

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

جامعة فرحات عباس - سطيف

UNIVERSITE FERHAT ABBAS — SETIF

UFAS (ALGERIE)

Faculté de Technologie

Mémoire de Magister

Présenté au département d'Electrotechnique

Pour obtenir le diplôme

De Magister En Electrotechnique

Option :

Réseaux électriques

Par :

M. TOUAFEK Mohamed Yaakoub

Thème

Amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électriques par un contrôle neuro-flou des systèmes FACTS

Soutenu le 11 Janvier 2012 devant la commission d'examen composée de :

M. BOUKTIR Tarek	Professeur	Université Ferhat Abbas de Sétif	Président
M. GHERBI Ahmed	MC « A »	Université Ferhat Abbas de Sétif	Encadreur
M. RAHMANI Lazhar	Professeur	Université Ferhat Abbas de Sétif	Examineur
M. RADJELI Hammoud	MC « A »	Université Ferhat Abbas de Sétif	Examineur

Dédicaces

A mes chers parents

A mes chers frères, à ma sœur,

A ma famille et à tous mes amis.

Remerciements

Je tiens à remercier en tout premier lieu Dr. Ahmed GHERBI, Directeur de ce mémoire. Pour m'avoir proposé ce sujet de magister et de m'avoir aidé par ses idées et ses conseils durant toutes les étapes de réalisation de ce travail

Je remercie également tous les membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à mon travail :

– Pr. BOUKTIR Tarek : président du jury et président du comité scientifique. Je le remercie vivement pour m'honorer de sa présence ainsi que pour son soutien et ses encouragements durant la préparation de ce travail.

– Pr. RAHMANI Lazhar le doyen de la faculté de Technologie. Par cette occasion je tiens à le remercier pour avoir jugé mon travail, ainsi que pour tous ses efforts pour le bon avancement des travaux de recherche dans la faculté.

– Dr. RADJEAI Hammoud le chef de département d'électrotechnique, je le remercie également d'être membre du jury et je le remercie aussi pour les efforts donnés durant mes années d'études dans l'université.

J'exprime aussi ma gratitude à mes collègues de l'université pour leur soutien et leur aide surtout les membres de l'équipe de recherche dirigé par mon encadreur pour l'esprit d'équipe qu'ils ont et qui m'ont permis d'échanger des idées dans le même axe de recherche. Je remercie spécialement ma collègue B. Nacira pour son aide inédite sur la mise en forme et la rédaction du mémoire.

Je ne peux pas oublier mes enseignants pour leurs efforts durant toutes mes années d'étude à l'université et pour leurs soutiens durant la réalisation de ce mémoire.

Enfin, je remercie toute personne de près ou de loin qui a participé pour rendre ce travail réalisable et présentable.

Sétif, le 11/01/2012

TOUAFEK Mohamed Yaakoub

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	I
<i>Chapitre 01</i>	<i>3</i>
STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES.....	3
1.1. Introduction	3
1.2. Moyens de compensation de l'énergie réactive	3
1.2.1. Dispositifs conventionnels de compensation	4
1.3. Définition de la stabilité des réseaux électriques	5
1.3.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques.....	5
1.3.2. Stabilité d'angle rotorique	6
1.3.3. Stabilité de tension.....	8
1.3.4. Stabilité de fréquence.	10
1.4. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire.....	10
1.5. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire	11
1.5.1. Approche conventionnelle temporelle (indirecte)	11
1.5.2. Approche directe.....	12
1.6. Critère des aires égales	12
1.7. Amélioration de la stabilité	14
1.7.1. Amélioration de la stabilité par les PSS.....	14
1.7.2. Amélioration de la stabilité par les FACTS	15
1.8. Conclusion.....	15
<i>Chapitre 02</i>	<i>16</i>
SYSTEMES FACTS.....	16
2.1. Introduction	16
2.2. Compensateur statiques shunt	16
2.2.1. SVC	16
2.2.2. STATCOM	20
2.2.3. Comparaison entre le SVC et le STATCOM.....	22
2.3. Compensateur statiques série	23
2.3.1. TSSC (capacité série commutée par thyristor)	23
2.3.2. TCSC (capacité série contrôlée par thyristor).....	25
2.3.3. SSSC (compensateur statique synchrone série).....	28
2.3.4. Comparaison entre les différents types de FACTS séries	30
2.4. Compensateur statiques hybrides.	30

2.4.1. UPFC (contrôleur de puissance unifié).....	30
2.4.2. IPFC (contrôleur de puissance interlignes).....	32
2.5. Conclusion.....	33

Chapitre 03.....35

APPROCHE NEURO-FLOUE.....35

3.1. Introduction	35
3.2. Réseaux de neurones.....	35
3.2.1. Neurone formel.....	35
3.2.2. Réseaux non bouclés	36
3.2.3. Réseaux bouclés.....	38
3.2.4. Apprentissage dans les réseaux de neurones.....	39
3.2.5. Identification par réseaux de neurones	40
3.3. Commande par les réseaux de neurones	41
3.3.1. Réplique d'un régulateur.....	41
3.3.2. Identification du modèle inverse.....	43
3.4. Systèmes flous.....	43
3.4.1. Ensembles flous	43
3.4.2. Variables linguistiques	45
3.4.3. Règles et operateurs flous	46
3.4.4. Structure interne d'un contrôleur flou	47
3.5. Systèmes neuro-flous	51
3.5.1. Configuration neurone-flou hybride.....	51
3.6. Conclusion.....	53

Chapitre 04.....54

APPLICATION DU CONTROLE NEURO-FLOU AUX SYSTEMES FACTS.....54

4.1. Introduction	54
4.2. Aperçu sur la commande des systèmes FACTS.....	54
4.3. Procédure de simulation.....	55
4.3.1. Dynamique de la machine synchrone	55
4.4. Conception et calcul du contrôleur neuro-flou	56
4.4.1. Emplacement du contrôleur NF.....	56
4.4.2. Structure du NFC.....	58
4.4.3. Calcul du contrôleur neurone flou.....	58
4.5. Simulation avec le NFC	62

4.5.1. Résultats pour différents points de fonctionnement.....	62
4.6. Extension à un réseau multi machines.....	65
4.6.1. Réseau test étudié.....	65
4.6.2. Emplacement et structure du contrôleur neuro-flou	66
4.6.3. Calcul des paramètres du contrôleur neuro-flou	67
4.6.4. Résultats de simulation.....	69
4.7. Conclusion.....	73
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES.....	74

