralement, le domaine de définition de $\mu_A(x)$ peut être réduit à un sous-ensemble de X [35].

On peut ainsi avoir plusieurs fonctions d'appartenance, chacune caractérisant un sous-ensemble flou. C'est par l'association de tous les sous-ensembles flous de l'univers de discours, que l'on obtient l'ensemble flou de la variable floue x . Par abus de langage, les sous-ensembles flous sont fort souvent confondus avec l'ensemble flou.

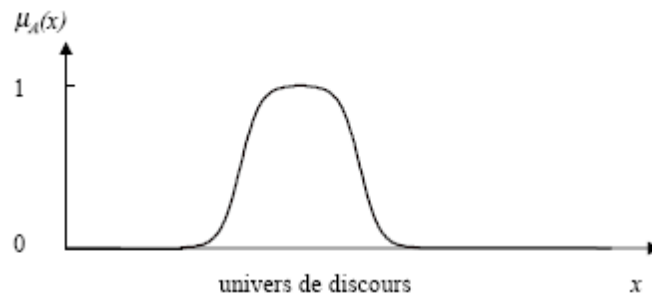


Figure III.3: Représentation d'un ensemble flou par sa fonction d'appartenance

Dans notre exemple, la variable floue est la température, l'univers de discours est l'ensemble des réels de l'intervalle $[0, 40]$. On attribue à cette variable trois sous-ensembles flous : faible, moyenne et élevée. Chacun est caractérisé par sa fonction degré d'appartenance :

$\mu_{\text{faible}}(T)$, $\mu_{\text{moyenne}}(T)$, $\mu_{\text{élevée}}(T)$.

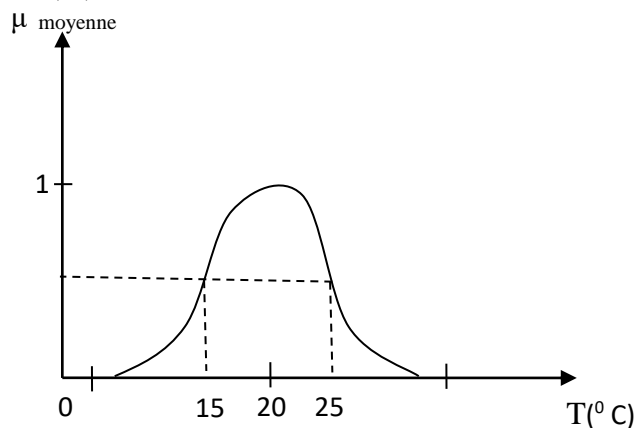


Figure III.4: Cas de l'ensemble flou "moyenne" de la variable Température

On peut définir la fonction degré d'appartenance μ_{moyenne} sur tout l'univers de discours :

$$\mu_{\text{moyenne}}(x) = \begin{cases} \frac{1}{1 + \exp(15 - x)} ; x \in [0, 20] \\ 1 - \frac{1}{1 + \exp(25 - x)} ; x \in [20, 40] \end{cases}$$

III.3.2 Fonction d'appartenance :

La fonction d'appartenance μ comprise entre 0 et 1 est associée au sous ensemble E_I de $T(X)$ et à la variable X , dont l'ensemble des valeurs possible est $T(X)$. Elle s'appelle aussi, degré

d'appartenance ou coefficient d'appartenance ou degré de possibilité, qui est la possibilité que la variable u ait la qualité associée au sous-ensemble E_j . Elle est utilisée pour faire le traitement mathématique des variables linguistiques dans le but de traiter des déductions floues par ordinateur.

On attribue à chaque valeur de la variable linguistique des fonctions d'appartenances μ , une valeur déterminée pour la variable X sera désignée par facteur d'appartenance. Ils existent plusieurs formes de la fonction d'appartenance a s'avoir [36]:

a) Fonction triangulaire :

$$\mu(x) = \begin{cases} \frac{x-a}{b-a} & a < x \leq b \\ \frac{c-x}{c-b} & b < x \leq c \\ 0 & \text{ailleurs} \end{cases} \quad (\text{III-1})$$

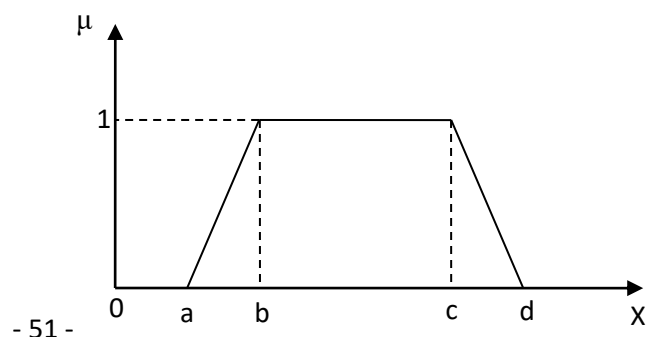
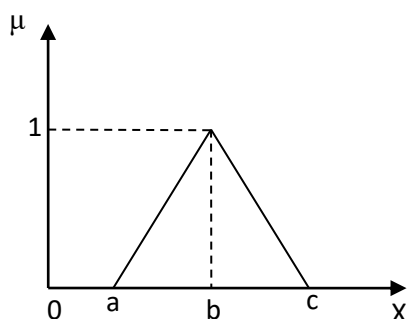
b) Fonction d'appartenance trapézoïdale :

$$\mu(x) = \begin{cases} \frac{x-a}{b-a} & a < x \leq b \\ 1 & b < x \leq c \\ \frac{d-x}{d-c} & c < x \leq d \\ 0 & \text{ailleurs} \end{cases} \quad (\text{III-2})$$

c) Fonction d'appartenance gaussienne :

$$\mu(x) = \text{EXP} \left[- \left(\frac{x-m}{\delta} \right)^2 \right] \quad -\infty < x < +\infty \quad (\text{III-3})$$

La figure (III.5) représente les formes de ces trois types de fonctions d'appartenance



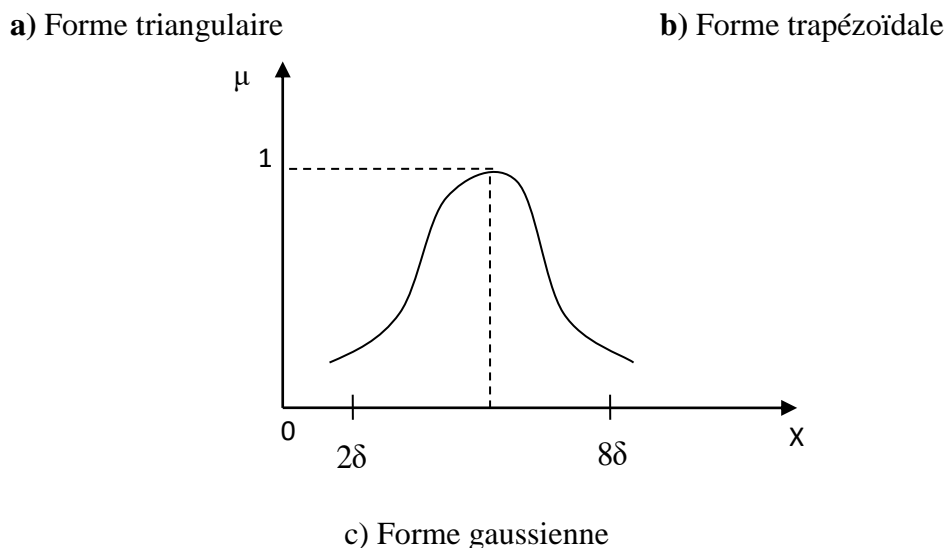


Figure III.5: Différentes formes de la fonction d'appartenance.

III.3.3 Variable linguistique :

Une variable linguistique représente un état dans le système flou, sa valeur est définie dans des termes linguistiques qui peuvent être des mots ou des phrases d'un langage naturel ou artificiel. Chaque variable linguistique est caractérisée par un ensemble tel que : $(x, T(x), u)$

ou: x : le nom de variable

$T(x)$: ensemble de termes de variable, c'est l'ensemble des noms des valeurs linguistiques de x dont chaque valeur est un sous-ensemble flou défini dans U .

U : l'univers de discours.

Comme exemple de variable linguistique, on prend la vitesse de rotation du moteur. Son ensemble de termes T (vitesse) peut être: T (vitesse) = {lente, moyenne, rapide, ...}.

Ou chaque termes dans T (vitesse) est caractérisé par un ensemble flou dans un univers de discours $U=[0,200]$ par exemple.

Pour les vitesses inférieures ou égales à 80 intervient la variable linguistique (lent), et pour les vitesses supérieures ou égales à 150 intervient la variable linguistique (rapide). Ces deux termes peuvent être caractérisés comme des ensembles flous dont les fonctions d'appartenances sont montrées sur la figure (III.6)

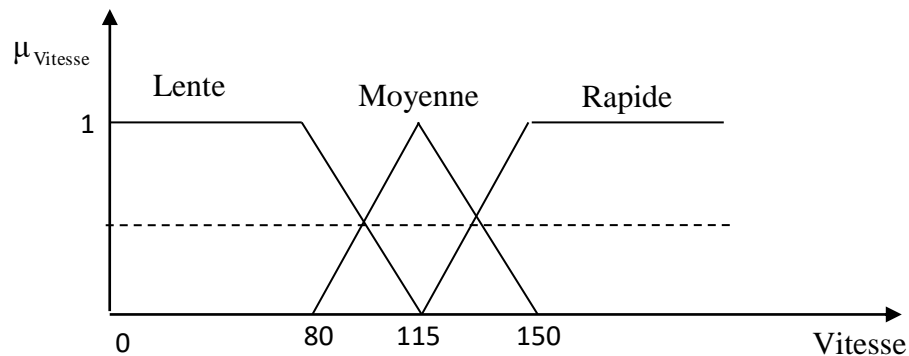


Figure III.6: Représentation des variables linguistiques.

III.3.4 Opérateurs de la logique floue :

Les variables linguistiques sont liées entre elles au niveau des règles d'inférence par des opérateurs *ET* ou *OU*. Il s'agit d'opérateurs de la logique floue qui interviennent sur les fonctions d'appartenance représentant les variables linguistiques. De plus, il existe l'opérateur *NON* qui s'appelle (complément, négation, inverse)

Opérateur *OU* (l'union)

La fonction d'appartenance $\mu_{A \cup B}$ pour l'ensemble flou $A \cup B$ est définie comme suit:

$$\mu_{A \cup B}(u) = \max \{ \mu_A(u), \mu_B(u) \} \quad (\text{III-4})$$

Opérateur *ET* (l'intersection)

La fonction d'appartenance $\mu_{A \cap B}$ pour l'ensemble flou $A \cap B$ est définie comme suit:

$$\mu_{A \cap B}(u) = \min \{ \mu_A(u), \mu_B(u) \} \quad (\text{III-5})$$

Opérateurs *NON* (complément)

On définit la fonction d'appartenance $\mu_{\bar{A}}$ pour l'ensemble flou \bar{A} par:

$$\mu_{\bar{A}}(u) = 1 - \mu_A(u) \quad (\text{III-6})$$

Produit cartésien :

Soit A_1, \dots, A_n des ensembles flous, dans les univers de discours u_1, \dots, u_n respectivement. Le produit cartésien de A_1, \dots, A_n est un ensemble flou dans l'univers de discours $u_1 \cdot u_2 \cdot \dots \cdot u_n$ dont sa fonction d'appartenance est exprimée par :

$$\mu_{A_1, A_2, \dots, A_n}(\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n) = \min\{\mu_{A_1}(\mu_1), \dots, \mu_{A_n}(\mu_n)\}$$

ou :

$$\mu_{A_1, A_2, \dots, A_n}(\mu_1, \mu_2, \dots, \mu_n) = \mu_{A_1}(\mu_1), \dots, \mu_{A_n}(\mu_n)$$
(III-7)

▪ **Relation floue :**

Une relation floue est un ensemble flou dans les univers de discours u_1, \dots, u_n . Elle est exprimée comme suit :

$$R_{u_1, u_2, \dots, u_n} = \left\{ \left((u_1, \dots, u_n) R_{(R_{u_1, \dots, u_n})} \right) / (u_1, \dots, u_n) \in u_1, \dots, u_n \right\}$$
(III-8)

▪ **La composition sup-star :**

Soit R et S deux relations floues dans les univers de discours $U \times V$ et $V \times W$ respectivement, la composition de R et S est une relation floue notée ROS telle que :

$$ROS = \left\{ \left[(u, w), \sup(\mu_{R(u,v)} * \mu_{S(v,w)}) \right] / u \in U, v \in V, w \in W \right\}$$
(III-9)

Avec $*$ est un opérateur appartient à la norme triangulaire T-norme

III.3.5 Logique floue et raisonnement approximatif :

Règle compositionnelle sup-star pour inférence :

Si R est une relation floue dans $U \times V$ et si x est un ensemble flou dans U, alors la règle compositionnelle “sup-star” pour l’inférence affirme que l’ensemble flou y dans V peut se déduire par : $y = XOR$

Où XOR représente sup-star composition.

III.3.6 Implication floue :

L’implication floue est un opérateur qui a pour but d’évaluer un degré de vérité d’un règle R sous la forme :

Si x est A alors y est B

Cette évaluation est donnée à partir des valeurs de la prémisse et celle de la conclusion.

$$\mu_R(x, y) = I(\mu_A(x), \mu_B(y))$$
(III-10)

Où I est un opérateur d’implication

II.4 Le contrôleur floue :

Un contrôleur flou est un système à base de connaissance particulier utilisant un raisonnement en profondeur limitée, dans une procédure de chaînage avant des règles (activation des règles par les prémisses) ; Un schéma représentatif peut être le suivant : [37]

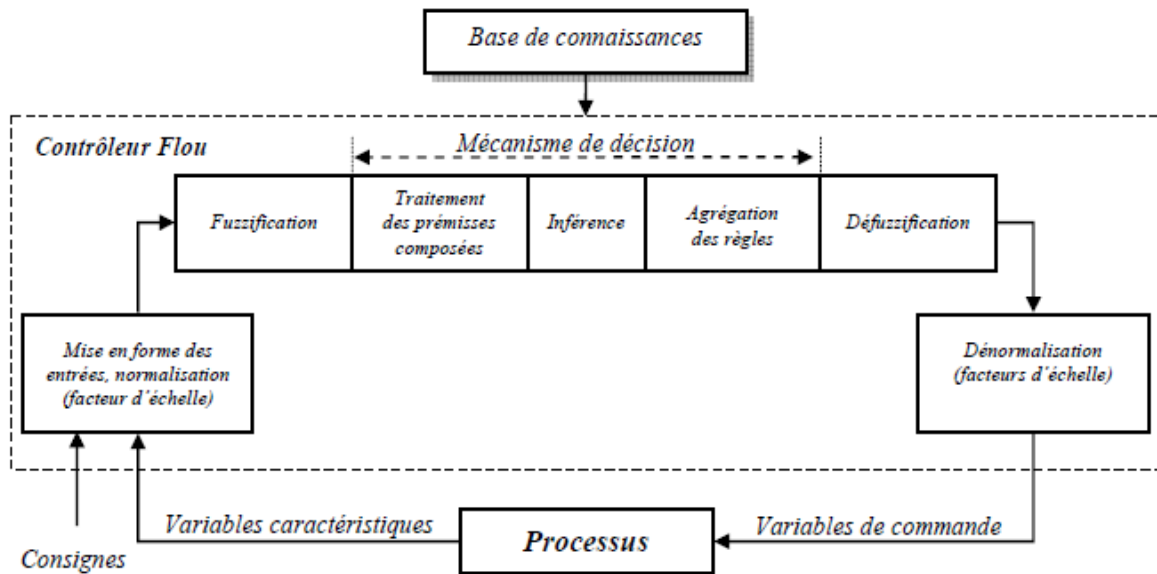


Figure III.7: Structure de base d'un contrôleur flou [21]

III.4.1.1 Normalisation :

Cette première étape permet le traitement des variables d'entrée du contrôleur flou. Par exemple, calcul d'erreurs (Différence entre grandeurs mesurée et consignes) et variation d'erreurs.

L'utilisation de domaine normalisée (Univers de discours compris entre $[-1, 1]$) nécessite une transformation d'échelle, celle-ci est réalisée par l'intermédiaire de facteurs d'échelle de transformation des grandeurs physiques des entrées en des valeurs normalisées appartenant à l'intervalle $[-1, 1]$.

III.4.1.2 Fuzzification :

C'est l'opération de projection des variables physiques réelles sur des ensembles flous caractérisés par les valeurs linguistiques prises par ces variables. Deux cas peuvent se présenter selon que la mesure d'une variable physique réelle est précise (valeur numérique) ou pas. [37]

Le choix de la forme de fonction d'appartenance (triangulaires, trapézoïdales,...) est arbitraire. Quant au nombre de fonction d'appartenance, il est généralement impaire car elles se répartissent

autour de zéro (3, 5 et 7 sont des valeurs courant). Un exemple de fonctions d'appartenance triangulaires est donné dans la figure suivante : [38]

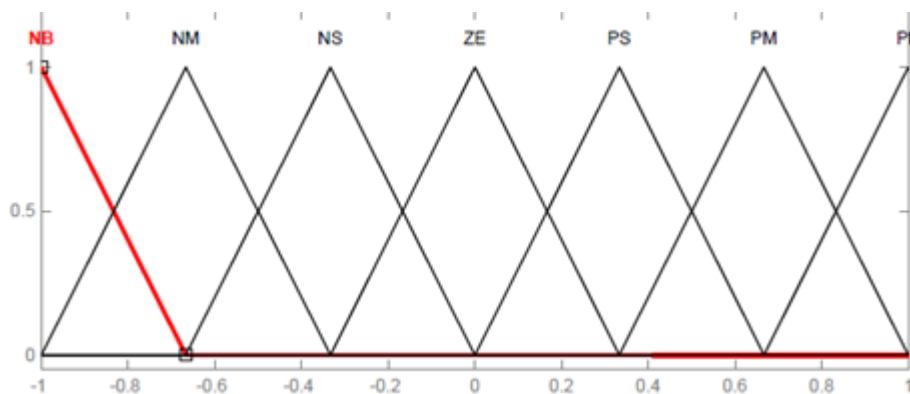


Figure III.8: Exemple de fonction d'appartenance triangulaire.