Liste des figures

Figure 1.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques.....	6
Figure 1.2. Courbe de transfert de puissance machine-jeu de barres infini.....	13
Figure 1.3. Critère de l'égalité des aires.....	13
Figure 2.1. Réactance contrôlée par thyristor.....	17
Figure 2.2. Capacité commutée par un thyristor.....	18
Figure 2.3. Réseau à deux machines avec un SVC au milieu de la ligne.....	18
Figure 2.4. Méthode des branches en parallèle pour réduire les harmoniques.....	20
Figure 2.5. Compensateur statique synchrone.....	21
Figure 2.6. Réseau à deux machines avec un STATCOM.....	21
Figure 2.7. Puissance transitée en fonction de l'angle δ	22
Figure 2.8. Caractéristique tension courant V-I a. STATCOM b. SVC.....	22
Figure 2.9. Élément de base d'un TSSC.....	23
Figure 2.10. TSSC en plusieurs éléments en série.....	24
Figure 2.11. a) Réseau à deux machines avec TSSC et b) puissance active en fonction de l'angle δ	24
Figure 2.12. Capacité série contrôlée par thyristor (TCSC).....	25
Figure 2.13. Forme de tension u_C et du courant pour différents valeurs de β	26
Figure 2.14. Facteur K_B en fonction de l'angle d'amorçage β	27
Figure 2.15. Forme de tension u_C et du courant pour différents valeurs de β	27
Figure 2.16. Source de tension série pour la compensation.....	28
Figure 2.17. Caractéristiques $P(\delta)$ pour différentes valeurs de U_q injectées par le SSSC.....	29
Figure 2.18. Concept d'un UPFC dans un réseau à deux machines.....	30
Figure 2.19. Forme générale d'un UPFC.....	31
Figure 2.20. UPFC dans un réseau à deux machines.....	32
Figure 2.21. Caractéristiques $P(\delta)$ avec un UPFC ($Q = 90^\circ$).....	32
Figure 2.22. Contrôleur de puissance interlignes.....	33
Figure 3.1. Modèle de base d'un neurone formel.....	36
Figure 3.2. Perceptron à une couche cachée.....	37
Figure 3.3. Réseaux de neurones récurrents.....	39
Figure 3.4. Schéma de principe d'identification par réseau de neurones.....	40
Figure 3.5. Structure d'identification série parallèle.....	41
Figure 3.6. Structure d'identification parallèle.....	41
Figure 3.7. Commande neuronale par réplique d'un contrôleur conventionnel.....	42
Figure 3.8. Commande neuronale par identification du modèle inverse.....	42
Figure 3.9. Représentation de la température d'un corps par les ensembles classiques et flous.....	44
Figure 3.10. Différents types de fonctions d'appartenance utilisées.....	44

Figure 3.11. Variables linguistiques	45
Figure 3.12. La partition supérieure ne peut s'interpréter en termes linguistiques	46
Figure 3.13. Structure interne d'un système flou.....	48
Figure 3.14. Inférence: MINIMUM et PRODUIT	49
Figure 3.15. Composions des ensembles flous issus de l'inférence	50
Figure 3.16. Différentes architectures des systèmes neuro-flous	52
Figure 4.1. Réseau à jeu de barres infini avec SSSC.....	56
Figure 4.2. Système de commande du SSSC.....	57
Figure 4.3. Emplacement du contrôleur neuro-flou sur le SSSC	57
Figure 4.4. Structure neurone floue proposée.	59
Figure 4.5. Contrôleur compensateur de phase.....	59
Figure 4.6. Commande par réplique du contrôleur.....	60
Figure 4.7. Procédure de simulation pour le calcul du NFC	60
Figure 4.8. Fonctions d'appartenances calculées par l'ANFIS.....	61
Figure 4.9. Court-circuit sur une ligne de transport.....	62
Figure 4.10. Résultats après un court-circuit 3 ph, $P_G=0.75$ p.u	63
Figure 4.11. Résultats après un court-circuit 3 ph, $P_G=0.4$ p.u	64
Figure 4.12. Résultats après un court-circuit 3 ph, $P_G=1$ p.u.....	65
Figure 4.13. Réseau 4 machines 11 jeux de barres.	66
Figure 4.14. Emplacement du NFC sur SSSC avec en entrée $(w1 - w4) + (w3 - w4)$	67
Figure 4.15. Structure du NFC calculé.....	67
Figure 4.16. Fonctions d'appartenances des entrées	68
Figure 4.17. a. Angles de charge entre $(M1, M2, M3)$ et $M4$	69
Figure 4.18. le SSSC intégré entre les deux régions du réseau de test.	70
Figure 4.19. Résultat pour variation de tension de référence de $M1$	70
Figure 4.20. Court-circuit triphasé sur la ligne dépourvue d'un SSSC.....	71
Figure 4.21. Résultat après un court-circuit triphasé de 8 cycles.....	72
Figure 4.22. Effet du SSSC sous un contrôle neuro-flou.	73

Liste des tableaux

Tableau 2.1. La contribution des systèmes FACTS dans les réseaux électriques.	33
Tableau 3.1. Les principales règles d'implications floues.....	47
Tableau 4.1. Paramètres des fonctions de sortie du contrôleur neuro-flou conçu.....	61
Tableau 4.2. Paramètres des fonctions de sortie du contrôleur neuro-flou conçu.....	68

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

ANFIS	Adaptive Neural Fuzzy Inference System
AVR	Automatic Voltage Regulator
CCT	Critical Clearing Time
COG	Center Of Gravity
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
HT / THT	Haute Tension / Très Haute Tension
HVDC	High Voltage Direct Current
IPFC	Interlines Power Flow Controller
MOM	Méthode de la Moyenne des Maximums
PSS	Power System Stabilizers
RN	Réseaux de Neurones
SC	Sans Contrôle
LLGC	Lead Lag Controller
NFC	Neuro-flou Contrôle.
SF	Système Flou
SSSC	Static Synchronous Serie Compensator
STATCOM	Static Synchronous Compensator
SVC	Static Var Compensator
TCR	Thyristor Contrôled Reactor
TCSC	Thyristor Contrôled Serie Capacitor
TSC	Thyristor Switched Capacitor
TSR	Thyristor Switshed Reactor
TSSC	Thyristor Switshed Serie Capacitor
UPFC	Unified Power Lfow Controller

Symboles

ϕ_d, ϕ_q	Composante directe et quadrature de flux magnétique
I_q	Courant du STATCOM
μ	Degré d'appartenance d'une variable floue
x_i	Entrée d'un réseau de neurone
K_B	Facteur de compensation du TCSC
α	L'angle d'amorçage du TCR
b_i	Le seuil interne du neurone
w_{ij}	Poinde de connection d'un reseau de neurone
X_C	Réactance capacitive
X_{TCSC}	Réactance du TCSC
X_{TSSC}	Réactance du TSSC
X_L	Réactance inductive
X	Réactance inductive de la ligne
R_{fd}, ϕ_{fd}	Résistance et flux du circuit d'excitation de la MS
R_s	Résistance statoriques de la machine synchrone (MS)
B_{SVC}	Susceptance du SVC
u_c	Tension de la capacité du TSSC

U_T	Tension du STATCOM
u_s / i_s	Tension et courant du TCR
U_q	Tension injectée du SSSC
U_{pq}	Tension Série injectée de l'UPFC

INTRODUCTION GENERALE

De nos jours, les réseaux d'énergie électrique (REE) sont contraints à fonctionner autour de leurs limites de stabilité. Ceci est dû au nouvel environnement dérégulé et l'ouverture du marché d'électricité, qui impose l'augmentation du nombre de schémas d'exploitation. En conséquence, la génération de multiple mode d'oscillations interzones peut conduire à la défaillance des infrastructures du réseau électrique à cause du fort transit de puissance oscillante, ou voire même à des Blackouts, c'était le cas le cas dans la partie nord du réseau électrique algérien en 2003. Pour faire face à ce phénomène néfaste, les PSS (Power Système Stabilizers) implantés depuis les années 1960, ne peuvent assurer seuls l'amortissement de ces oscillations. Ainsi, bénéficiant de l'évolution de la technologie de l'électronique de puissance, de nouveaux dispositifs appelés FACTS (Systèmes de Transmission AC Flexibles) sont intégrés dans le réseau.

A cause de la complexité physique des réseaux électriques, les travaux de recherche se sont orientés vers l'intégration des techniques intelligentes dans la modélisation et le contrôle des éléments de contrôle des réseaux électriques (comme les systèmes FACTS). On entend par outils intelligents, les techniques du soft computing à savoir : les réseaux de neurones, la logique floue Les réseaux de neurones par leur capacité d'apprentissage et d'approximation de fonctions leur procure un intérêt considérable de la part des chercheurs. Il suffit de voir les nombreuses applications industrielles qui en découlent à partir des années 1990 et de consulter l'abondante littérature sur cette thématique pour s'en convaincre. La logique floue, introduite par ZADEH dans les années 1960, constitue un outil très puissant pour la représentation des termes et des connaissances vagues. Elle est issue de la capacité de l'Homme à décider et à agir d'une manière intelligente, malgré l'imprécision et l'incertitude des connaissances disponibles.

Le but de ce mémoire est de développer un contrôleur neuro-flou basé sur la combinaison de deux techniques intelligentes citées auparavant, et de l'intégrer sur un élément FACTS afin d'améliorer la stabilité transitoire du réseau électriques envers des grandes perturbations et dans tous les points de fonctionnement. Le mémoire est structuré sur quatre chapitres :

Dans le premier chapitre, le problème de stabilité des réseaux électriques est discuté, des définitions, explication ainsi que les méthodes d'analyse et d'amélioration conventionnelle de la stabilité des réseaux électriques. Des notions sur la compensation conventionnelle de l'énergie réactive ont été également introduites.

Le chapitre deuxième est consacré à la présentation des types, caractéristiques et influences des FACTS. Les principaux FACTS sont classés en trois catégories : shunt, série et hybride. Ils ont été détaillés avec des explications sur l'influence de chaque type sur les paramètres du réseau électrique.

Le troisième chapitre couvre des définitions et explications sur les deux techniques intelligentes : logique floue et réseau de neurone, leurs types ainsi que de leurs applications et les différentes configurations possibles pour constituer le contrôle « neuro-flou ». Ce dernier permet de bénéficier des avantages des deux techniques ; la logique floue par sa capacité de représenter un comportement d'un système complexe sans le recours à un modèle mathématique détaillée en se basant sur l'expertise et la compréhension du système, et les réseaux de neurones artificiels par leurs capacités de rapprocher les fonctionnalités des systèmes par apprentissage.

Le dernier chapitre est consacré au développement d'un contrôleur neuro-flou afin de l'intégrer sur un FACTS (SSSC) pour améliorer la stabilité transitoire d'un réseau électrique test à jeu de barres infini en termes d'amortissement des oscillations des puissances suite à une grande perturbation. Un test de simulation sera donné aussi sur un réseau multi machines pour montrer l'efficacité des systèmes FACTS sur l'amortissement des oscillations locales et interrégionales.

Le présent travail sera terminé par des conclusions générales sur le travail effectué ainsi que des commentaires sur les résultats obtenus. Des perspectives pour des travaux futurs sont fournies dans la dernière section.

Chapitre 01

STABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES

1.1. Introduction

L'énergie électrique étant très difficilement stockable, il doit y avoir en permanence un équilibre entre la production et la consommation. Les générateurs, les récepteurs et les réseaux électriques qui les relient ont des inerties mécaniques et/ou électriques qui rendent difficile le maintien d'un équilibre garantissant une fréquence et une tension relativement constantes. Face à une variation de puissance, le système électrique doit normalement retrouver un état stable. Dans certains cas, le régime oscillatoire peut diverger. Des études sont nécessaires pour pouvoir éviter ce phénomène et garantir la stabilité du réseau électrique. Elles le sont particulièrement dans le cas des réseaux industriels qui comportent un ou plusieurs groupes générateurs ainsi que des moteurs.

Dans ce chapitre, on présente des notions générales sur la stabilité des réseaux et ses différents types ainsi que les techniques classiques et modernes d'amélioration de la stabilité par les PSS (Power System Stabilizers) et par FACTS.

1.2. Moyens de compensation de l'énergie réactive

Le bilan global de la puissance réactive produite et consommée dans l'ensemble du système électrique doit être équilibré. Toutefois, l'équilibre local n'est pas naturel. Il en résulte des transits de la puissance réactive. Or, ces transits provoquent des chutes de tension et des pertes. Il faut, donc, éviter ces transits par la production de la puissance réactive, autant que possible, à l'endroit où elle est consommée.

Les variations de tension du réseau sont étroitement liées aux fluctuations de la puissance réactive dans le système de production et de transport. Ceci tient au fait que la puissance réactive intervient de manière importante dans l'expression de la chute de tension. L'analyse des variations de la demande de la puissance réactive montre que le problème de l'adaptation offre-demande présente deux aspects qui nécessitent l'emploi de dispositifs aux caractéristiques très différentes :

- Le premier consiste à suivre les fluctuations périodiques. Celles-ci sont connues, tout au moins pour les charges dans une large mesure prévisible. Une grande part de l'ajustement peut donc être réalisée à l'aide de moyens dont l'action est discontinue et le temps de réponse est relativement long. Cette catégorie comprend les batteries de condensateurs et les inductances installées sur les réseaux [1].

– Le second consiste à faire face aux variations brusques et aléatoires. Ceci nécessite la mise en œuvre de moyens dont le temps de réponse est très court. Cette catégorie comprend les groupes de production ainsi que les compensateurs synchrones et les compensateurs statiques [2].

1.2.1. Dispositifs conventionnels de compensation

Le réseau électrique lui-même est une source non négligeable de puissance réactive. Ainsi, en dehors de la production de l'énergie réactive par les générateurs, il doit faire appel à d'autres sources ou plutôt d'autres moyens de compensation, qui finalement sont au moins aussi souvent consommateurs que fournisseurs d'énergie réactive.

1.2.1.1. Groupes de production (générateurs)

Les groupes de production sont bien situés pour satisfaire les besoins en énergie réactive. D'autant plus, leurs performances dynamiques permettent de faire face aux fluctuations brusques de la demande. En revanche, ils ne peuvent compenser que partiellement les charges réactives, en raison des chutes de tension importantes que créent les transits d'énergie réactive sur les réseaux.

1.2.1.2. Condensateurs

Ils ont pour rôle de fournir une partie de l'énergie réactive consommée par les charges dans le réseau. On distingue deux types :

- Des batteries de condensateurs HT, raccordées aux jeux de barres HT des postes THT/HT. Elles sont essentiellement destinées à compenser les pertes réactives sur les réseaux HT et THT.
- Des batteries de condensateurs MT, raccordées aux jeux de barres MT des postes HT/MT ou THT/MT. Ces batteries servent à compenser l'appel global de l'énergie réactive des réseaux de distribution aux réseaux de transport. Elles sont localisées et dimensionnées individuellement en fonction du réglage de tension.