NB, NM, \dots, PB sont des valeurs linguistique, avec :

- NB : Negative big (negative grand)
- NM : Négative middle (négative moyen)
- NS : Negative small (négative petit)
- ZE : Zéro
- PS : Positive small (positive petit)
- PM : Positive middle (positive moyen)
- PB : Positive big (positive grand)

III.4.1.3 Inférence :

En logique classique, la règle de raisonnement du *modus ponens* permet, à partir des deux assertions,

- X est A
- Si x est A alors y est B , de conclure que Y est B .

En logique floue, la règle s'appelle *modus ponens* généralisé et permet à partir des assertions.

- X est A'
- Si x est A alors y est B , de conclure que Y est B' .

L'inférence est l'opération d'agrégation des règles.

U		T		
		F	M	E
V	F	Z	P	GP
	E	Z	Z	P

Tableau III.1: Exemple d'inférence des règles

Les règles que décrit ce tableau sont (sous forme symbolique) :

Dans l'exemple ci-dessus on a représenté les règles qui se sont activées à un instant donné par des cases sombres :

SI (T est M ET V est F) ALORS U est P

Où

SI (T est E ET V est F) ALORS U est GP

Il arrive que toutes les cases du tableau ne soient pas remplies, on parle alors de règles d'inférences incomplètes. Cela ne signifie pas que la sortie n'existe pas, mais plutôt que le degré d'appartenance n'est nul pour la règle en question.

Il s'agit maintenant de définir les degrés d'appartenance de la variable de sortie à ses sous-ensembles flous.

Il existe plusieurs méthodes d'inférence comme «Max-Min», «Max-Produit», «Max-Somme» qui permet d'y arriver.

Ces méthodes se différencient essentiellement par la manière dont vont être réalisés les opérateurs («ET» et «OU») utilisés dans les règles d'inférence.

III.41..4 Défuzzification :

Consiste à transformer l'ensemble flou résultant en une grandeur de commande précise. Là aussi existe plusieurs méthodes [39]. parmi lesquelles :

- La méthode de la hauteur
- La première maxima
- La dernière maxima
- La moyenne maxima

- Le centre de gravité
- Le centre des aires
- Le centre de maxima
- Le centre de la plus grand surface

Les méthodes de défuzzification les plus utilisées en commande floue sont : le centre de gravité, le centre des aires et le centre de maxima

➤ **La méthode du centre de gravité :**

Cette méthode est la plus souvent utilisée et donne généralement les meilleurs résultats. Elle consiste à prendre comme solution l'abscisse du centre de gravité des solutions.

C'est aussi la méthode la plus couteuse en temps de calcul.[37]

La formule qui permet d'obtenir le centre de gravité à partir de l'ensemble flou de sortie est la

suivante :
$$x_0 = \frac{\int x \cdot \mu(x) dx}{\int \mu(x) dx}$$

III.4.1.5 Démoralisation :

Cette dernière étape transforme les valeurs normalisées des variables de commande des valeurs appartenant à leur domaine physique respectif.

III.4.2 Les différentes étapes de la commande floue :

On distingue classiquement les étapes ci-dessous dans la structure d'un contrôleur flou[28]:

- l'identification des variables pour d'entrée et de sortie.
- la construction de règles de contrôle.
- établir l'approche pour décrire l'état du système en termes de sous-ensembles flous, soit établir méthode de Fuzzification et fonctions d'appartenance floues.
- sélection de la règle compositionnel d'inférence.
- méthode La défuzzification est l'étape qui permet de transformer l'ensemble flou, obtenu par le calcul précédent, en une grandeur de commande à appliquer au processus.

Dans la section suivant, on peut expliquer les étapes précédentes avec *PSS* basés sur la logique floue.

III.5 PSS basés sur la logique floue :

Le stabilisateur de système de puissance est utilisé pour améliorer le rendement du générateur synchrone. Cependant, il en résulte dans la mauvaise performance dans diverses conditions de chargement qui a mis en œuvre avec *PSS* classiques. A cet effet, le besoin de logique floue *PSS* se pose. Le contrôleur flou utilisé dans stabilisateur système électro-énergétique est normalement une deux entrées et une composante de sortie unique. C'est généralement un système *MISO*. Les deux entrées sont changement de vitesse angulaire et le taux de variation de la vitesse angulaire tandis que la sortie du contrôleur logique floue est un signal de tension. Une modification de la tension de la rétroaction au système d'excitation en fonction de la puissance accélération sur une unité est utilisée pour améliorer la stabilité du système. Les signaux de stabilisation sont calculés en utilisant les fonctions d'appartenance floue standard en fonction de ces variables[28].

III.5.1 Sélection de variables d'entrée et de sortie :

On fait définir les variables d'entrée et de contrôle, c'est-à-dire, déterminer quels états du processus doivent être observées et doivent être considérées comme des mesures de contrôle. Pour les modèles *FLPSS*, l'accélération et la déviation de vitesse du générateur peuvent être observés et ont été choisis comme le signal d'entrée du *PSS* floue. Les performances dynamiques du système pourraient être évaluées par l'examen de la courbe de réponse de ces deux variables. La tension est à la sortie du contrôleur logique floue[28].

Pratiquement, la vitesse d'axe seulement est facilement disponible. Le signal d'accélération peut être dérivé des signaux de vitesses mesurées à deux instants successifs d'échantillonnage à l'aide d'équation au-dessous :

$$\Delta\omega(k) = \frac{(\Delta\omega(k) - \Delta\omega(k-1))}{\Delta T} \quad (\text{III-11})$$

III.5.2 Fonction d'appartenance :

Les variables choisies pour ce contrôleur sont la déviation de vitesse, d'accélération et de tension, en cela, la déviation de la vitesse et l'accélération sont les variables d'entrée et la tension est variable de sortie. Le nombre de variables linguistiques décrivant les sous-ensembles flous d'une variable varie en fonction de la demande (l'application). Généralement, un nombre impair est utilisé. Un nombre raisonnable est sept. Toutefois, la multiplication des sous-ensembles flous entraîne une augmentation correspondante du nombre de règles. Chaque variable linguistique a sa fonction d'appartenance floue. La fonction d'appartenance mappe les valeurs nettes dans des variables de floues. Les fonctions d'appartenance triangulaires sont utilisées pour définir le degré

d'appartenance. Il est important de ne pas que le degré d'adhésion joue son rôle important dans la conception[28].

Un contrôleur flou. Chacune des variables d'entrée et de sortie de flous est affecté sept sous-ensembles flous linguistiques variant de grand négatif (NB) à grand positif (PB). Chaque sous-ensemble est associé à la fonction de d'appartenance triangulaire à partir d'un ensemble de sept fonctions d'appartenance pour chaque variable floue.

<i>NB</i>	NECATIVE BIG
<i>NM</i>	NECATIVE MEDIUM
<i>NS</i>	NECATIVE SMALL
<i>ZE</i>	ZERO
<i>PS</i>	POSITIVE SMALL
<i>PM</i>	POSITIVE MEDIUM
<i>PB</i>	POSITIVE BIG

Tableau III.2: Variables floues pour la fonction d'appartenance.

Les variables sont normalisées en multipliant avec des gains respectifs de $K1, K2, K3$, afin que leur valeur comprise entre -1 et 1 . Les fonctions d'appartenance des variables d'entrée et de sortie ont 50% de chevauchement entre les sous-ensembles flous adjacents [28]. La fonction d'appartenance pour l'accélération, la vitesse et la tension sont indiquées à la figure suivant :

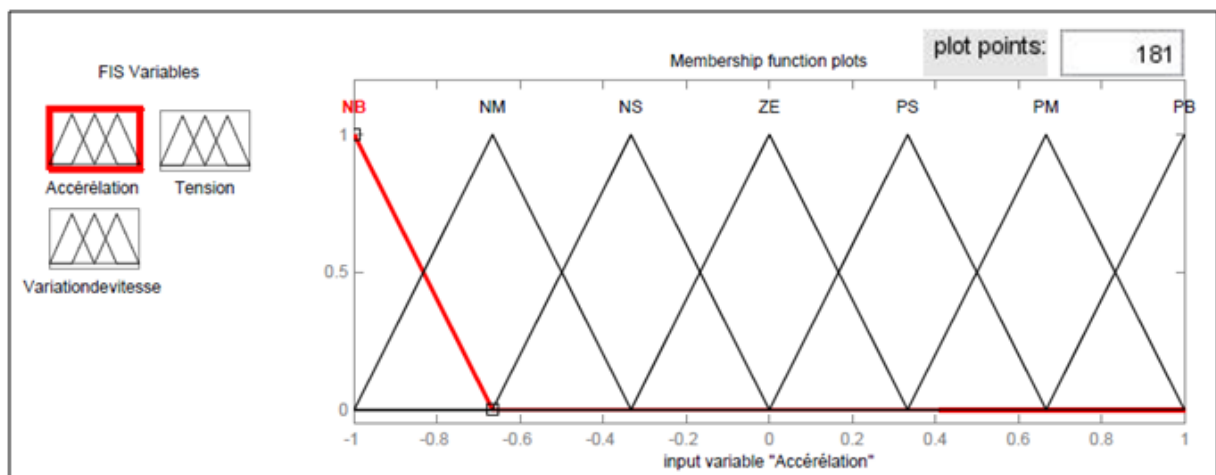


Figure III.9: Fonctions d'appartenance pour l'accélération.

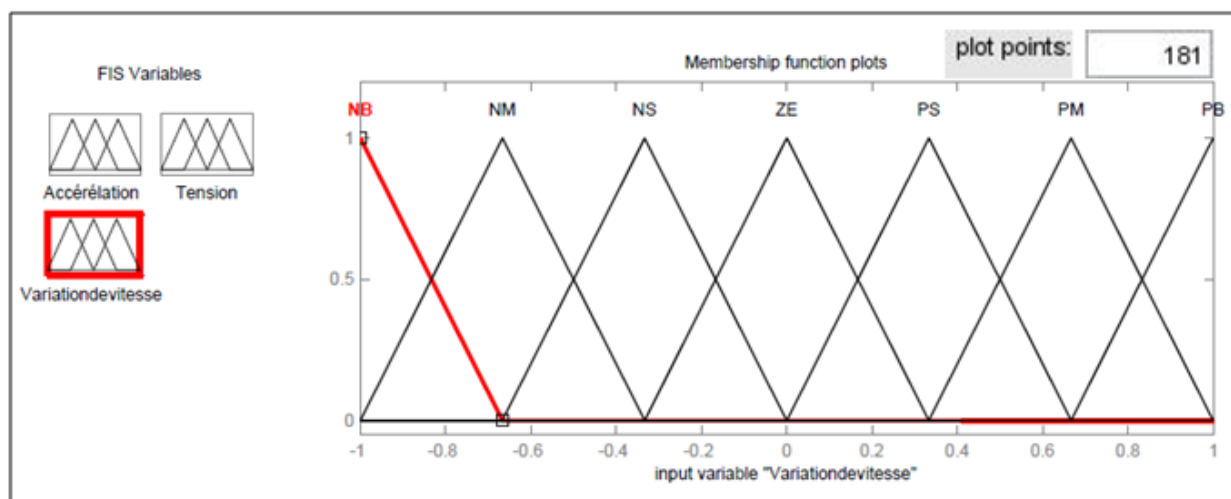


Figure III.10: Fonctions d'appartenance pour la variation de vitesse.

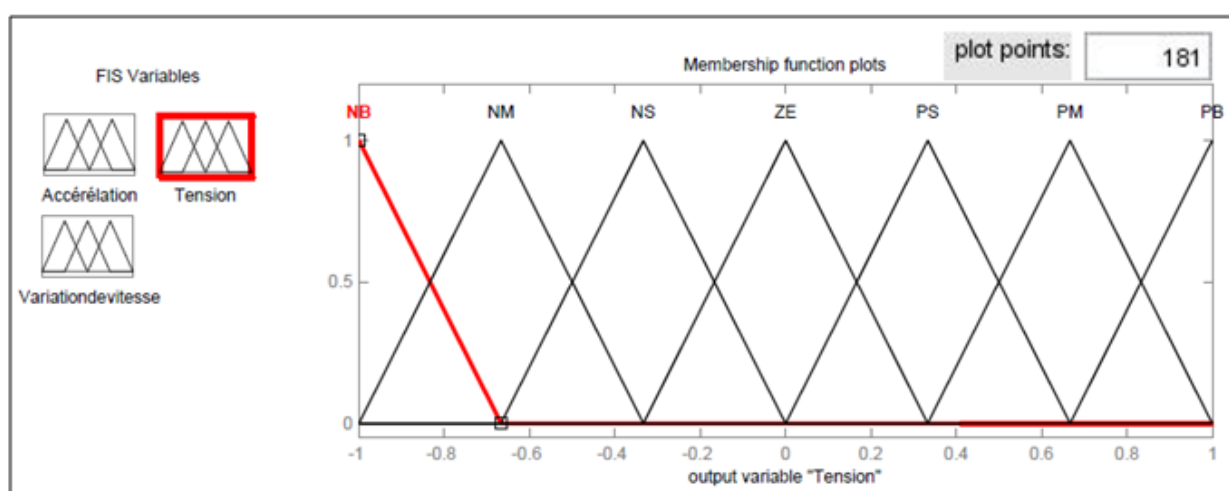


Figure III.11: Fonctions d'appartenance pour la tension.

III.5.3 La base de règles floues [40]:

Un ensemble de règles qui définissent la relation entre l'entrée et la sortie de du contrôleur à logique floue peut être trouvé utilisant la connaissance disponible dans le domaine de concevoir PSS[28]. Ces règles sont définies en utilisant les variables linguistiques. Les deux entrées, la vitesse et l'accélération, se traduisent (49)règles pour chaque machine. Les règles typiques ont la structure suivante :

- **Règle(1):** si la variation de vitesse est *NB* (NECATIVE BIG), ET l'accélération est *NB* ALORS la tension (la sortie de PSS floue) est *NB*.
- **Règle(2):** si la variation de vitesse est *ZE*(ZERO), ET l'accélération est *NS*(NECATIVE SMALL) ALORS la tension (la sortie de PSS floue) est *NS*.

- **Règle(3)**: si la variation de vitesse est *PB*(POSITIVE BIG), *ET* l'accélération est *NM*(NEGATIVE MEDIUM) *ALORS* la tension (la sortie de *PSS* floue) est *PM*(POSITIVE MEDIUM). Et ainsi de suite...

Toutes les 49 règles régissant le mécanisme sont expliquées dans le tableau (III.3), où tous les symboles sont définis dans la terminologie de base de logique floue.

Variation de vitesse	Accélération						
	<i>NB</i>	<i>NM</i>	<i>NS</i>	<i>ZE</i>	<i>PS</i>	<i>PM</i>	<i>PB</i>
<i>NB</i>	<i>NB</i>	<i>NB</i>	<i>NB</i>	<i>NB</i>	<i>NM</i>	<i>NM</i>	<i>NS</i>
<i>NM</i>	<i>NB</i>	<i>NM</i>	<i>NM</i>	<i>NM</i>	<i>NS</i>	<i>NS</i>	<i>ZE</i>
<i>NS</i>	<i>NM</i>	<i>NM</i>	<i>NS</i>	<i>NS</i>	<i>ZE</i>	<i>ZE</i>	<i>PS</i>
<i>ZE</i>	<i>NM</i>	<i>NM</i>	<i>NS</i>	<i>ZE</i>	<i>PS</i>	<i>PS</i>	<i>PM</i>
<i>PS</i>	<i>NS</i>	<i>ZE</i>	<i>ZE</i>	<i>PS</i>	<i>PS</i>	<i>PM</i>	<i>PM</i>
<i>PM</i>	<i>ZE</i>	<i>PS</i>	<i>PS</i>	<i>PM</i>	<i>PM</i>	<i>PM</i>	<i>PB</i>
<i>PB</i>	<i>PS</i>	<i>PM</i>	<i>PM</i>	<i>PB</i>	<i>PB</i>	<i>PB</i>	<i>PB</i>

Tableau III.3: Base de règles de contrôleur a logique floue.

La sortie de stabilisateur est obtenue en appliquant une règle particulière exprimée sous forme de fonctions d'appartenance. Finalement l'appartenance de sortie de la règle est calculée. Cette procédure est suivie pour toutes les règles et avec chaque règle un résultat est obtenu.

Nous utilisons le mécanisme d'inférence le plus couramment utilisé est celui dit « de *Mamdani* ». Précédemment, on peut connaître les étapes (Fuzzification, degré d'activation, implication et agrégation).

III.5.4 Défuzzification :

Généralement, la solution d'un problème utilisant les ensembles flous, est un résultat exprimé en termes de valeurs floues (fonctions d'appartenance). D'autre part, pour exploiter ou appliquer physiquement ces résultats, on doit utiliser des valeurs ordinaires. Cette opération qui consiste à convertir les valeurs floues en valeurs ordinaires, s'appelle la défuzzification.

La méthode de défuzzification la plus utilisée est certainement, la méthode du centre de gravité, dont le principe est de prendre l'abscisse du centre de gravité de la surface de la fonction d'appartenance résultante.