1.2.1.3. Inductances

Elles sont utilisées pour compenser l'énergie réactive fournie en heures creuses par les lignes à très haute tension ou par les câbles. Elles sont soit directement raccordées au réseau, soit branchées sur les tertiaires des transformateurs. Donc, elles permettent une limitation des surtensions dans le réseau.

1.2.1.4. Compensateurs synchrones

Ce sont des machines tournantes qui ne fournissent aucune puissance active, mais qui peuvent suivant qu'elles soient sous ou surexcitées, de fournir ou absorber de la puissance réactive.

1.2.1.5. Transformateurs avec prises réglables en charge

Un régleur en charge modifie le rapport de transformation à l'intérieur d'une plage déterminée en augmentant ou diminuant le nombre de spires de l'enroulement haute tension. Il faut prendre garde de ne pas interrompre le courant ni mettre des spires en court-circuit lors de la commutation. Cela est réalisé par l'insertion temporaire d'une inductance ou d'une résistance. La plage de réglage est typiquement de $\pm 15\%$ avec une vingtaine de prises (échelon entre 1 et 2 %). Par rapport au réglage nominal, un changement de prises correspond à une injection d'une tension additionnelle au point d'insertion du transformateur, ce qui implique une modification de la répartition de la puissance réactive dans la zone concernée [3].

1.3. Définition de la stabilité des réseaux électriques

La stabilité est un problème crucial dans les réseaux électriques depuis les années 1920. Beaucoup de blackouts de grande ampleur provoqués par l'instabilité du réseau électrique ont illustré l'importance de ce problème. La stabilité du réseau électrique est semblable à celle de n'importe quel système dynamique et a des principes mathématiques fondamentaux [4].

La stabilité des réseaux électriques est définie, en général, par leur capacité de rester à un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une petite perturbation et de retrouver un point de fonctionnement stable après l'apparition d'une grande perturbation [5].

1.3.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques

Un système électrique moderne est un processus multi-variables d'ordre élevé dont la réponse dynamique est influencée par un grand nombre de dispositifs (générateurs, charges, actionneurs divers, etc.) ayant des caractéristiques et des temps de réponse différents. La stabilité est un état d'équilibre entre des forces d'opposition. Selon la topologie du réseau, les conditions d'exploitation du système et les formes de perturbation, les différentes séries de forces d'opposition peuvent mener à différentes formes d'instabilité. Comme il est présenté dans la Figure 1.1, le problème de stabilité du réseau électrique peut être classifié en trois catégories: la stabilité d'angle rotorique, la stabilité de fréquence et la stabilité de tension.

Les systèmes électriques sont soumis à de petites et grandes perturbations. Les petites perturbations sont des changements de charge continuels. Les grandes perturbations sont des courts circuits sur des lignes, des pertes de générateurs, des pertes de postes de transformation, etc. Ils peuvent changer la structure (topologie) des réseaux électriques du fait de l'isolation des éléments en défaut par les protections.

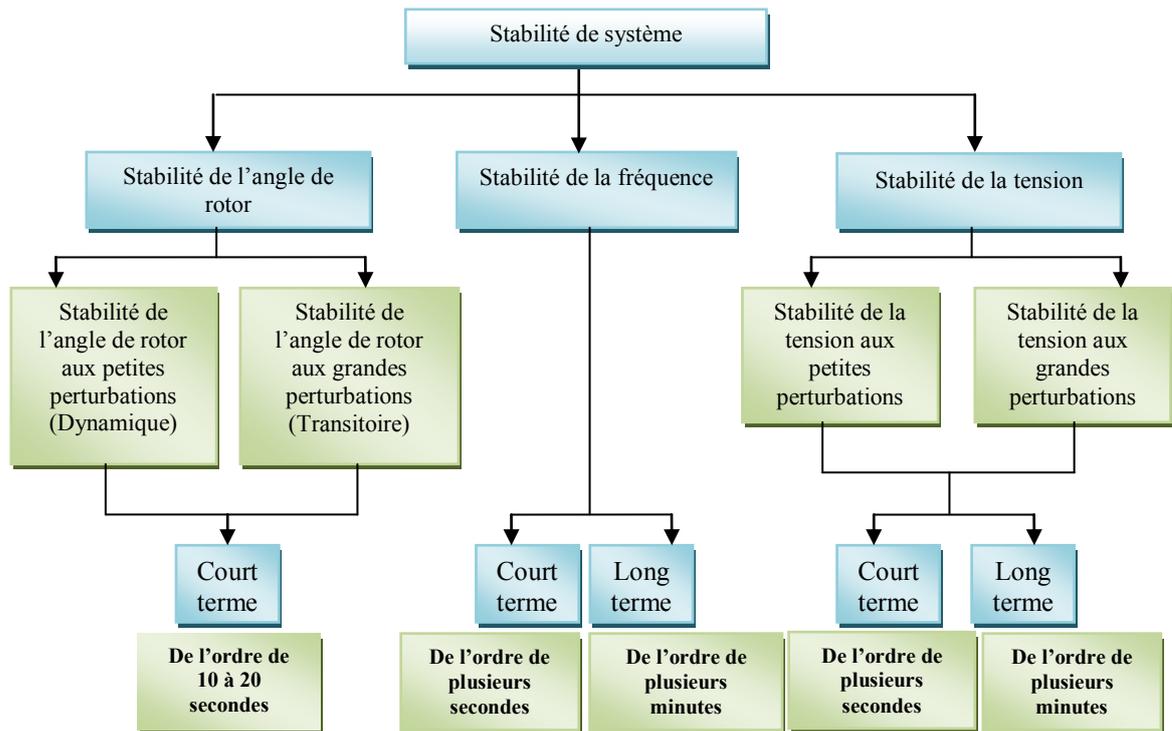


Figure 1.1. Classification de la stabilité des réseaux électriques

Selon la forme des perturbations, la stabilité d'angle rotorique peut être divisée en stabilité d'angle de petite perturbation et la stabilité transitoire (la stabilité d'angle de grande perturbation). La stabilité de tension peut également être divisée en stabilité de tension de grande perturbation et stabilité de tension de petite perturbation. Le cadre de temps des problèmes de stabilité est différent. Il est variable de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. Les stabilités de tension et de fréquence peuvent respectivement être divisées en la stabilité à court terme et la stabilité à long terme. Les descriptions des différents types de stabilité sont présentées ci-dessous.

1.3.2. Stabilité d'angle rotorique

La stabilité d'angle rotorique est la capacité des machines synchrones d'un système électrique interconnecté à rester au synchronisme après une perturbation [6]. Elle dépend de la capacité à maintenir ou à rétablir l'équilibre entre le couple électromagnétique et le couple mécanique de chaque machine synchrone dans le système. L'instabilité d'angle rotorique se produit sous forme d'une apparition suivie d'une augmentation des oscillations angulaires de quelques générateurs menant à la perte du synchronisme de ces derniers avec d'autres générateurs.

La stabilité d'angle rotorique peut être caractérisée en termes des deux sous-catégories suivantes :

1.3.2.1. Stabilité d'angle rotorique de petites perturbations

La stabilité d'angle rotorique de petite perturbation (ou en petits signaux) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme sous de petites perturbations. Les perturbations sont considérées comme suffisamment petites pour que la linéarisation des équations du système soit permise aux fins de l'analyse [7]. Les problèmes de stabilité d'angle rotorique de petite perturbation peuvent être locaux ou globaux en nature.