Les résultats de simulation pour chacun d'angle de charge, de la vitesse angulaire, du couple électrique et de la tension terminale montré au-dessous.

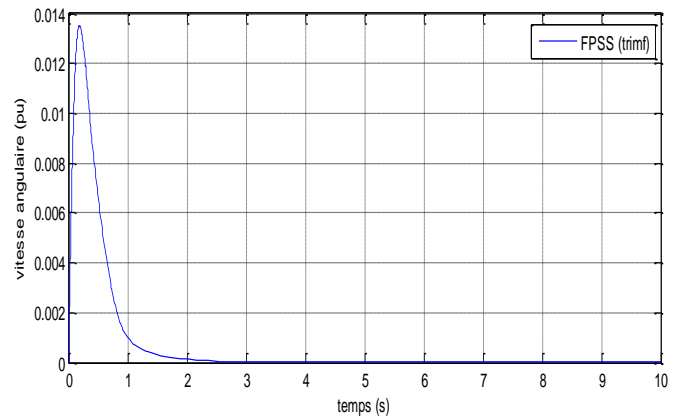
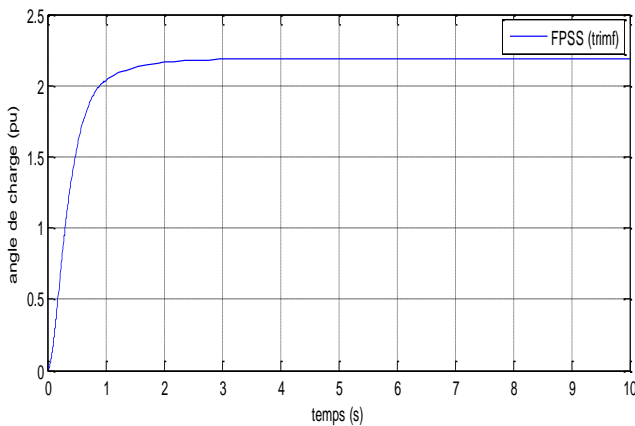


Figure III.13: Variation de la position angulaire

Figure IV.14: Variation de la vitesse angulaire

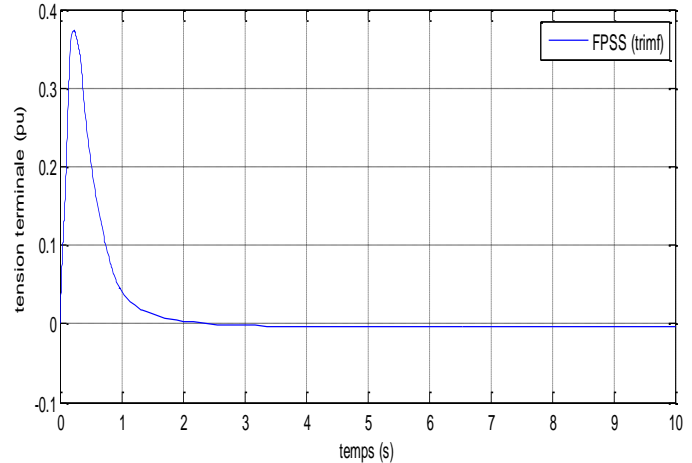
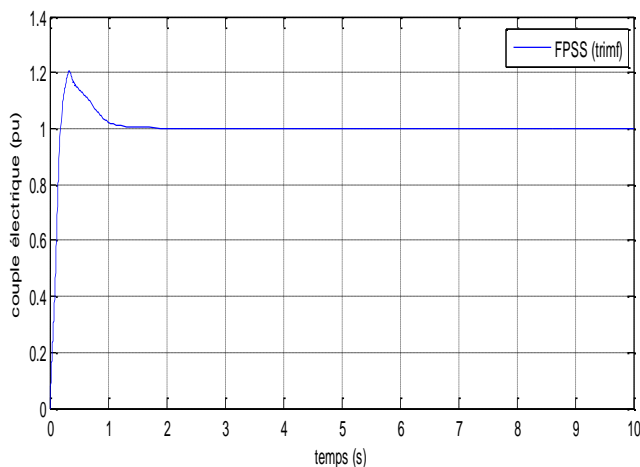


Figure III.15: variation du couple électrique

Figure III.16: Variation de la tension terminale.

III.5-6 Exécution du système avec les différentes fonctions d'appartenance :

A l'aide de programme MATLAB/sumulink, nous exécutons le modèle de la figure (III.17-20) pour les différents fonctions d'appartenance.

Les fonctions d'appartenance qui ont été choisis sont les suivants :

- triangulaire (*trimf*).
- trapézoïdale (*trapmf*).
- gaussienne (*gaussmf*).
- gaussienne (*gauss2mf*).
- sigmoïdes (*psigmf*).

Les résultats de simulation pour chacun d'angle de charge, de la vitesse angulaire, du couple électrique et de la tension terminale.

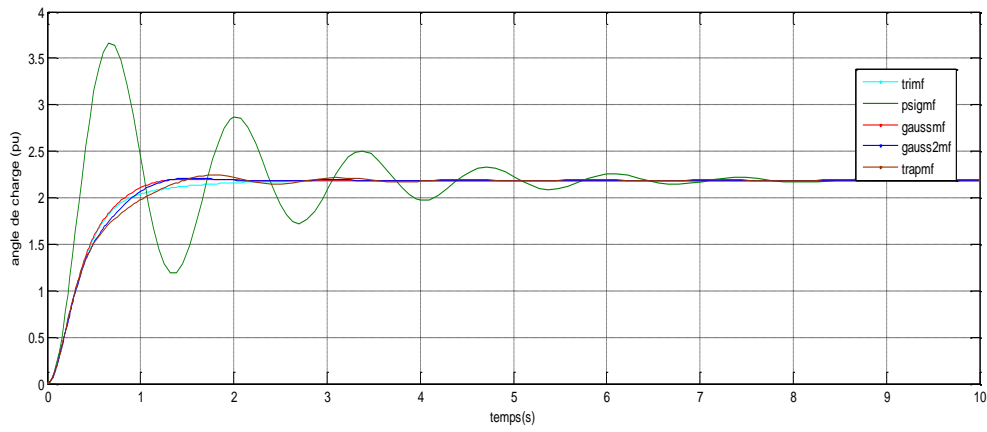


Figure III.17: Variation de la position angulaire

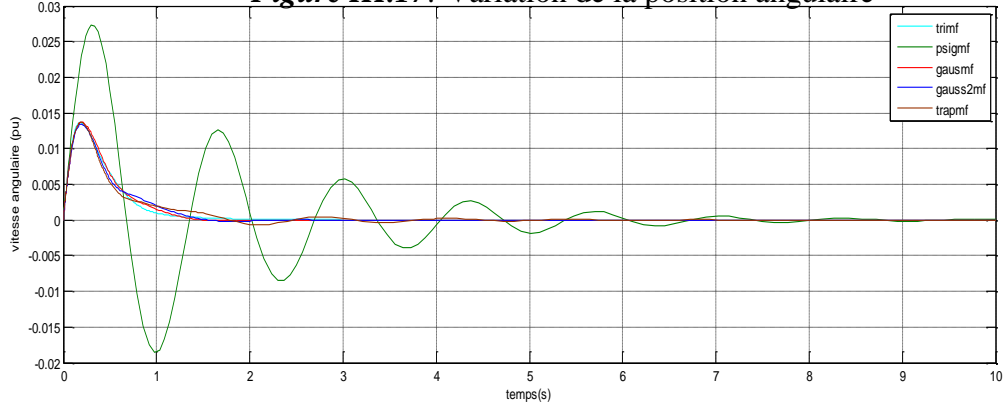


Figure III.18: Variation de la vitesse angulaire

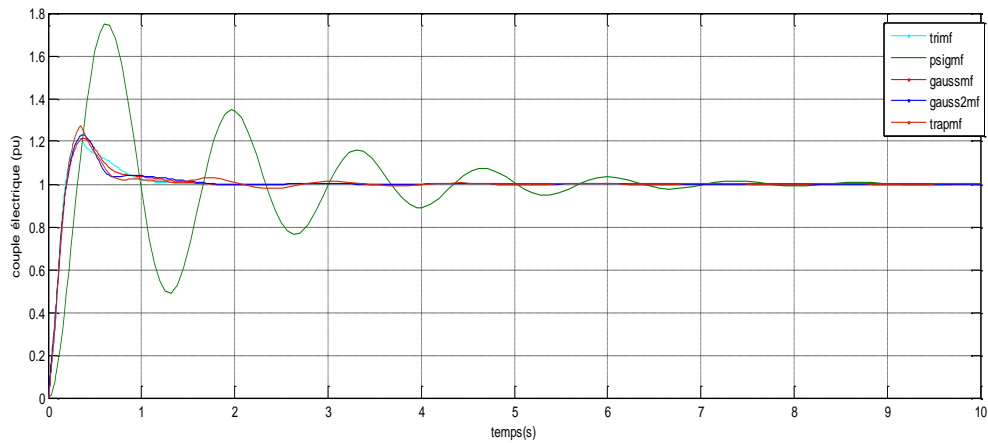


Figure III.19: variation du couple électrique

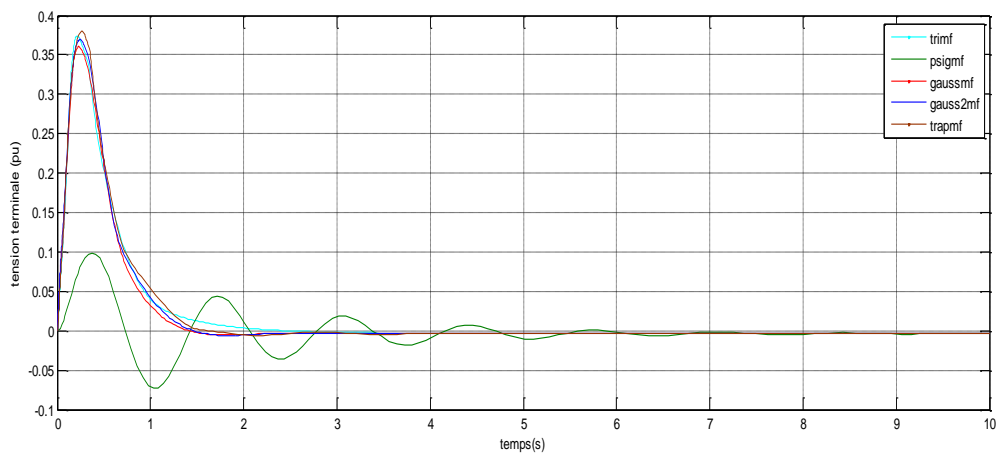


Figure III.20: Variation de la tension terminale

III.10 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons exposé les principaux concepts théoriques de la logique floue, puis après avoir décrit une structure d'une commande base La logique floue permet de modéliser un système complexe, en modélisant seulement le comportement de l'opérateur humain face au système. Classée parmi les techniques de l'intelligence artificielle, la logique floue permet de modéliser puis de remplacer l'expertise de conduite de processus, en provenance du concepteur ou de l'utilisateur.

RESULTATS ET VALIDATION

4. 1. Introduction

Le système de puissance étudié dans cette thèse est non linéaire et complexe. Il ne peut être facilement modélisé mathématiquement et est difficile à commander à cause de la variété des modes d'oscillations rencontrée et la stabilité du système se détériore en présence de perturbations. Dans nombre de conditions, des oscillations de différentes natures apparaissent sur les réseaux de puissance électriques. Par conséquent, pour tester efficacement les performances d'un stabilisateur, il est primordial d'utiliser un réseau test qui permet de reproduire les différents phénomènes qui apparaissent sur les réseaux. De manière plus précise, le réseau test doit permettre de reproduire d'une part, le comportement non linéaire du système et d'autre part, les modes d'oscillations d'intérêt.

Dans ce travail nous allons valider par simulation l'efficacité du stabilisateur indirect Fuzzy-PSS proposé sur deux systèmes de puissance de Kundur, un système d'une machine reliée à un jeu de barres infini (SMIB) pour différents points de fonctionnement et un réseau test multi-machines permettant l'étude de plusieurs modes d'oscillations tels que les modes locaux et les modes interzones. On doit s'assurer que le stabilisateur est capable d'amortir les oscillations locales et d'interzones et de montrer des performances satisfaisantes en présence de perturbations diverses. Ces dernières consisteront en une série de trois tests, à savoir un court-circuit triphasé, un court-circuit monophasé à la terre et un changement de la tension de référence.

4. 2 . Application au système mono machine SMIB

4.2.1. Description du système de puissance :

Un modèle non linéaire d'un système de puissance constitué d'une machine synchrone reliée à un jeu de barres infini est choisi pour la simulation. Une représentation schématique de diagramme du système de puissance est montrée dans figure (4.1). Un système d'excitation simplifié de (Type IEEE-ST1A excitation system model) standard a été employé.

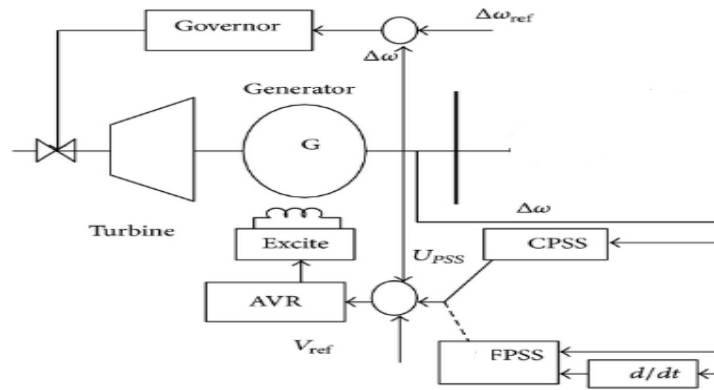


Figure 4.1. Schéma simplifié d'une machine synchrone connectée à un jeu de barres infini

4.2.2. Résultats de simulation

L'importance d'un contrôleur conçu pour une commande d'un élément du réseau électrique est qu'il soit fonctionnel non seulement autour du point de fonctionnement à partir duquel les paramètres et données nécessaires pour la conception ont été extraits mais il doit être aussi efficace pour tout autre point de fonctionnement que ce soit en un régime de fonctionnement léger ou critique. Dans ce qui suit, on montrera la performance et l'efficacité du stabilisateur proposé Fuzzy-PSS dans l'amélioration de la stabilité transitoire du système de puissance.

Les résultats de simulation des performances du système de puissance sans stabilisateur et avec stabilisateur conventionnel (CPSS) et un stabilisateur flou (FPSS) pour différents points de fonctionnement seront comparé

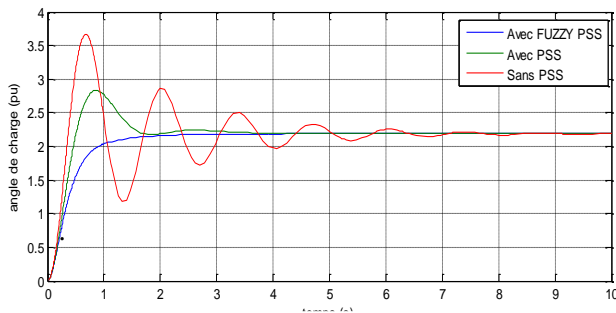


Figure 4-2 Variations de la position angulaire

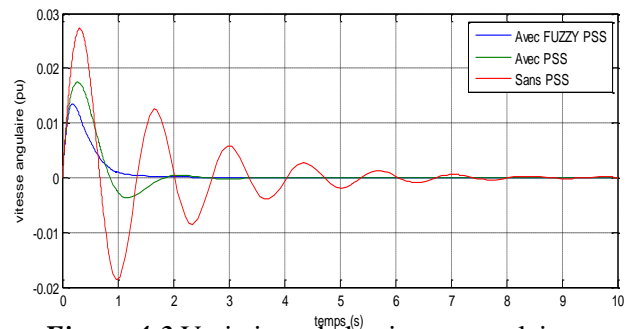


Figure 4-3 Variations de la vitesse angulaire

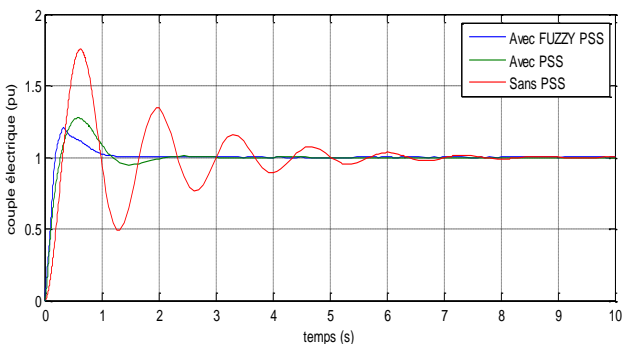


Figure 4-4 Variations de la puissance électrique

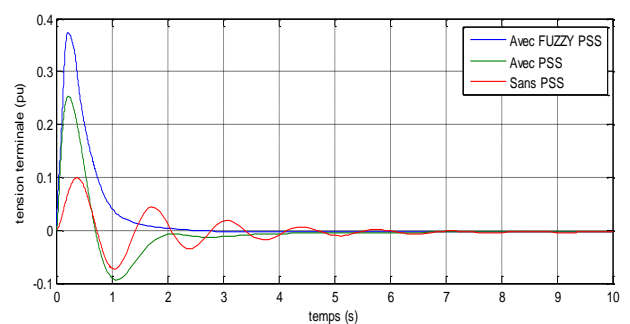


Figure 4-5 Variations de tension terminale

Nous pouvons bien voir à travers les résultats de simulation pour différents point de fonctionnement que le stabilisateur proposé Fuzzy-PSS assure une meilleure stabilité et Confirme sa supériorité en améliorant l'amortissement des oscillations comparativement au stabilisateur conventionnel CPSS, et sans stabilisateur.

Les deux tableaux ci-dessous montrent les paramètres des critères, l'un des critères temporels instantanés et l'autre des critères temporels intégraux.

Les cas	Sans PSS			Avec PSS			Avec FUZZY PSS		
Les courbes	δ	ω	T_e	δ	ω	T_e	δ	ω	T_e
D_p	1.419	0.0271	0.743	0.638	0.01833	0.304	0	0.01381	0.223
t_p	0.6734	0.314	0.6331	0.8358	0.2658	0.5604	/	0.1822	0.3443
$t_r(5\%)$	4.752	/	4.753	1.385	/	1.606	1.28	/	0.8491

Tableau IV.1. Comparaison des critères temporels instantanés.

Les cas	Sans PSS	Avec PSS	Avec FUZZY PSS
IAE	0.1495	0.1169	0.09975
ISE	0.007102	0.007336	0.008198
ITAE	0.3273	0.2232	0.1715

Tableau IV.2. Comparaison des critères temporels intégraux.

Lors nous déplaçons le *FLPSS* au système, ce dernier va à la stabilité tôt (1.28s pour l'angle de charge). Par contre, les courbe d'angle pour les cas sans *PSS* et avec *PSS* conventionnel sont stable au (4.752s et 1.385s) respectivement.

Du tableau (IV.2) on peut vérifier que le système avec *FLPSS* mieux réglé, parce que l'intégrale de l'erreur absolue est minimale par rapport les autres cas

$$(IAE_{\min imal} = IAE_{avec\ FLPSS} = 0.09975),$$

aussi l'intégrale de l'erreur absolue pondérée par le temps est minimale

$$(IAE_{\min imal} = IAE_{avec\ FLPSS} = 0.17155).$$

Le régulateur flou est utilisé pour pouvoir ajuster le système rapidement (temps de réponse très court) par rapport au régulateur classique et de maintenir la tension V_t proche de sa référence $V_{réf}$ avec un minimum de dépassement

4.3-Optimisation de paramètre PSS par algorithme génétique

4.3.1- Développement de l'AG

Rappelons que les AG sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et de l'évolution naturelle avec trois opérateurs : croisement, mutation et sélection. L'usage d'un AG est d'une part adapté à une exploration rapide et globale d'un espace de recherche de taille importante et d'autre part capable de fournir plusieurs solutions. Un AG recherche le ou les extrema d'une fonction définie (fonction objectif) sur un espace de recherche définissant les contraintes des paramètres à optimiser. Dans ce paragraphe nous présentons la formulation de la fonction multi-objective proposée et la mise en oeuvre de l'AG utilisé.

4.3.2- Fonction objectif.

Le but de l'utilisation des PSS est d'assurer un amortissement satisfaisant des oscillations et de garantir la stabilité globale du système pour différents points de fonctionnement. Pour répondre à ce but, nous avons utilisé une fonction multi-objective composée de deux fonctions objectives. Cette fonction multi-objective doit maximiser la marge de stabilité en augmentant les facteurs d'amortissement tout en minimisant les parties réelles des valeurs propres du système. Par conséquent, toutes les valeurs propres seront dans la zone D de stabilité.

Les étapes de calcul de cette fonction multi-objectif sont les suivantes :

- 1- Formuler le système linéaire en boucle ouverte (sans PSS).
- 2- Positionner les PSS avec leurs paramètres initialisés par l'AG à travers une population initiale.
- 3- Fermer la boucle en reliant le PSS entre la sortie du générateur et son entrée.
- 4- Calculer les valeurs propres du système en boucle fermée et prendre uniquement les modes dominants dont le mode se traduit par :

$$\lambda_i = \sigma_i \pm j\omega_i \quad (4-1)$$

- 5- Trouver les parties réelles des valeurs propres du système (σ_i) et calculer les facteurs D'amortissement (ζ_i) pour les modes:

$$\zeta_i = \frac{-\sigma_i}{\sqrt{\sigma_i^2 + \omega_i^2}} \quad (4-2)$$

- 6- Déterminer la valeur minimale de (ζ_i) et la valeur maximale de ($-\sigma_i$), qui peuvent être formulées respectivement comme : (*minimum* (ζ_i)) et (*- maximum* (σ_i)).

7- Rassembler les deux fonctions objectif en une fonction multiobjectif F comme suit (méthode de pondération) :

$$F_i = -MAX(\sigma_i) + MIN(\zeta_i) \quad (4-3)$$

8- Renvoyer la valeur de cette fonction multiobjectif au programme de l'AG pour relancer une nouvelle génération. Dans notre cas, nous n'avons privilégié aucune fonction objectif sur une autre : le coefficient de pondération de chaque fonction individuelle est donc égal à 1.

4.3.3- Mise en oeuvre de l'AG.

4.3.3.1- Codage du problème.

L'objectif de cette étude est d'appliquer l'AG pour trouver :

- les valeurs optimales des paramètres des PSSs pour un meilleur amortissement,
- leur localisation optimale,
- le nombre suffisant des PSSs.

Ainsi, le nombre de variables utilisé (pour chaque PSS) à l'entrée de l'AG variera selon trois cas étudiés :

1- Premier cas : trois variables (un gain et deux constantes de temps). L'objectif est simplement d'optimiser les paramètres des PSS.

2- Deuxième cas : quatre variables (l'emplacement des PSSs, un gain et deux constantes de temps). L'objectif maintenant est d'optimiser les paramètres des PSSs et leur localisation.

3- Troisième cas : cinq variables (un commutateur déterminant la mise en service ou non d'un PSS, l'emplacement des PSS, un gain et deux constantes de temps). L'objectif est d'optimiser enfin les paramètres des PSS et leur localisation et de réduire leur nombre. Ces variables sont soumises aux contraintes suivantes :

$$\begin{aligned} K_{PSS,j,\min} &\leq K_{PSS} \leq K_{PSS,j,\max} \\ T_{1,\min} &\leq T_{1,j} \leq T_{1,j,\max} \\ T_{3,j,\min} &\leq T_{3,j} \leq T_{3,j,\max} \\ Tw_{j,\min} &\leq Tw_j \leq Tw_{j,\max} \end{aligned} \quad (4-4)$$

avec... $j = 1, 2, \dots, N - itration$

K_{PSS} : le gain du PSS.

T_1 : la constante de temps du PSS.

T_3 : la constante de temps du PSS.

Tw : la constant de temps de filtre

4.3.3.3- Sélection.

Après génération de la population initiale, la performance de chaque individu est évaluée : la performance mesure la qualité de la solution probable pour comparer les différentes solutions.

Nous avons pris la valeur associée à la fonction objectif comme indice de performance.

Après calcul de cet indice pour chaque individu, le mécanisme de sélection est appliqué pour copier les individus sélectionnés. Les individus ayant des performances élevées ont plus de probabilité d'être reproduits dans la génération suivante. Nous avons appliqué la méthode de la roulette biaisée.

4.3.3.4- Croisement.

Après l'étape de sélection, le croisement est appliqué. Dans cette étape, les individus sont regroupés aléatoirement par paire (parents). Le croisement se fait ensuite pour créer les enfants avec une probabilité P_c , sinon les parents ne changent pas. Cet opérateur sert à explorer des nouvelles régions dans l'espace de recherche. Le type de croisement le plus simple est le croisement seul point : nous l'avons appliqué dans cette étude.

4.3.3.5- Mutation.

Pour introduire une certaine diversification dans la population et éviter ainsi une convergence prématurée en un optimum local, l'opérateur de mutation est appliqué. Les bits subissent la mutation sont choisis aléatoirement avec une probabilité P_m .

4.3.4- L'organigramme du problème.

Les étapes de la formulation de la fonction multi-objective et du programme de l'AG sont

Donnés à la figure (IV-6).

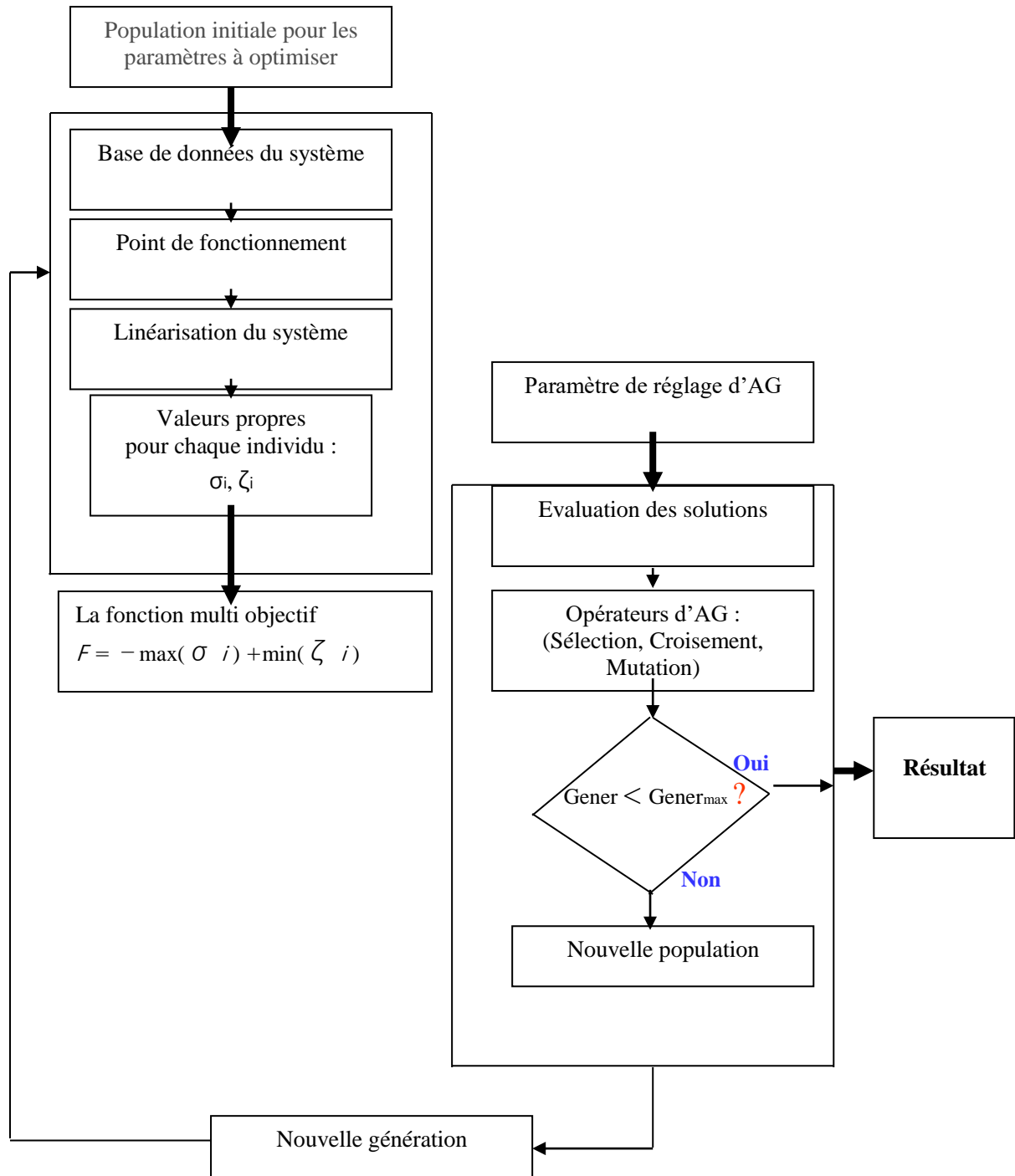


Figure IV-6. Organigramme de la fonction multi-objectif et du programme de l'AG.

Les résultats de simulation dans les figures (V-7-8-9-10) au dessous présentent les variations de temps de la position angulaire ; vitesse angulaire et a puissance électrique et puissance angle entre PSS floue et PSS optimisé par algorithme génétique.

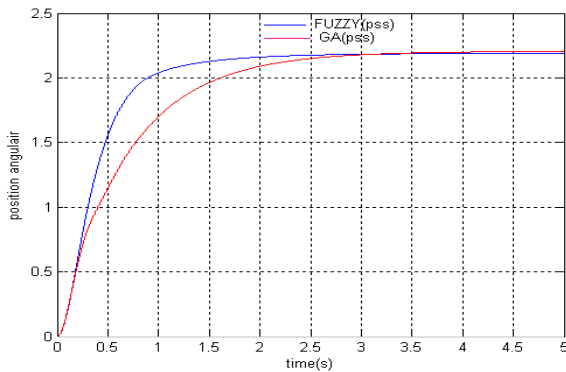


Fig (4-7) présente variation du position angulaire

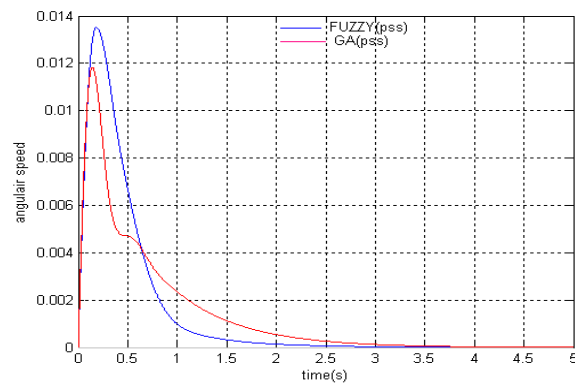


Fig (4-8) présente variation du vitesse angulaire

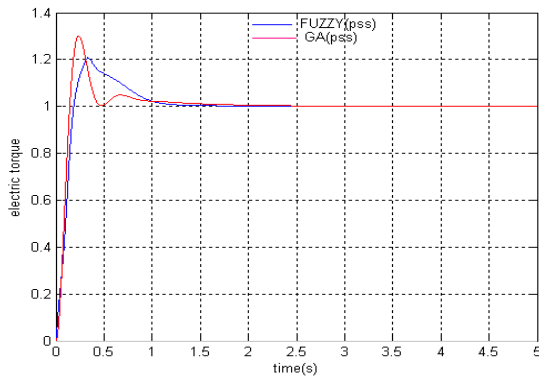


Fig (4-9) présente variation du vitesse angulaire

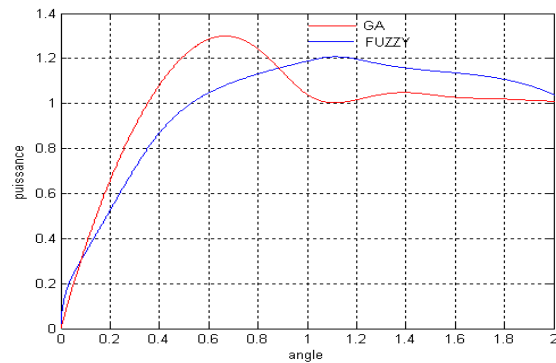


Fig (4-10) la variation (puissance- angle)

4.4. Application à un système multi-machines

Le générateur connecté à un jeu de barres infini représente un des rare cas d'exploitation des réseaux de puissance électriques. Les générateurs sont en général groupés et reliés avec d'autre formants ainsi des systèmes multi-machines. Les phénomènes d'oscillation de puissance sont rencontrés en grande partie entre de grandes régions interconnectées. Dans le cadre de ce travail le réseau test multi-machines qui a été retenu est celui de Kundur et une simulation basé sur le stabilisateur proposé Fuzzy-PSS conduite. Les performances du stabilisateur Fuzzy-PSS en termes d'amortissement des oscillations locales et interrégionales sont évaluées dans les sections suivantes

4.4.1. Description du réseau étudié

Le réseau test se compose de deux zones totalement symétriques reliés entre-elles par deux lignes en parallèle de 220 km de longueur avec une tension nominale de 230 kV, figure (4.6). Il a été spécifiquement conçu [42] pour étudier les oscillations électromécaniques de basse

fréquence dans les grands systèmes électriques interconnectés. Malgré sa petite taille, il imite très bien le comportement des systèmes typiques en fonctionnement réel. Chaque zone est équipée de deux générateurs identiques de 20 kV/900 MVA. Les machines synchrones ont des paramètres identiques sauf pour les inerties qui sont $H = 6.5$ s dans la zone 1 et $H = 6.175$ s dans la zone 2. La charge est représentée par une impédance constante partagée entre les zones de telle manière que la zone 1 exporte 400 MW vers la zone 2. Vu que la charge maximale d'une seule ligne est d'environ 140 MW, le système est un peu stressé, même dans l'état statique. Le jeu de barres auquel est connecté le générateur $G1$ est considéré comme le jeu de barres de référence. Des batteries de condensateur sont installées dans chaque zone afin d'améliorer le profil de tension pour qu'elle soit proche de l'unité relative dans les deux zones.

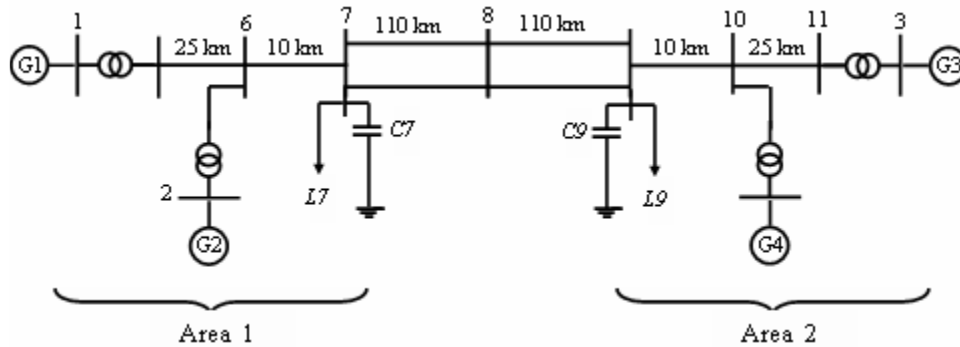


Figure 4.11. Représentation schématique des deux régions du système étudié.