Les problèmes locaux impliquent une petite partie du système électrique, et sont habituellement associés aux oscillations d'angle rotorique d'une centrale par rapport au reste du système électrique. Ces oscillations s'appellent les oscillations locales de mode de centrale. L'amortissement de ces oscillations dépend des caractéristiques du système de transport vu de la centrale, des systèmes d'excitation du générateur et de son niveau de production.

Les problèmes globaux sont provoqués par des interactions entre de grands groupes de générateurs et ont des effets répandus. Ils impliquent des oscillations d'un groupe de générateurs dans une région contre un groupe de générateurs dans une autre région. Ces oscillations s'appellent les oscillations de mode d'inter-régions. Leurs caractéristiques sont très complexes et diffèrent considérablement des oscillations locales de mode de centrale. Les caractéristiques de charge, en particulier, ont un effet principal sur la stabilité des modes d'inter régions. Le cadre de temps de la dynamique généralement observée des petites perturbations est de l'ordre de 10 secondes à 20 secondes après leur apparition.

1.3.2.2. Stabilité d'angle rotorique de grande perturbation

La stabilité d'angle rotorique de grande perturbation (ou la stabilité transitoire) est la capacité du système électrique à maintenir le synchronisme après une perturbation importante. Le résultat de la réaction du système implique de grandes excursions des angles des rotors des générateurs, et est influencée par la relation non-linéaire de la puissance par rapport à l'angle [8].

La stabilité transitoire dépend de l'état initial du système et de la sévérité de la perturbation. L'instabilité est habituellement sous forme d'une séparation angulaire périodique en raison du couple de synchronisation insuffisant, se manifestant comme une instabilité sur la première oscillation. Cependant, dans les grands systèmes électriques, l'instabilité transitoire ne se produit pas toujours comme une instabilité sur la première oscillation qui serait liée à un seul mode. C'est parfois le résultat de la superposition d'un mode d'inter-régions d'oscillation lent et d'un mode d'oscillation local de centrale causant une grande excursion d'angle rotorique avec dépassement de la limite de stabilité à la première oscillation [9]. Il peut également être un résultat des effets non-linéaires affectant un seul mode et causant l'instabilité après la première oscillation.

Le cadre de temps de la dynamique généralement observée de la stabilité transitoire est de l'ordre de 3 à 5 secondes après la perturbation. Il peut se prolonger à 10-20 secondes pour les grands systèmes ayant des oscillations dominantes d'inter régions [10].

1.3.3. Stabilité de tension

La stabilité de tension est la capacité d'un système électrique à maintenir, à partir d'un état initial donné, les tensions stables en tous ses nœuds après une perturbation [11]. Elle dépend de la capacité à maintenir ou à rétablir l'équilibre entre la demande de charge et la puissance fournie du réseau électrique. L'instabilité se produit sous la forme d'une baisse ou d'une augmentation de tension progressive dans certains nœuds. Un résultat possible d'une instabilité de tension est la perte de charges dans une zone, ou le déclenchement de lignes de transport et d'autres éléments par leurs systèmes de protection conduisant à des pannes en cascade [12].

La diminution progressive des tensions aux nœuds peut également être associée à l'instabilité d'angle rotorique. Par exemple, la perte de synchronisme de machines d'une centrale (l'angle rotorique entre deux groupes de machines approche 180°) provoque une baisse rapide de la tension à proximité de la centrale [13]. L'écroulement de tension est le processus par lequel la séquence des événements accompagnant l'instabilité de tension conduit à un blackout, ou du moins à des tensions anormalement basses dans une partie importante du système électrique. Le moteur de l'instabilité de tension est habituellement la réponse des charges à une perturbation. La puissance consommée par les charges, qui devrait théoriquement diminuer avec la tension, tend à être restaurée par l'action des régulateurs de tension et des transformateurs à réglage en charge. Les charges reconstituées augmentent alors le stress sur le réseau haute tension en augmentant la consommation de puissance réactive, et causent à leur tour une dégradation de tension. Une situation rare provoquant une instabilité de tension se produit lorsque la dynamique de la charge tente de rétablir la consommation au-delà de la capacité du réseau de transport et de la production connectée.

Comme dans le cas de la stabilité d'angle rotorique, on peut classer la stabilité de tension dans les sous-catégories suivantes:

1.3.3.1. Stabilité de tension en grandes perturbations

La stabilité de tension en grandes perturbations est la capacité du système à maintenir la tension stable à la suite de grandes perturbations ; telles que les défauts du système ou la perte d'un générateur. Cette capacité est déterminée par la topologie du système, les caractéristiques des charges, et les interactions entre les contrôles continus de tension (réglage primaire et secondaire de tension, compensateurs statiques et tournants d'énergie réactive), les contrôles discrets (gradins de condensateurs, d'inductances

et régulateurs en charge) et les protections. Le cadre de temps d'étude est de quelques secondes à quelques dizaines de minutes.

1.3.3.2. Stabilité de tension en petites perturbations

La stabilité de tension en petites perturbations est la capacité du système à maintenir les tensions stables lorsqu'il est soumis à de petites perturbations telles que des changements progressifs des charges. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges, des contrôles continus de tension et des contrôles discrets à un instant donné. Ce concept est utile pour déterminer, à tout instant, comment les tensions répondront aux petits changements du système.

Le cadre de temps généralement observé de la dynamique de la stabilité de tension est de l'ordre de quelques secondes à quelques dizaines de minutes. Par conséquent, la stabilité de tension peut être un phénomène soit à court terme ou à long terme comme indiqué dans la Figure 1.1.

1.3.3.3. Stabilité de tension à court terme

La stabilité de tension à court terme implique des charges à dynamique rapide telles que les moteurs à l'induction, les charges contrôlées par des systèmes électroniques, et les convertisseurs HVDC (en anglais, High Voltage Direct Current). Le cadre de temps d'étude est de plusieurs secondes, et l'analyse exige des solutions appropriées à un système d'équations différentielles, ce qui est similaire à l'analyse de la stabilité d'angle rotorique. La modélisation dynamique des charges est souvent essentielle. Contrairement à la stabilité d'angle, les courts-circuits à proximité des charges sont importants.

1.3.3.4. Stabilité de tension à long terme

La stabilité de tension à long terme implique des équipements agissant plus lentement comme les transformateurs à régulateur en charge, des charges thermostatiques, et des limiteurs de courant de générateur. Le cadre de temps d'étude est de plusieurs minutes, et des simulations à long terme sont nécessaires pour l'analyse des performances du système dynamique [14]. La stabilité est généralement quantifiée par les conséquences des pannes des équipements, plutôt que par la gravité de la perturbation initiale. L'instabilité est due :

- à la perte de l'équilibre à long terme (par exemple, lorsque des charges essaient de rétablir leur puissance et dépassent la capacité du réseau de transport et de la production connectée)
- au point de fonctionnement après la perturbation en régime permanent, s'il est instable du point de vue des petites perturbations, ou
- au manque d'actions permettant d'aller vers un point d'équilibre stable post-perturbation (par exemple, quand une des actions curatives est appliquée trop tard) [15].