4.4.2. Amortissement des oscillatoires inter-régions

Les échanges croissants d'énergie font apparaître des oscillations de puissance, nommées «Oscillation inter-régions ». Ces oscillations électromécaniques sont visibles par l'oscillation de la vitesse ou l'angle des arbres des générateurs d'au moins deux régions mais aussi par l'oscillation de la puissance transitant sur les lignes du réseau [43]. Les oscillations inter-régions limitent la production d'énergie par les machines ainsi que le transport d'énergie, entre autre à cause de l'écart des oscillations qui dépasse la capacité de production des générateurs, et augmentent les risques d'instabilité.

Pour mieux représenter ce phénomène d'oscillations inter-régions, on prend souvent un exemple mécanique analogue figure (4.7): celui de deux chariots reliés par un ressort, oscillants en opposition de phases, chaque chariot représentant un groupe de machines cohérentes (c'est-à-dire avec des angles internes i_d «en phases ») et le ressort représentant les lignes [44].

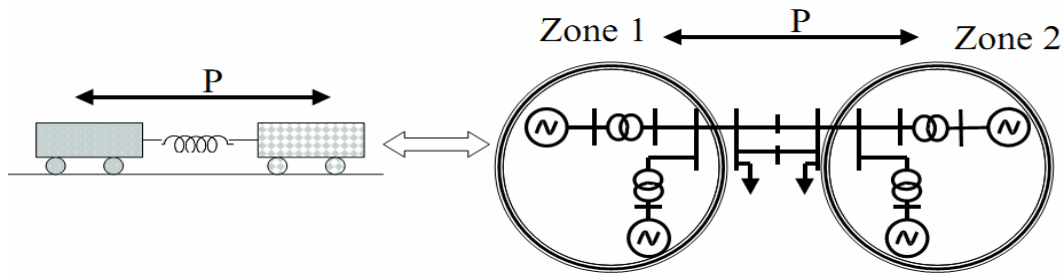


Figure 4.12. Exemple mécanique analogue aux oscillations inter-régions

Rappelons que sur un réseau électrique il existe trois principaux types de mode d'oscillation:

- les modes dits sous-synchrones où les oscillations se font à une fréquence relativement élevée, sujet non traité dans notre étude ($\geq 1,5$ Hz) ;
- les modes dits locaux où une machine oscille seule contre une autre machine du même site ou contre le reste du réseau ($\geq 1,0$ Hz) ;

Les modes dits inter-régions (ou interzones) où un groupe de machines cohérentes oscille contre un autre groupe (de 0,1 à 1 Hz).

L'amortissement des oscillations inter-régions peut se faire de trois façons principales:

- soit par des lignes THT (Très Hautes Tensions) en ajoutant des lignes supplémentaires, c'est la solution la plus coûteuse;
- soit par des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System), placés sur les lignes les plus contraintes, ce sont des injecteurs de puissance réactive [45]; nous ne nous intéresserons pas à ce type d'amortissement dans cette thèse.
- soit par des PSS (Power System stabilizer) [46] couplés à des AVR (Automatic Voltage Regulator) qui agissent sur la tension d'excitation de la machine synchrone : c'est la solution conventionnelle.

Nous pouvons également amortir les oscillations inter-régions par les correcteurs non linéaires c'est cette solution que nous testons ici.

4.4.3. Intérêt de l'amortissement des oscillations inter-régions

Dans les réseaux électriques, les marges de transmission de la puissance (la différence entre la limite thermique et l'utilisation « normale ») sont amenées à être de plus en plus réduites, la Consommation augmentant, et les structures de production et de transport se développant peu, pour des raisons de rentabilité économiques mais aussi écologiques. On perçoit dès lors l'intérêt de nouvelles technologies permettant de se rapprocher des limites thermiques des réseaux déjà en places.

L'augmentation de la stabilité des réseaux électriques par l'amortissement des oscillations interrégions, permet tout en gardant une marge de sécurité équivalente, de réduire les marges de transmission de puissance.

4.4.4. Résultats de simulation

Le modèle de système de puissance de quatre machines montré dans la figure (4.6) a été choisi pour évaluer la performance et l'efficacité du stabilisateur proposé pour l'amortissement des oscillations locales et interzones. La performance obtenue avec le stabilisateur proposé FPSS est comparée à celles obtenues en utilisant un stabilisateur conventionnel (CPSS) [47], en utilisant un stabilisateur flou (FPSS) sous différentes contingences. Une représentation schématique du diagramme d'un générateur est montrée dans la figure (4.13).

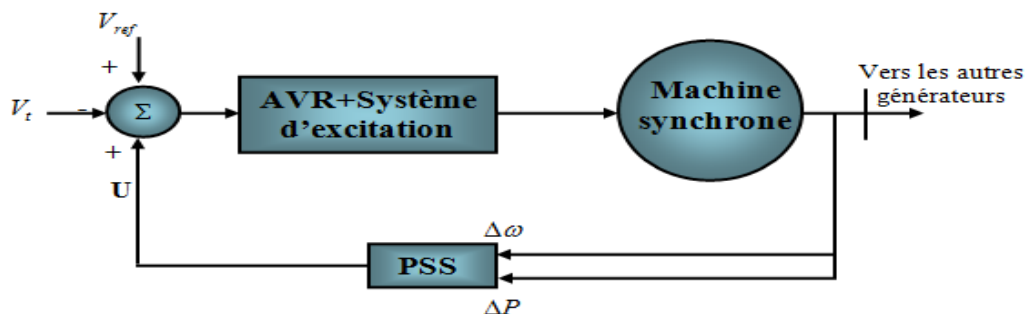


Figure 4.13. Configuration d'un générateur équipé supplémentaire stabilisateur.

4.4.4.1. Système sans stabilisateur

Nous étudions en premier lieu le fonctionnement du système sans PSS. La perte de stabilité du système aux grandes perturbations conduit évidemment à la présence de modes d'oscillations électromécaniques fortement instables. Nous appliquons un défaut triphasé sur la ligne 7-8 suivi par une élimination du défaut. Le temps de défaut et de retour à l'état initial est choisi de l'ordre de 6 périodes du réseau (0.1 s). Les réponses des angles de rotor, la variation de vitesse des générateurs et la puissance électrique et la tension terminale suite au défaut choisi sont montrées dans les figures (4. 14-17).

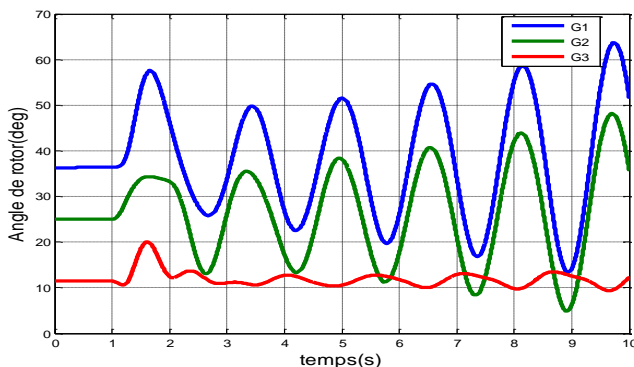


Figure 4. 14. Variation Angles de rotors des générateurs Sans (PSS)

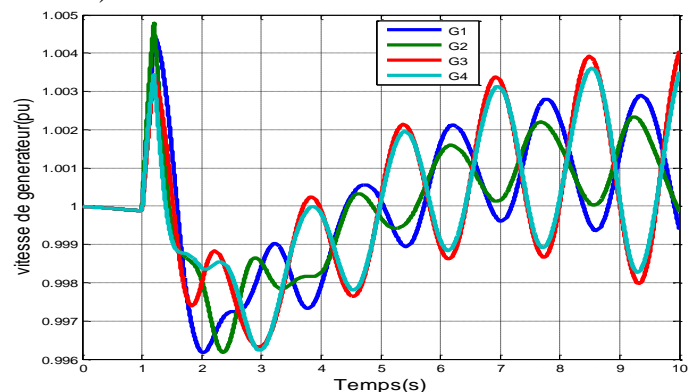


Figure 4. 15. Variation de vitesse des générateurs (Sans PSS)

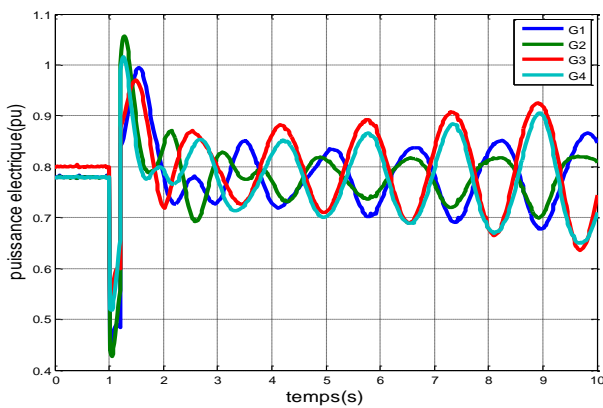


Figure 4.16. Puissances électriques des générateurs (Sans PSS)

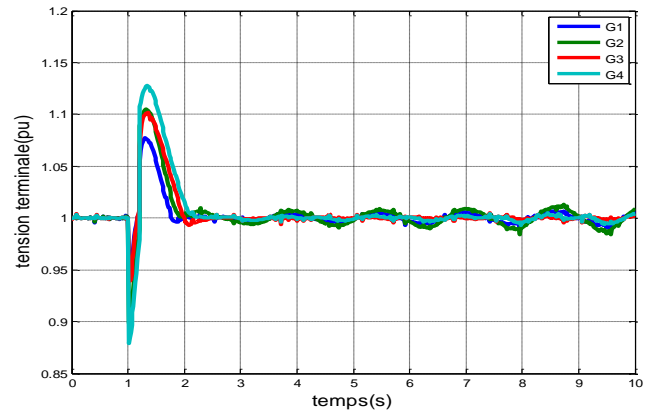


Figure 4.17. Tension terminale des générateurs (Sans PSS)

La figure (4. 14) montre bien que les modes instables mènent à un écart croissant des angles de rotor et par conséquent à la perte de la stabilité du système.

Pour rétablir la stabilité du système et améliorer l'amortissement des modes électromécaniques, les stabilisateurs (sans PSS, CPSS, FPSS) sont maintenant ajoutés aux générateurs.

4.4.4.2. *Evaluation de performance et comparaison*

Pour évaluer la performance des différents stabilisateurs des simulations temporelles du système sont effectuées en considérant le modèle non linéaire pour ces différents scénarios en présence d'une grande perturbation transitoire.

Scénario 1 : un défaut triphasé de 6 périodes du réseau (0.1 s) est appliqué au milieu d'une ligne de double ligne de transmission 7-8.

Cette perturbation de forte amplitude est sensée provoquer une oscillation inter zone.

En effet ce court-circuit interrompt momentanément et rétablit le transfert de puissance entre les deux zones du réseau. Le régime transitoire provoqué par la perturbation engendre une fluctuation dans la direction du transfert de puissance. La figure (4.18) montre les réponses temporelles, les écarts entre les angles des générateurs 2 et 1 le mode local, les écarts entre les angles des générateurs 4 et 2 et entre les angles des générateurs 3 et 1 ce qui illustre le mode d'oscillations inter-régions pour le défaut proposé. Les oscillations interrégionales se manifestent clairement sur l'écart angulaire des générateurs appartenant à des régions différentes, ils oscillent en opposition de phase comme l'illustre les premières oscillations. La figure (4.19) représente la réponse dynamique des écarts de variation des vitesses des générateurs. Nous pouvons clairement constater que le stabilisateur Floue-PSS proposé assure une bonne performance satisfaisant permettant d'obtenir le meilleur

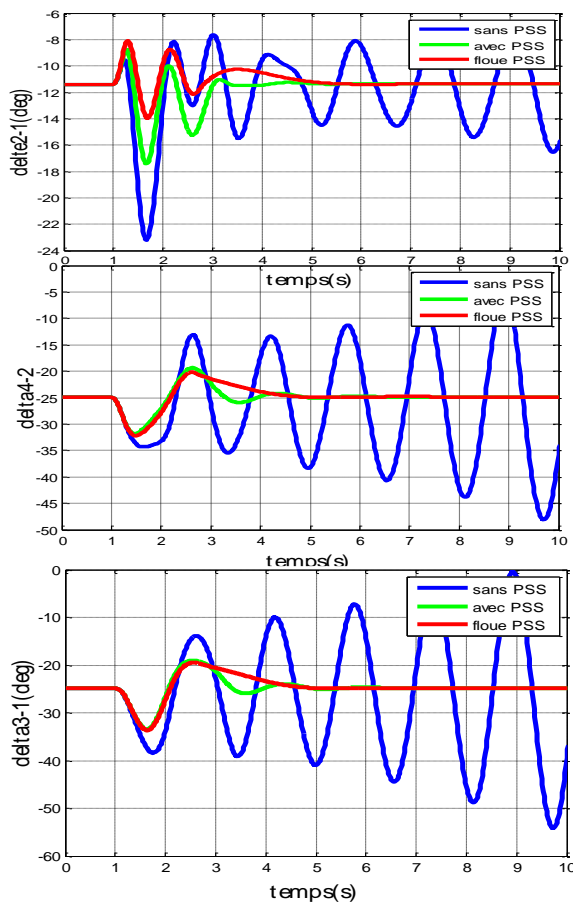


Figure 4.18. Ecart des angles des générateurs

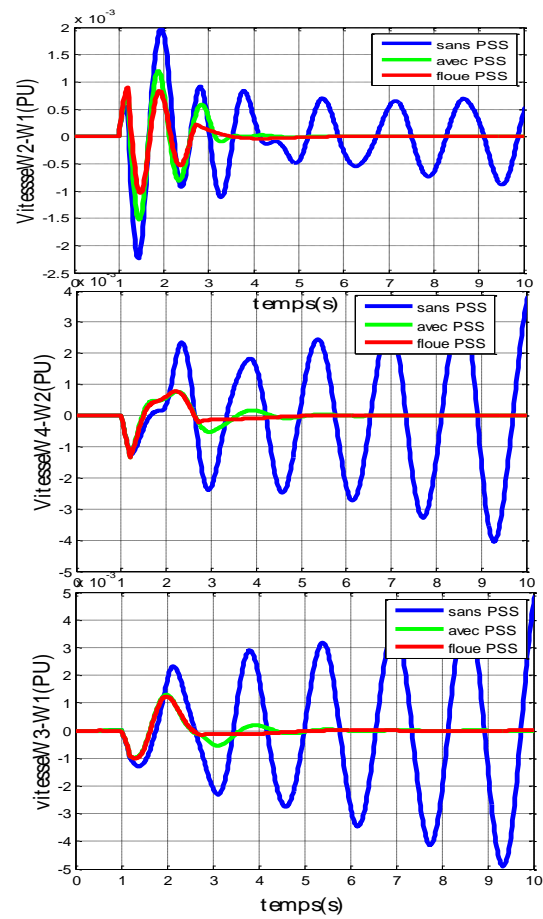


Figure 4.19. Ecart des vitesses des générateurs

Les variations des angles des rotors influencent fortement les puissances électriques des générateurs du système ainsi que les tensions terminales.

La figure (4.20) illustre la réponse dynamique des puissances électriques des quatre générateurs et la réponse dynamique des tensions terminales représentées par la figure (4.21).

On a représenté les signaux des stabilisateurs dans la figure (4.22).

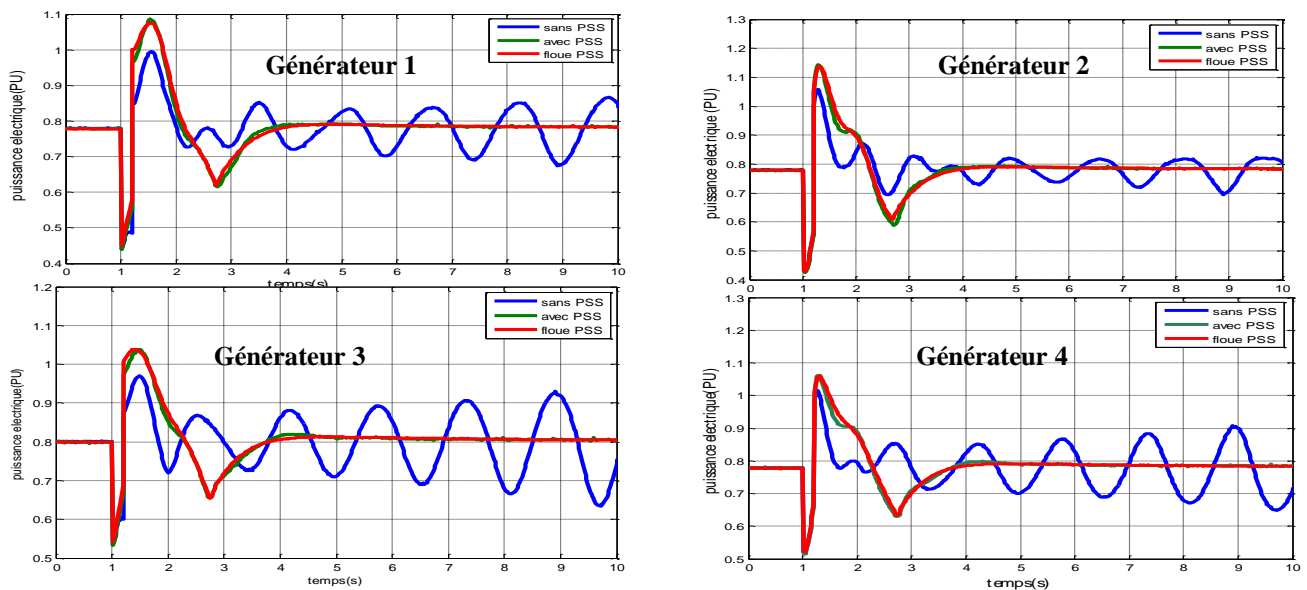


Figure 4.20. Puissance électrique des générateurs (1^{er} scénario)

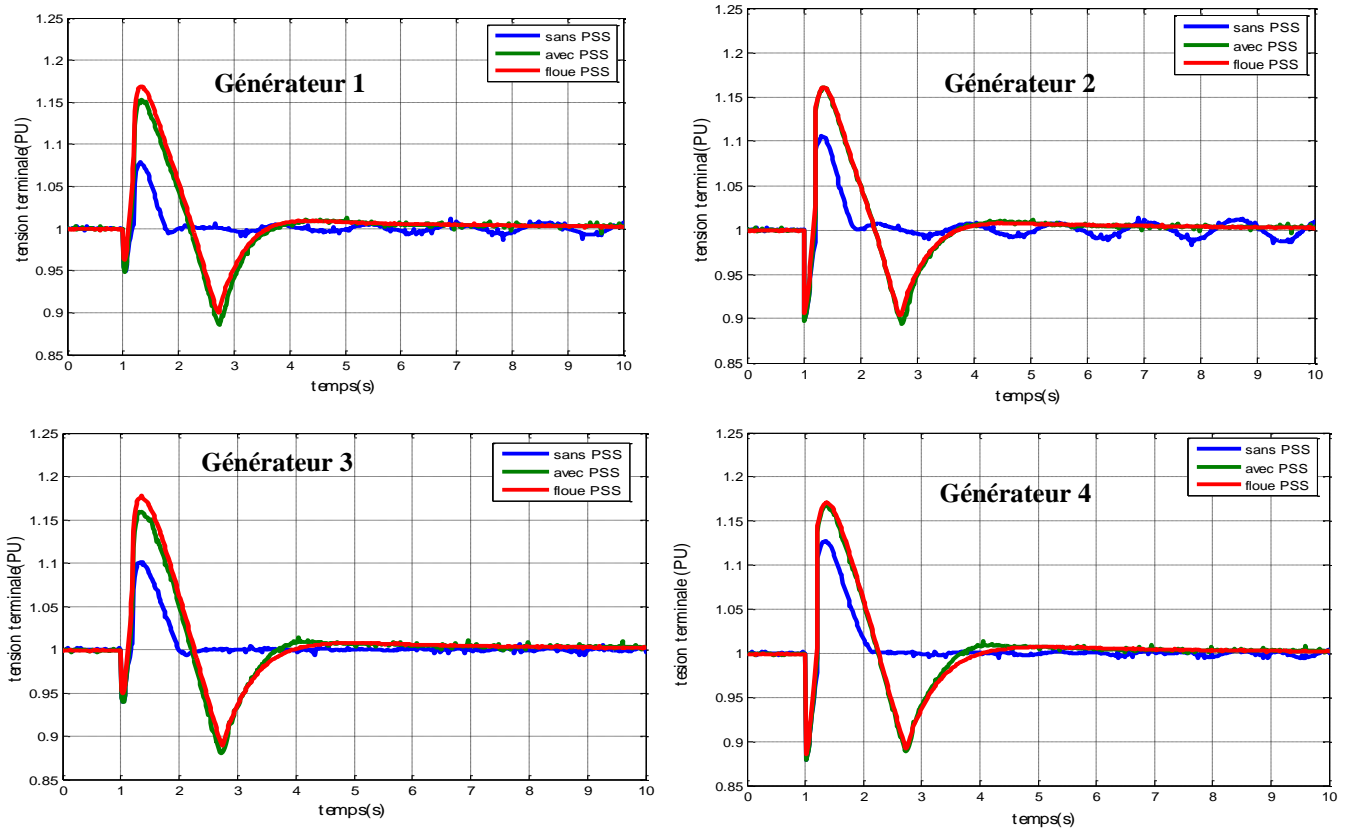


Figure 4.21. Variation de la tension terminale des générateurs (1^{er} scénario)

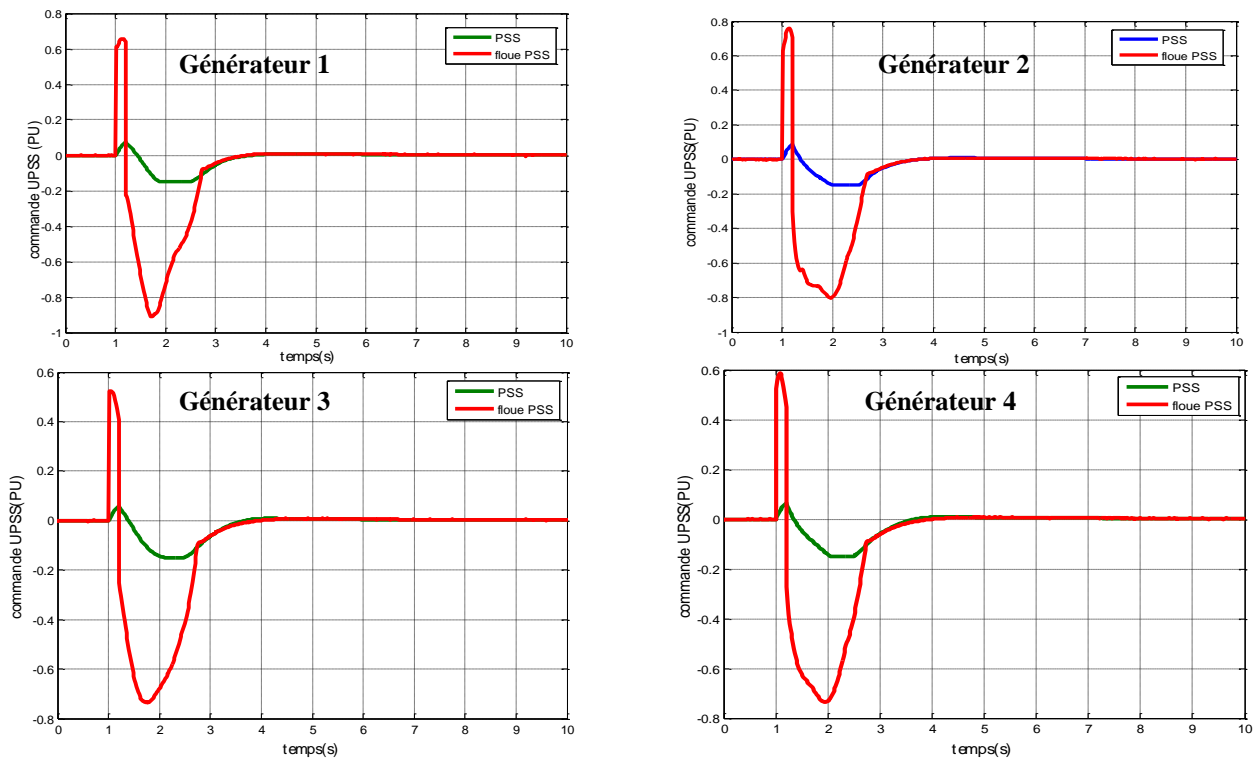


Figure 4.22. Variation de la commande des générateurs (1^{er} scénario)

4.4.4.3. Test de robustesse

La robustesse consiste à assurer que la stabilité du réseau (et donc l'amortissement des modes d'oscillations critiques) reste garantie dans une plage de points de fonctionnement assez large. Nous allons considérer deux perturbations ayant des grandes variations dans une utilisation normale d'un réseau: les valeurs des changements dans les tensions de référence et les impédances des lignes. Nous allons nous assurer du bon fonctionnement des stabilisateurs et de leurs performances pour deux points de fonctionnement différents.

Pour tester la robustesse de stabilisateurs proposés, les perturbations suivantes sont appliquées et la performance du système évaluée.

Scénario 2 : Les réponses du système suite à une contingence sévère d'une grande amplitude tel qu'un défaut monophasé à la terre dans la région 2 sur la ligne 9-10 est appliqué à la proximité du jeu de barre 9 pendant 6 périodes du réseau (0.1 s).

Les réponses dynamiques des écarts des angles de rotors et de variation des vitesses entre les Générateurs donnés dans les figures (4.23) et (4.24) respectivement, montrent bien la restauration rapide de la stabilité suite à cette contingence et l'amortissement d'oscillations locales obtenu avec le stabilisateur flou PSS dans la zone 1 est le plus efficace

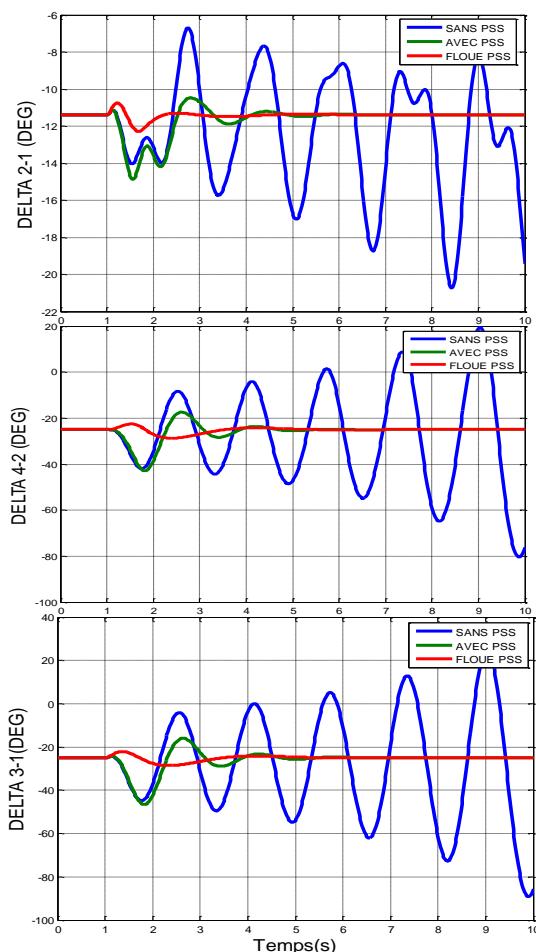


Figure 4.23. Ecart des angles des générateurs

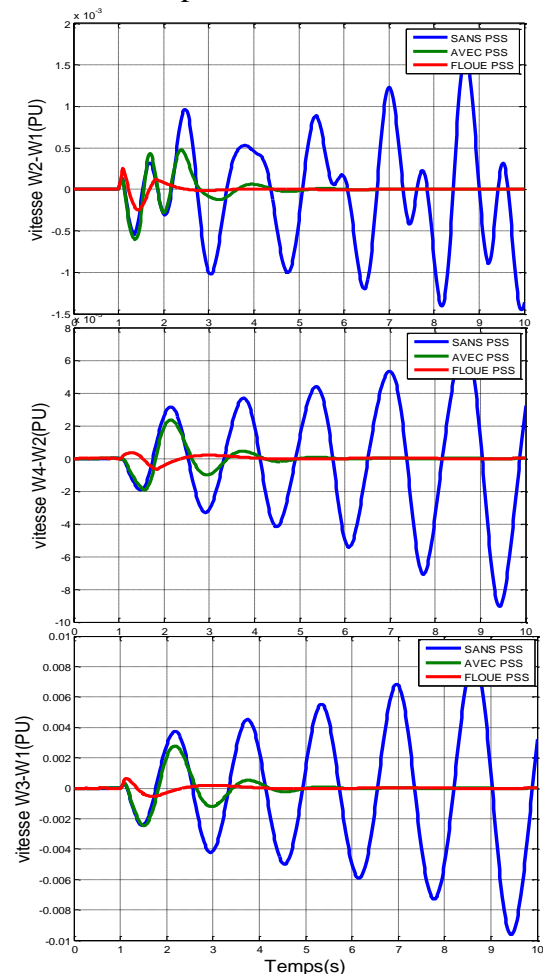


Figure 4.24. Ecart des vitesses des générateurs

La réponse dynamique des puissances électriques des quatre générateurs, la réponse dynamique des tensions terminales et les signaux stabilisateurs sont présentées respectivement dans les figures (4.25-26-27).

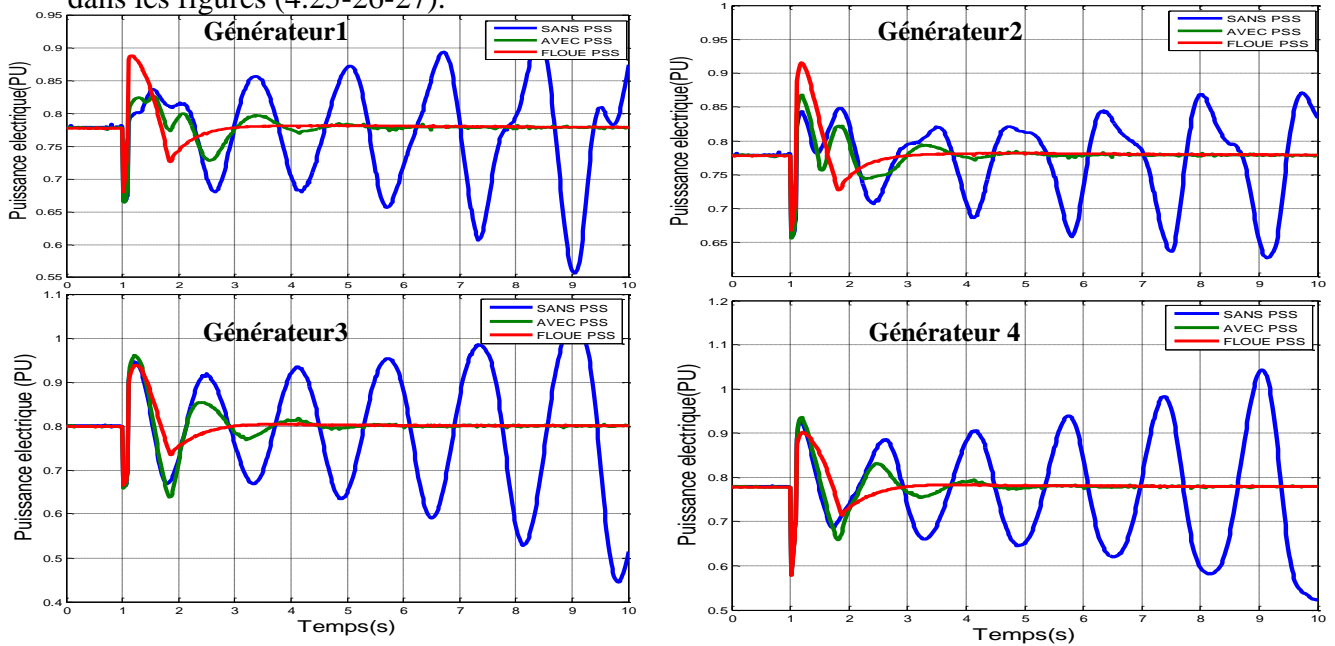


Figure 4.25. Puissance électrique des générateurs (2ème scénario)

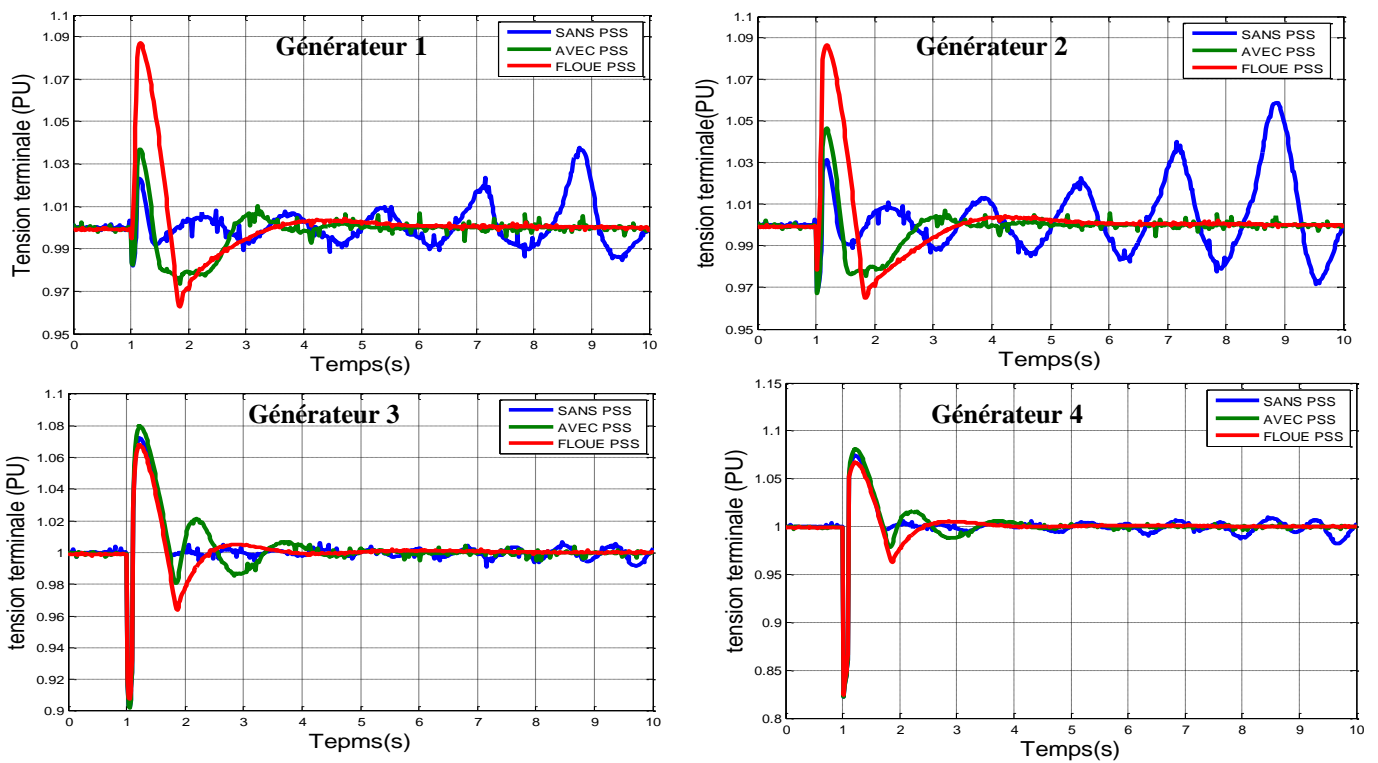
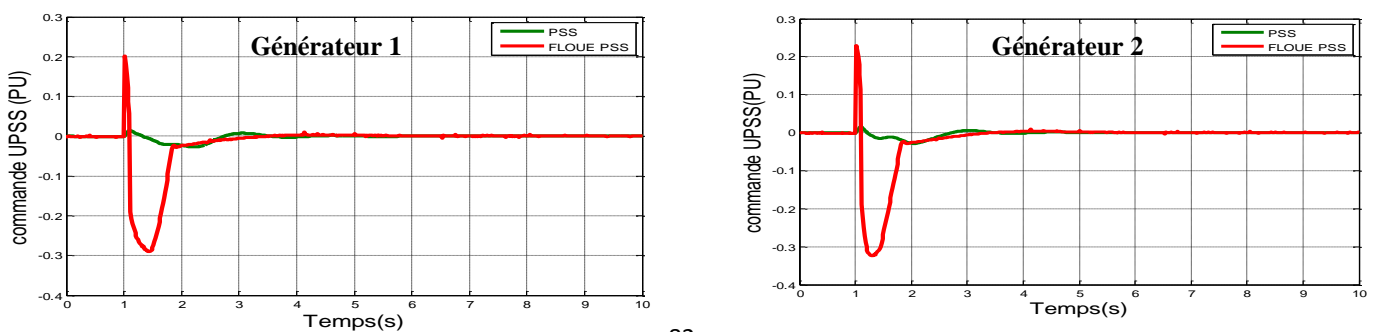