Il est important de reconnaître que la distinction entre la stabilité d'angle rotorique et la stabilité de tension n'est pas fondée sur un découplage entre les variations de puissance active / angle et de la puissance réactive / amplitude de tension. La stabilité de tension et la stabilité d'angle rotorique sont affectées par les répartitions de puissance actives et réactive dans les pré-perturbations.

1.3.4. Stabilité de fréquence.

La stabilité de fréquence est la capacité d'un système électrique à maintenir sa fréquence à la suite d'une grave perturbation résultant en un déséquilibre significatif entre la production et la consommation. L'instabilité se manifeste sous la forme de variations de fréquence soutenues menant au déclenchement de générateurs et/ou de charges.

1.4. Méthodes d'analyse de la stabilité transitoire

Il y a différentes méthodes pour analyser un système de puissance dans l'état transitoire. Trois méthodes d'analyses se détachent.

a. Analyse en planification qui tient compte :

- Du temps de réponse des protections.
- Du type de conducteurs.
- Du niveau de tension.
- De la qualité des régulateurs de tension et de vitesse.

b. Analyse en mode préventif, mettant en œuvre :

- Les méthodes numériques ou indirectes.
- Les méthodes directes.

c. Analyse en mode curatif aboutissant

- À la modification de la caractéristique des lignes.
- Au contrôle de transit de puissance dans les lignes.

En résumé, ce dernier mode est susceptible de fournir une solution optimale à la conduite en temps réel du réseau. En effet, la rapidité d'évolution des phénomènes transitoires impose aux méthodes curatives des conditions d'applicabilité particulièrement contraignantes.

Dans ce mode pour améliorer la stabilité transitoire, trois objectifs peuvent être fixés :

- L'amélioration du temps critique d'élimination des défauts.
- L'amortissement des oscillations après la perturbation.

- L'amélioration de la capacité de transfert des lignes.

1.5. Méthodes d'évaluation de la stabilité transitoire

1.5.1. Approche conventionnelle temporelle (indirecte)

L'avènement des ordinateurs dans les années 1960 a permis l'essor des méthodes temporelles et leur utilisation intensive. Ces méthodes évaluent la robustesse du réseau vis-à-vis de grandes perturbations en déterminant son évolution temporelle par résolution, pas à pas, de l'ensemble des équations intégrées-différentielles non linéaires qui gouvernent les phénomènes de stabilité transitoire.

L'évaluation comporte deux phases : la phase pendant le défaut et la phase après élimination du défaut. Soit :

- On cherche à savoir si le système perd le synchronisme pour un temps d'élimination du défaut donné.
- On évalue une des deux limites de stabilité : le temps critique d'élimination (CCT pour "critical clearing time") pour un niveau de puissance donné, ou la limite de puissance pour un temps d'élimination donné. Les limites de puissances sont plus répandues aux Etats-Unis, le temps critique d'élimination en Europe.

Les avantages des méthodes conventionnelles, temporelles ou indirectes (qui sont les inconvénients des méthodes directes) s'expriment par :

- La possibilité d'utiliser des modèles complexes avec les dimensions choisies.
- La possibilité d'avoir les réponses temporelles de toutes les variables du réseau qui contiennent les informations importantes sur la dynamique du réseau.
- La possibilité de calculer les impédances apparentes, les courants de lignes, les tensions de nœuds et les autres informations nécessaires pour simuler le fonctionnement des relais.
- La possibilité de supposer le système de puissance "non autonome". Avec cette hypothèse nous pouvons considérer les effets de plusieurs variations dans la topologie et les conditions de fonctionnement du réseau.
- La possibilité de représenter le fonctionnement des interrupteurs automatiques de réseau qui sont commandés par les variables de réseau (ex : les interrupteurs automatiques des inductances et des condensateurs).

1.5.2. Approche directe

Les inconvénients des méthodes temporelles se résident dans le temps de calcul énorme nécessaire pour résoudre et intégrer les équations différentielles du système. Ceci n'est pas pratique pour une analyse rapide ou en temps réel. Cela a motivé le développement de méthodes non conventionnelles, en particulier des méthodes directes basées sur le critère de stabilité de LYAPUNOV et sur la construction de la fonction du même nom.

La possibilité de réduire le temps de calcul dans les méthodes directes et ainsi de pouvoir étudié tous les accidents éventuels, les rendent très attractives. Ces méthodes sont utilisées dans l'objectif d'appliquer une commande préventive au réseau avant accident. Donc, si la méthode utilisée est suffisamment rapide, il sera possible d'analyser tous les accidents éventuels. Si le système de puissance n'est pas sécurisé contre d'éventuels accidents, des commandes peuvent être appliquées sur le réseau à l'aide soit des opérateurs experts, soit des systèmes experts artificiels [16]. Les avantages des méthodes directes sont la rapidité (le temps de calcul court) et la capacité d'évaluer l'indice de stabilité.

Les méthodes citées font l'objet des projets de développement des simulateurs sur ordinateur. Les simulateurs sont programmés en orienté objets afin de faciliter l'utilisation et la manipulation des paramètres et ils bénéficient de développement des ordinateur plus puissant ce qui permet l'étude des réseaux de grande taille toute en optimisant les temps de calcul [17].

1.6. Critère des aires égales

Le critère de l'égalité des aires est une méthode graphique simple pour déterminer si le système d'une machine reliée à un réseau infini peut rester stable. Il donne un moyen pratique pour préciser les grandeurs qui interviennent sur la stabilité. Dans les systèmes réels, il peut aussi être utilisé pour obtenir en première approximation la limite de stabilité.

Le critère est basé sur l'utilisation de la courbe de transfert de puissance Figure 1.2 et est expliqué à la Figure 1.3. Avant le défaut, le générateur fonctionne selon la courbe de puissance définie par la f.é.m. E , la tension du réseau V et l'impédance X de la ligne de transport.

La relation entre puissance utile P_u (ou mécanique P_m) et l'angle interne est donnée par :

$$P_u^0 = P_m^0 = \frac{EV}{X} \sin \delta^0$$

Pendant le défaut, il n'y a pas de couple résistant et la vitesse du rotor augmente, ainsi que l'angle interne δ . Jusqu'à ce que défaut soit éliminé, à l'instant t^{clear} , l'angle interne δ a atteint la valeur $\delta^{\text{clear}} > \delta$. L'énergie cinétique supplémentaire emmagasinée dans le rotor (l'arbre en rotation) est proportionnelle à l'aire notée A_1 de la Figure 1.3.