Figure 4.26. Variation de la tension terminale des générateurs (2ème scénario)



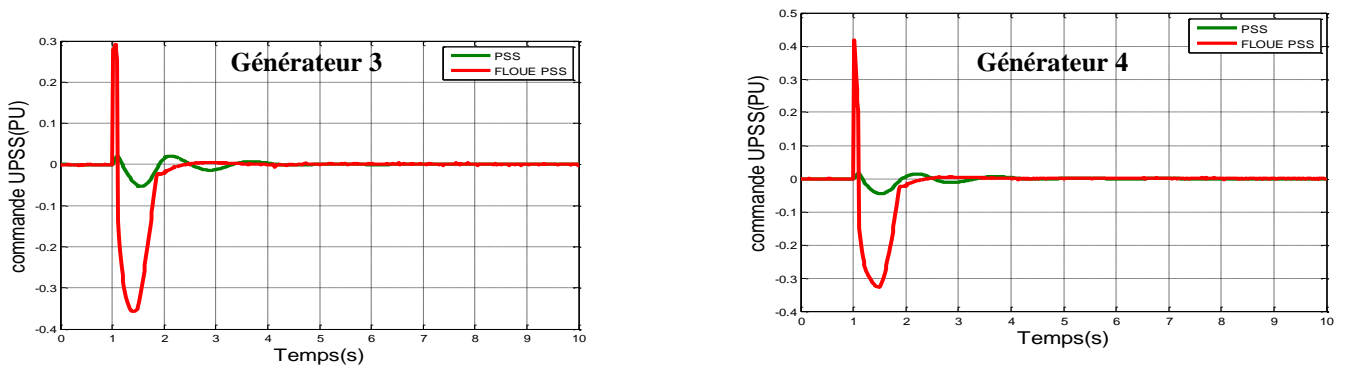


Figure 4.27. Variation de la commande des générateurs (2ème scénario)

Scénario 3 : un changement de 30% dans la tension de référence de générateur 1 est appliqué pour une durée de 200 ms après 4 seconde. La performance du stabilisateur proposé est ainsi établie malgré le défaut monophasé. Les figures (4.28) et (4.29) montrent les réponses du réseau pour les différents régulateurs utilisés. On peut observer que le PSS proposé à une performance d’amortissement des oscillations locales nettement supérieure dans la zone 1 pour ce défaut

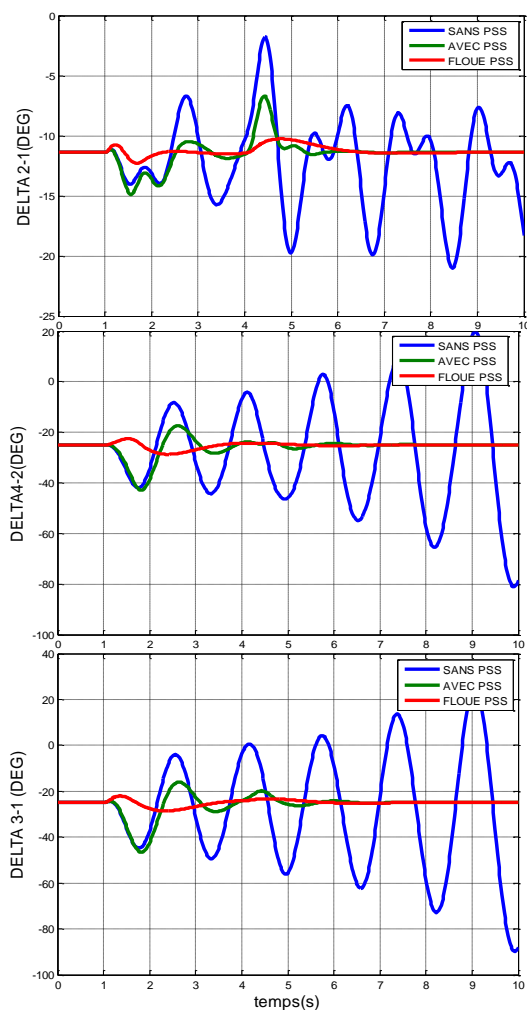


Figure 4.28. Ecart des angles des générateurs

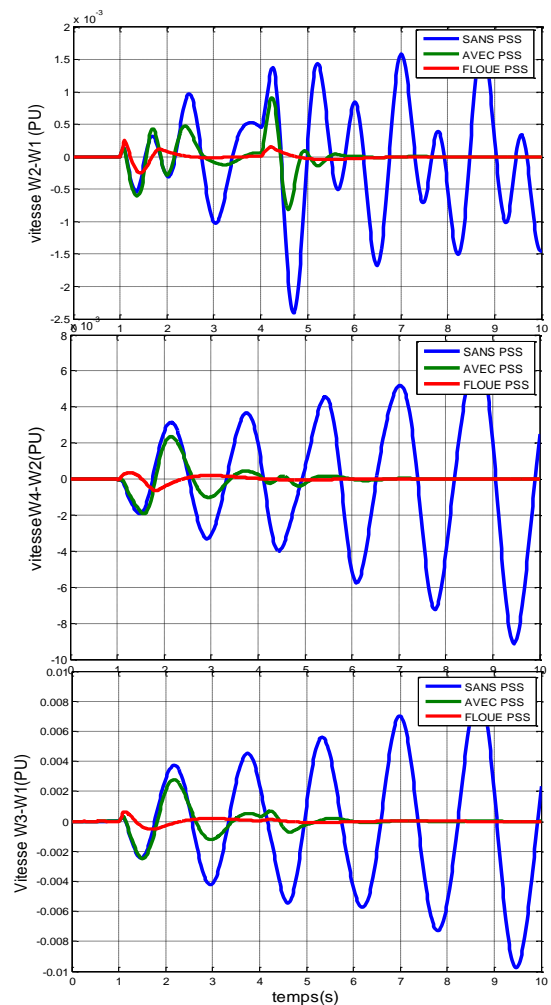


Figure 4.29. Ecart des vitesses des générateurs

Les figures (4.30-31) illustrent les réponses de la puissance électrique et la tension terminale des générateurs. Les signaux de stabilisateurs sont indiqués dans la figure (4.32).

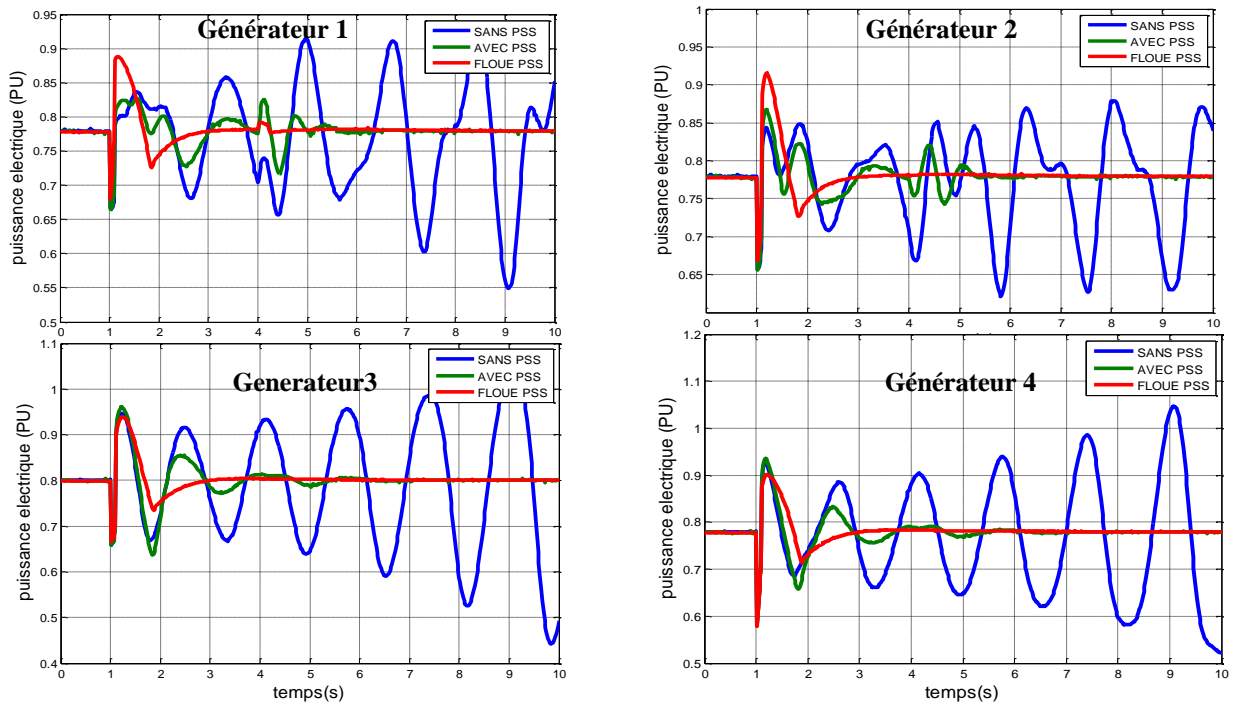


Figure 4.30. Puissance électrique des générateurs (3ème scénario)

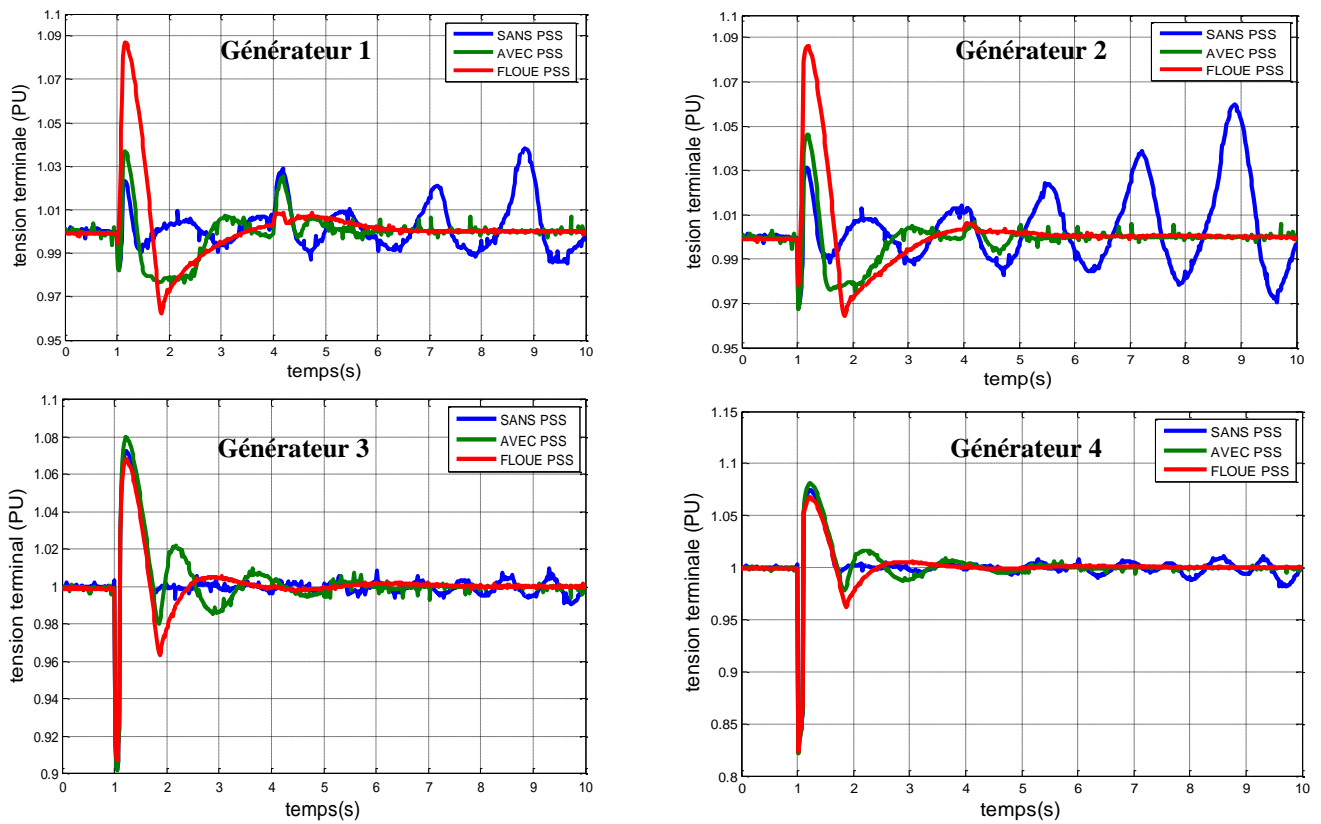


Figure 4.31. Variation de la tension terminale des générateurs (3ème scénario)

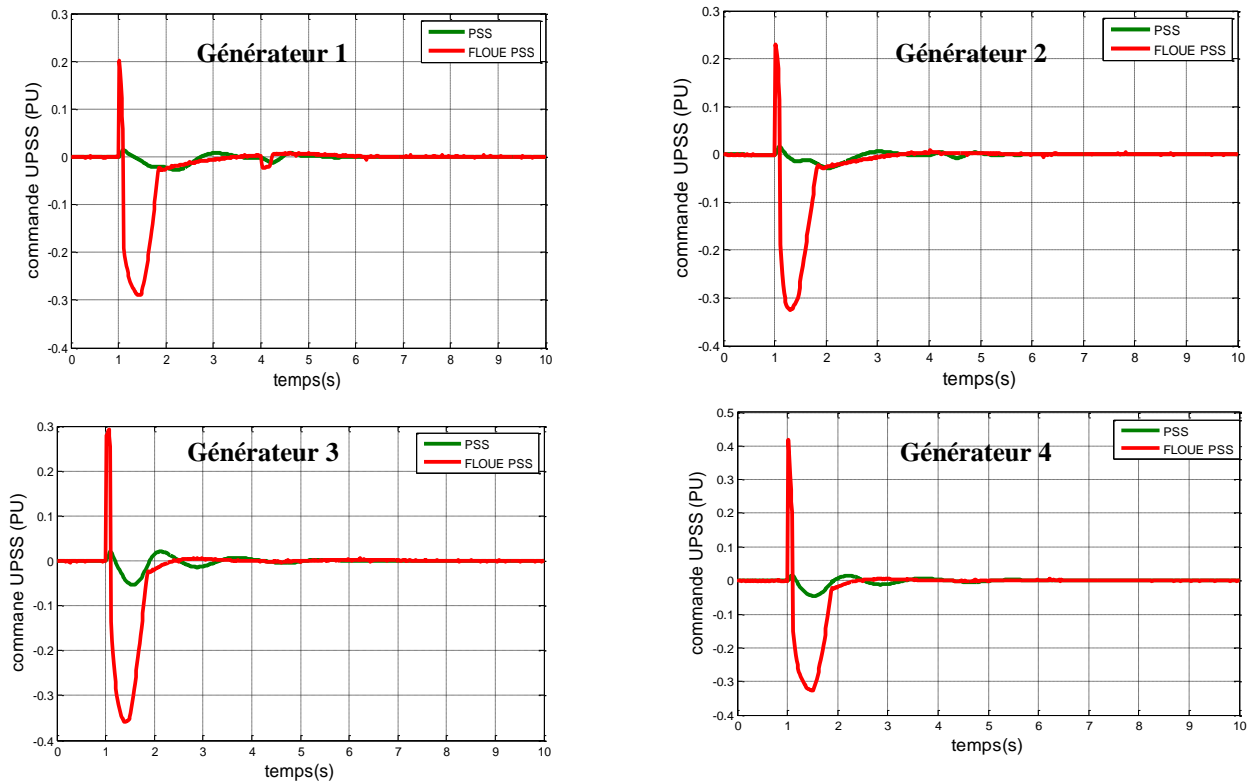


Figure 4.32. Variation de la commande des générateurs (3ème scénario)

4.5. Conclusion

Dans ce chapitre, Nous avons appliqué une approche non linéaire pour la conception d'un stabilisateur du système de puissance pour l'amortissement des oscillations électromécaniques de faible fréquence basé sur la combinaison de la commande par PSS et commande par logique floue. Le modèle mathématique du système de puissance est obtenu par 'incorporation des règles floues décrivant le comportement dynamique de ce système.