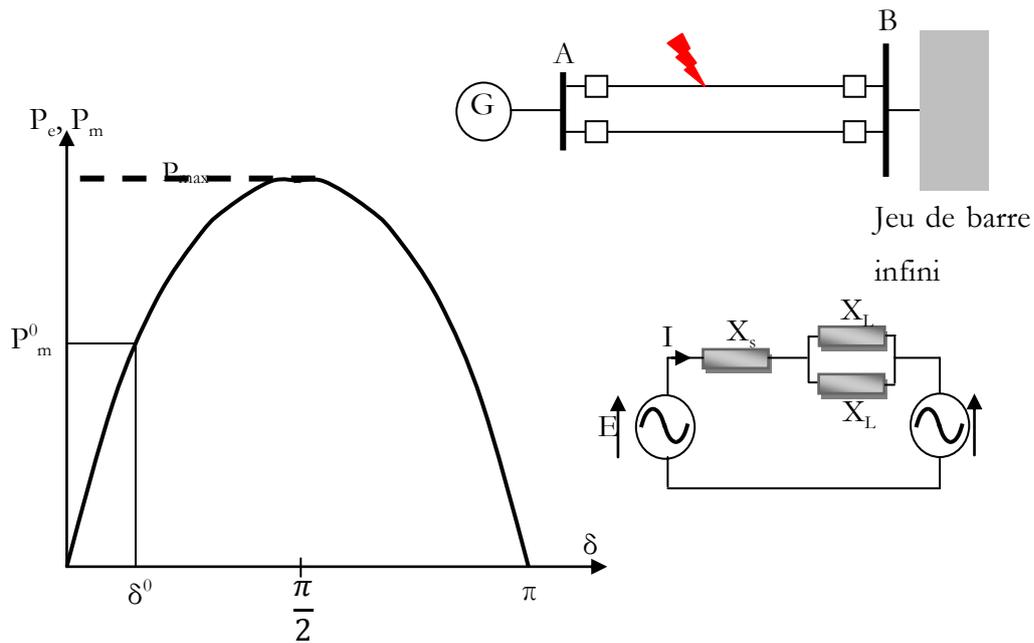


Figure 1.2. Courbe de transfert de puissance machine-jeu de barres infini.

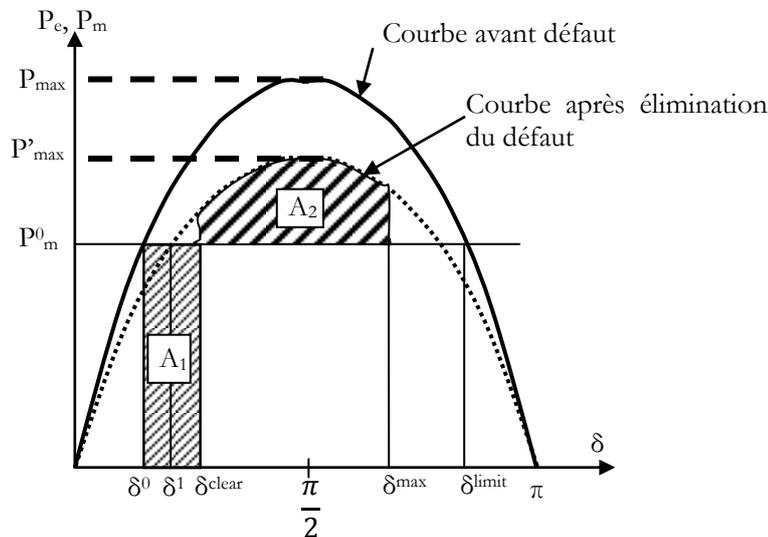


Figure 1.3. Critère de l'égalité des aires.

Après suppression du défaut, la tension en A redevient normale, et la puissance peut de nouveau être transmise entre le générateur et le réseau. Cependant, cette transmission se produit en suivant une nouvelle courbe de transfert car l'impédance entre la f.é.m et le réseau est X_1 depuis qu'une seule ligne reste en fonctionnement après suppression du défaut. Puisque $X_1 > X$, la puissance électrique

fournie au réseau est alors supérieur à celle qui est fournie par le moteur. Le couple résistant est supérieur au couple moteur, et la vitesse du moteur cesse de croître, puis ralentit. Cependant, l'angle δ augmente encore à cause de l'excès d'énergie cinétique accumulée durant le défaut. Le critère des aires stipule que l'augmentation de l'angle interne δ jusqu'à δ^{max} détermine une aire A_2 . D'après le critère d'égalité des aires, on a : $A_1 = A_2$

D'après la Figure 1.3, on constate que si l'angle δ atteint δ^{limit} avant que le critère des aires ne soit satisfait, la puissance électrique absorbée par le réseau est devenue plus faible que celle qui est fournie par le moteur. Dans ce cas, l'angle continue à croître et la stabilité du système est définitivement perdue. Le cas contraire si δ^{max} est inférieur à δ^{limit} l'angle δ va décroître et la stabilité du système est maintenue.

1.7. Amélioration de la stabilité

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

- L'utilisation d'un contrôleur côté générateur : signal de contrôle supplémentaire dans le système d'excitation du générateur.
- L'utilisation d'un contrôleur côté lignes de transmission : signal de contrôle supplémentaire dans les systèmes FACTS.

1.7.1. Amélioration de la stabilité par les PSS

Les PSS sont des contrôleurs ajoutés à la boucle de régulation de l'excitation des alternateurs. Ils détectent toute variation dans la vitesse pour générer un signal amortisseur qui se traduit par un couple d'amortissement sur l'arbre du générateur [18].

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.

1.7.2. Amélioration de la stabilité par les FACTS

Les systèmes FACTS offrent des solutions très pratique pour la compensation shunt et série des lignes déjà en opération. La contrôlabilité de ces systèmes est permise grâce à l'utilisation des valves électroniques qui offrent un haut niveau de contrôle du réseau par une commande adéquate des systèmes FACTS [19].

1.8. Conclusion

Dans ce chapitre, des notions sur des méthodes de compensation de l'énergie réactive ont été présentées. Nous avons présenté les définitions et les caractéristiques des différents types de stabilité d'un système de puissance. Les types de stabilité dans les réseaux éclectiques ont été exposés ainsi que les méthodes d'analyse et d'amélioration de la stabilité comme les systèmes FACTS qui seront le sujet du chapitre suivant.

Chapitre 02

SYSTEMES FACTS

2.1. Introduction

Le développement des éléments de l'électronique de puissance a permis aux systèmes de contrôler les différents organes des réseaux électriques de changer les relais magnétiques par des interrupteurs statiques. Le concept FACTS regroupe tous les dispositifs qui utilisent ces interrupteurs. Ces derniers ont des performances technologiques supérieures aux celles des interrupteurs électromagnétiques. Les dispositifs FACTS trouvent aujourd'hui des applications dans tous les domaines de l'énergie électrique :

- La compensation de l'énergie réactive, ainsi que l'échange de la puissance active s'ils sont couplés à des dispositifs de stockage de l'électricité ;
- Le filtrage active des harmoniques dans les lignes de transports ;
- L'interconnexion entre des grandes régions de production de l'énergie électrique
- La contribution dans l'amortissement des oscillations des angles rotoriques des centrales de production.

Dans ce chapitre, des notions générales sur les systèmes FACTS sont données.

2.2. Compensateur statiques shunt

La compensation shunt est utilisée pour influencer sur les caractéristiques électriques de la ligne de transport afin d'augmenter la culpabilité de transport d'énergie dans le régime statique, et ainsi pour contrôler le profil de tension le long de la ligne. Les compensateurs statiques shunts les plus répandus sont : SVC (pour Static Var Compensator), et STATCOM (pour STATic synchronous COMPensator).