Les résultats de simulations ont montré que le régulateur FLPSS permet efficacement d'améliorer l'amortissement et assurer la stabilité de système pour différents points de fonctionnement, il permet d'obtenir le meilleur amortissement des modes locaux et le mode interzone dans le système multi-machine comparativement avec les deux stabilisateurs (sans PSS et CPSS) pour différents types des contingences.

Conclusion générale

On a présenté dans cette thèse la conception d'un stabilisateur intelligent capable d'amortir efficacement et rapidement les oscillations locales et d'interzones dans les systèmes d'énergies électriques soumis à des perturbations sévères diverses.

La stabilité est renforcée grâce au stabilisateur par logique floue proposé pour les systèmes multi-machines.

La modélisation du système à commander est une étape primordiale dans la conception de toute technique de contrôle. Les systèmes de puissance sont des systèmes fortement non-linéaires avec des paramètres variant avec le temps et leurs comportements sont pratiquement peu prédictibles. Leurs dynamiques complexes rendant leurs descriptions par un modèle mathématique exact difficile, voire utopique. Afin de contourner cette difficulté nous avons proposé un contrôleur intelligent, en l'occurrence un stabilisateur par logique floue qui n'exige pas un modèle mathématique exact du système de puissance. En outre il permet d'assurer la stabilité et l'amortissement des oscillations indépendamment des points de fonctionnement et ce même en présence des variations paramétriques du système. De plus, il permet de maintenir de bonnes performances de poursuite en présence de perturbations externes sévères.

Les systèmes flous qui sont des approximateurs universels sont utilisés pour approximer le comportement dynamique non linéaire inconnu du système de puissance en utilisant les variables d'états mesurées directement comme des entrées.

Afin d'évaluer les performances du stabilisateur proposé face aux différents contingents Couramment rencontrés dans le réseau, deux systèmes de puissance de Kundur, un réseau mono machine reliée à un jeu de barre infini (SMIB) et un le réseau test multi-machines comportant quatre machines et deux régions ont fait l'objet de simulation pour différents points de fonctionnement.

Les résultats obtenus après élimination de défaut montrent que le stabilisateur proposé FUZZY-PSS assure une bonne tenue en stabilité et permet l'amortissement rapide et efficacité des oscillations locales et interzones. Les résultats obtenus sont comparés à ceux des stabilisateurs sans PSS (AVR-Gouverneur), et d'un stabilisateur de puissance conventionnel CPSS. Pour conclure, compte tenu des résultats obtenus, nous pouvons dire que le

Conclusion générale

stabilisateur par logique floue assure la robustesse tant en stabilité qu'en performance pour nombre de sévères conditions d'opérations

- Une extension de ce travail dans l'avenir est envisagé spécialement pour :
 - Application de commande adaptative flou de mode glissant de ces systèmes dans les réseaux électrique
 - Application des méta-heuristiques dans le problème de placement optimal des systèmes FACTS et plus largement la commande non linéaire de ces systèmes dans les réseaux électriques.
 - La coordination par les techniques intelligents entre les stabilisateur de puissance PSS et les systèmes FACTS

A.1. Paramètres de réseau mon-machine connectée à un jeu de barre infini (SMIB) [58]

a. Paramètres de générateur

$x_d = 1.81 \text{ pu}$	$x_d' = 0.3 \text{ pu}$	$x_l = 0$
$x_q = 1.76 \text{ pu}$	$x_q' = 0.65 \text{ pu}$	$r_a = 0.003 \text{ pu}$
$T_{do}' = 8.0 \text{ s}$	$H = 3.5 \text{ s}$	$f = 50 \text{ Hz}$
$T_{qo}' = 1.0 \text{ s}$	$K_D = 0 \text{ pu}$	

b. paramètre de logique floue

$K_{in1} = 1.62$	$K_{in2} = 29.56$
$K_{sort} = 1.06$	

c. Paramètres système d'excitation et PSS

$K_A = 200$	$T_A = 0.01$	$K_{STAB} = 9.5$	$T_W = 1.4$
$T_1 = 0.154$	$T_2 = 0.033$	$T_R = 0.02$	

A.2. Paramètres de réseau multi-machine : 4 générateurset 11 jeux de barres

a. Paramètres des générateurs

$S_n = 900 \text{ MW}$	$U_n = 20 \text{ Kv}$	$f = 60 \text{ Hz}$
$x_d = 1.8 \text{ pu}$	$x_d' = 0.3 \text{ pu}$	$x_l = 0.2 \text{ pu}$
$x_q = 1.7 \text{ pu}$	$x_q' = 0.55 \text{ pu}$	$r_a = 0.0025 \text{ pu}$
$T_{do}' = 8.0 \text{ s}$	$H = 6.5 \text{ s (G1et G2)}$	$K_D = 0 \text{ pu}$
$T_{qo}' = 0.4 \text{ s}$	$H = 6.175 \text{ s (G3et G4)}$	

Annexe

b. Paramètres des transformateurs

Impédance de court-circuit	$0+0.15j$
Puissance de base	900 MVA
Tension de base	20/230 kV

c. Caractéristique des lignes

Tension nominale	230 kV
Puissance de base	100 MVA
Tension de base	230 kV
Resistance	0.0001 pu/km
Réactance inductive	0.001 pu/km
Réactance capacitive	0.00175 pu/km

d. Paramètres des charges

Bus	Puissance active	Puissance inductive	Puissance capacitive
7	967 MVA	100 MVar	200 MVar
9	1767 MVA	100 MVar	350 MVar

e. Paramètres des systèmes d'excitations et PSS

$K_A = 200$	$T_A = 0.01$	$K_{STAB} = 20$	$T_W = 10$
$T_1 = 0.05$	$T_2 = 0.02$	$T_3 = 3.0$	$T_4 = 5.4$

Annexe

f. Le tableau suivant présente les paramètres de PSS optimisé par algorithme génétique

$\lambda_i = \sigma_i + j\omega_i$	$Kstab$	T_w	T_1	T_2
-10.6111 + 0.1935i	24.5098	9.8039	0.0980	0.1490
-26.2545 + 0.1413i	36.6667	14.6667	0.1467	0.1733
-18.1394 + 0.1784i	30.9804	12.3922	0.1239	0.1620
-33.5939 + 0.0993i	40.5882	16.2353	0.1624	0.1812
-34.9464 + 0.0910i	41.9608	16.7843	0.1678	0.1839
-49.2181 - 0.0014i	49.6078	19.8431	0.1984	0.1992
-11.0123 + 0.1935i	24.9020	9.9608	0.0996	0.1498
-44.6254 + 0.0291i	47.2549	18.9020	0.1890	0.1945
-19.9755 + 0.1713i	32.3529	12.9412	0.1294	0.1647
-23.8842 + 0.1535i	35.0980	14.0392	0.1404	0.1702
-12.9075 + 0.1921i	26.6667	10.6667	0.1067	0.1533
-29.0357 + 0.1260i	38.4314	15.3725	0.1537	0.1769
-16.3847 + 0.1843i	29.6078	11.8431	0.1184	0.1592
-34.9464 + 0.0910i	41.9608	16.7843	0.1678	0.1839
-18.3967 + 0.1775i	31.1765	12.4706	0.1247	0.1624
-40.9319 + 0.0532i	45.2941	18.1176	0.1812	0.1906
-15.4193 + 0.1870i	28.8235	11.5294	0.1153	0.1576
-47.6682 + 0.0089i	48.8235	19.5294	0.1953	0.1976
-13.7964 + 0.1907i	27.4510	10.9804	0.1098	0.1549

Bibliographies

[1](OKOU AIME FRANCIS, 2002)

« Commande non linéaire adaptative des réseaux électrique multi-machine» Doctorat MONTRÉAL, LE 15 JWR2002

[2] (IEEE/CIGRE, 2004) IEEE/CIGRE joint Task force on Stability Terms and Definitions, «Definition and Classification of Power System Stability» ,IEEE Trans on power systems, vol.19,n.2,pp.1387-1401,May2004

[3] (Hassan ALKHTIB,2008) «Etude de la stabilité aux petites perturbation dans la grande réseaux électriques :optimisation de la régulation par un méthode met heuristique »Doctorat de l'université paul-Cézanne D'aix Marseille

[4] (djamel Eddine GHOURAF And Abdellatif NACERI ,2013)

Commande par PSS pour amelioration de la stabilité de système électro-énergétique Acta electechnicta , Volume54,Number 1,2013.

[5] (Kamel SOUDI,2014) « Stabilisateur intelligents des systèmes électro-énergétique » Doctorat en science de université Ferhat Abbas-Setif UFAS(ALGERIE).

[6] Custem T.V., Systèmes électriques de Puissance I. Cours ELEC 029, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.

[7] (N. Kandil, 1999) « Algorithmes pour accélération la simulation en stabilité transitoire » Thèse d'état université de Montréal

[8] A.R.Bergen et V.Vittal , power system Analysis . 2nd Edition , prentice Hall, 2000

[9] J.D, Glover, M.S. Sarma et T.Overbye, power system analysis and design, Thomson, 2008

[10] (Gholipour Shahraki, 2003) «Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électrique » thèse Doctorat, Faculté des Sciences &Techniques Université Henri-Poincaré, Nancy-I ,2003

[11] M.EL-Hawary et J.Momoh , Electric System Dynamics and Stability with Artificial Intelligence, Marcel Dekker 2000

[12] H.Sakaguchi A.Ishigame et S.Suzak Transient Stability Assessment For Power System Via Lure Type Laypunov Function IEEE power system conference exposition vol,1 pp7803-8718 2004

[13] (Larsen et al 1981) Larsen E.V. and Swann D.A., « Applying power system stabilizers part-I: General concepts », *IEEE Trans. Power App. Sys.*, vol.100, n°. 6, pp. 3017-3024, Jun. 1981.

[14] (M .Karim Sebaa,2008)

« Commande intelligence pour l'amélioration de la stabilité dynamique des réseaux d'énergie électrique » Doctorat de Université de Science & technologies Houari Boumediene (USTH) Alger

[15] (Pal et al., 2005) Pal B and Chaudhuri B « Robust Control in Power System Springer Science – Business Media, Inc, 2005

[16] (Allenbach, 2005, I)

Allenbach J.M., Systèmes Asservis, Volume 1, Asservissements linéaires classiques, Ecole d'Ingénieurs de Genève, 2005.

[17] (Yee et al, 2004)

Yee S.K. and Milanović J.V., « Comparison of the optimisation and linear sequential method for tuning of multiple PSSs ». *IEEE Power Engineering Society, General Meeting Denver, CO*, June. 2004.

[18] (Singh, 2004)

Singh R., A Novel Approach for Tuning of Power System Stabilizer Using Genetic Algorithm, Ph.D. Thesis, Faculty of Engineering, Indian Institute of Science, Bangalore, July 2004.

[19] (Pal et al., 2005)

Pal B. and Chaudhuri B., *Robust Control in Power Systems*, Springer Science + Business Media, Inc, 2005.

[20] (Aström et al., 1995)

Aström K. and Hägglund T., *PID Controllers: Theory, Design, and Tuning*, Instrument Society of America, 1995.

[21] (DeMello et al., 1969)

DeMello F.P. and Concordia C., « Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control », *IEEE Trans. on PAS*, vol. PAS-88, pp. 316–329, 1969.

[22] (IEEE, 2003)

IEEE Task Force on Power System Stabilizers, « Overview of Power System Stability concepts », *IEEE Trans. On Power Systems*, pp. 1762-1768, 2003.

[23] (Sauer et al., 1998)

Sauer P. and Pai M., *Power System Dynamics and Stability*, Upper. Saddle River, NJ: Prentice-Hall, 1998.

[24] (Farmer, 2006)

Farmer R.G., *Power System Dynamics and Stability*, The Electric Power Engineering Handbook, 2nd edition, CRC Press, Taylor & Francis Group, LLC, 2006.

[25] (Custem, 2002, I)

Custem T.V., Systèmes électriques de Puissance I. Cours ELEC 029, Département d'Electricité, Electronique et Informatique : Institut Montefiore, Université de Liège, 2002.

[26] (IEEE, 2005)

IEEE, IEEE recommended practice for excitation system models for power system stability studies, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. USA, Std.421.5, 2005.

[27] (Neeraj gupta, 2008)

«fuzzy logic based power system stabilizer» Thesis submitted in partial fulfillment of the drives university patiala-14704.

[28] (Rogers, 2000)

Rogers G., *Power System Oscillations*. Kluwer Academic Publishers, Norwell, Massachusetts 2000.

[29] (Kundur et al., 1989)

Kundur P., Klein M., Rogers G.J. and Zywno M.S., « Application of Power System Stabilizers for Enhancement of Overall System Stability », *IEEE Transaction on Power System*, vol. 4, n°. 2, pp. 614-626. May, 1989.

[30] (Larsen et al., 1981, I)

Larsen E.V. and Swann D.A., « Applying power system stabilizers part-I: General concepts », *IEEE Trans. Power App. Sys.*, vol.100, n°. 6, pp. 3017-3024, Jun. 1981.

[31] (Fleming et al., 1981).

Fleming R.J., Mohan M.A. and Parvatisam K., « Selection of parameters of stabilizers in multi-machine power systems », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, pp. 2329-2333, 1981.

[32] (Yu, 1983)

Yu Yao-Nan, *Electric Power System Dynamics*, Academic Press 1983.

[33] ((Aboul-Ela et al., 1996).

Aboul-Ela M.E., Salam A.A., McCalley J.D. and Fouad A.A., « Damping Controller Design for Power System Oscillations Using Global Signals », *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 11, n°. 2, pp. 767-773, May 1996.

[34] F. Chevré, F. Guély "La Logique Floue", Cahier technique N° 191, Collection Technique, Groupe Schneider

[35] J.A. Momoh, X.W. Ma,

"Overview and Literature Survey of Fuzzy Set Theory in Power Systems", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 10, N°.3, Aug.1995.

[36] W. Mielczarski, "Fuzzy Logic Techniques in Power Systems", New York, Physica-Verlag Heidelberg, 1998.

[37](L.Baghli,2003)

« contribution à la commande de la machine asynchrone utilisation de la logique floue, réseaux de neurone et l'algorithme génétique » Thèse Doctorat NANCY 2003

[38] (F. Chevré et F. Guely)

« Cahier technique n :191 : la logique floue» groupe Schneider ,1998.

[39](M.Ruel) Introduction à la logique floue logique à la valeur multiple Levis Québec 1991

[40](Slimane TOUIL&Djilani Ben Attous 2017)

« Effect of different membership functions on fuzzy power system stabilizer for synchronous machine connected to infinite bus » *Int J Syst Assur Eng Manag* (January 2017) 8

(Suppl. 1):S255–S264 DOI 10.1007/s13198-015-0344-8

[41](EMIRA NECHADI, 2013)

« Commande et stabilité d'un système électro-énergétique » Doctorat en Science de Université Ferhat Abbas-Sétif UFAS(ALGERIE).

[42] Kundur. P. (1994). *Power system stability and control*. New York: McGraw-Hill

[43] (Lamine Mili)

Opportunity study on the use of phasor measurement in an interconnected Power system, 1997

[44] (Olaf Samuelsson)

Power System Damping : Structural aspects of controlling active power, thèse à Lund, 1997

[45] (N.G. Hingorani)

Flexible AC Transmission, *IEEE spectrum*, vol. 30, pp. 40-45, 1993

[46] (J. Carpentier)

"Contribution à l'étude du Dispatching Economique", *Bulletin Société Française Electriciens*, Vol. 3, August 1962.

[47] (H. Shayeghi, A. Safari, et H.A).

Shayanfar, PSS and TCSC damping controller coordinated design using PSO in multi-machine power system, *Energy Conv. Manage.*, vol. 51, pp. 2930– 2937, 2010

[48] (Emira NECHADI, 2013)

«Commande et stabilité d'un Système électro-énergétique» Doctorat en Science de université Ferhat Abbas — Setif UFAS (ALGERIE).

[49] *Neeraj Gupta "fuzzy logic based power system stabilizer" thesis master of engineering university Patiala jun2008*

[50] (Larsen *et al.*, 1981, III).

Larsen E.V. and Swann D.A., « Applying power system stabilizers part-III: Practical considerations », *IEEE Trans. Power App. Sys.*, vol.100, n°. 6, pp. 3034-3046, Jun. 1981.

[51] (Fleming *et al.*, 1981).

Fleming R.J., Mohan M.A. and Parvatisam K., « Selection of parameters of stabilizers in multi-machine power systems », *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-100, pp. 2329-2333, 1981

[52] (Aström *et al.*, 1995).

Aström K. and Hägglund T., *PID Controllers: Theory, Design, and Tuning*, Instrument Society of America, 1995.

[53] (Sadicovic *et al.*, 2006).

Sadicovic R., Andersson G. and Korba P., « Method for Location of FACTS for Multiple Control Objectives », *X SEPOPE Conference*, Brazil, May.