2.2.1. SVC

Un SVC est un générateur ou absorbeur d'énergie réactive connecté en shunt à la ligne de transport auquel sa sortie est ajustée pour échanger un courant inductif ou capacitif pour maintenir ou contrôler des paramètres spécifiques du réseau électrique (généralement la tension). Le SVC est capable de participer à l'amortissement des oscillations de puissance par un contrôle adéquat en ajoutant des signaux auxiliaires à la boucle de commande du SVC [19]. Les caractéristiques d'un SVC sont décrites comme suit :

- Il est basé sur des éléments inductifs et capacitifs passives.
- Il ne contient pas des machines rotatives.
- Le contrôle se fait via des éléments d'électronique de puissance.

Le SVC est un terme qui regroupe plusieurs dispositifs, à savoir essentiellement : TCR, TSR et TSC.

2.2.1.1. TCR

TCR (réactance contrôlée par thyristor) est une inductance connectée en shunt et contrôlée par un thyristor. Sa valeur effective est continuellement variable en contrôlant l'amorçage de la valve électronique [16]. Un élément TCR pour une phase est représenté dans la Figure 2.1. Le courant dans l'inductance peut être contrôlé du maximum au minimum en réglant l'angle d'amorçage de 90° à 180° . Ainsi, le même effet est obtenu si on change la valeur de l'inductance.

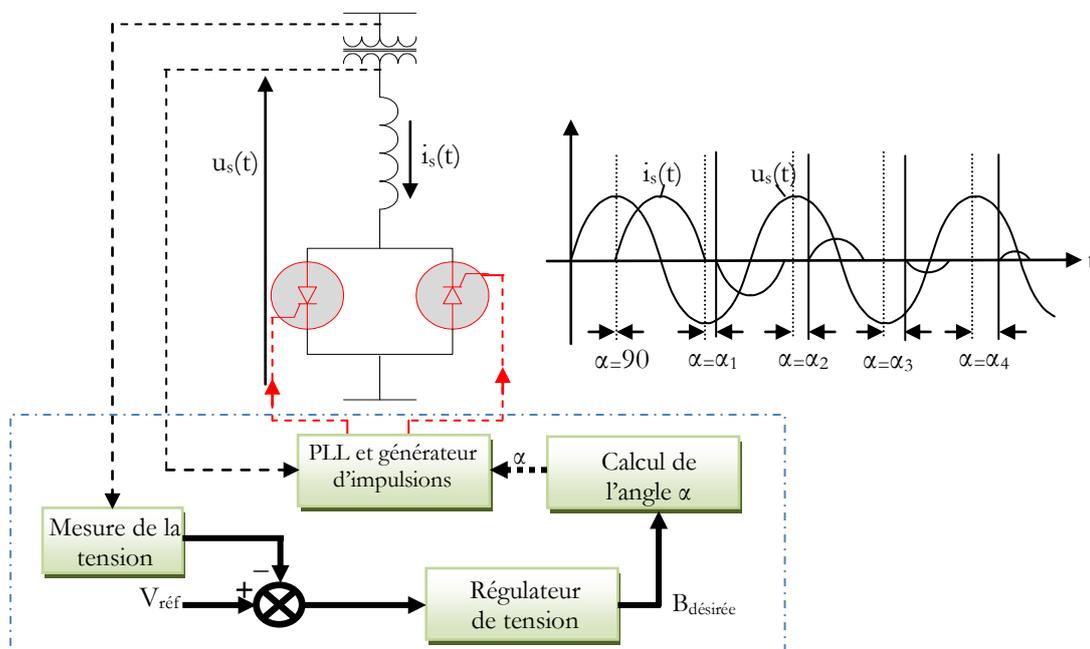


Figure 2.1. Réactance contrôlée par thyristor

Un cas particulier du TCR est le TSR (pour thyristor switched reactor). Celui-ci a le même principe d'installation mais le contrôle se fait uniquement dans deux valeurs d'angle 90° et 180° , c'est-à-dire conduction maximale ou pas de conduction. La valeur du courant injecté ou absorbé sera liée dans ce cas à la valeur de la tension appliquée [20].

2.2.1.2. TSC

TSC (capacité commutée par thyristor) est une capacitance connectée en shunt et commutée par un thyristor. Sa valeur effective est variable d'une façon tout ou rien. La Figure 2.2 montre une branche de TSC. Le TSC peut être débranché lors du passage du courant par zéro. A cet instant la capacité est

chargée au maximum. Théoriquement, la capacité reste chargée après sa déconnection du réseau, mais dans le cas pratique, la capacité se décharge lentement dans la branche du TSC. Pour éviter un régime transitoire lors l'amorçage du TSC, la connexion doit être effectuée au moment où la tension du réseau est égale à la tension emmagasinée dans la capacité. Le cas idéal est la connexion avec la capacité déchargée et au moment du passage de la tension du réseau par zéro. L'inductance a pour rôle de limiter le courant transitoire lors de l'amorçage du thyristor. Ceci est dû à un courant instantané ($i_s = C \cdot \frac{du_s}{dt}$). Donc une capacité ne peut pas être contrôlée avec un angle de retard variable mais avec deux possibilités, maximum ou zéro.

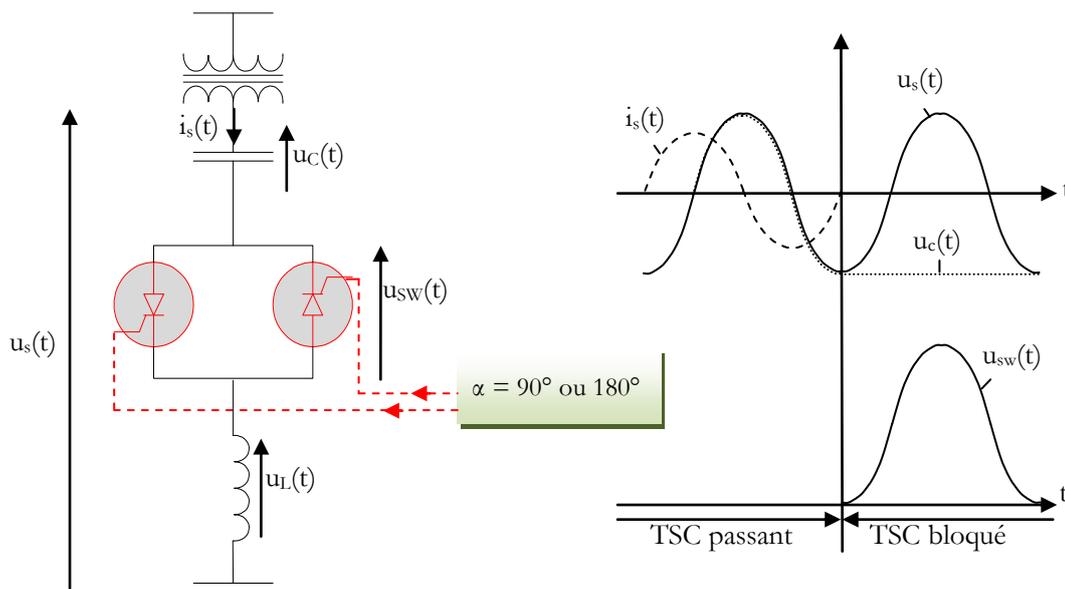
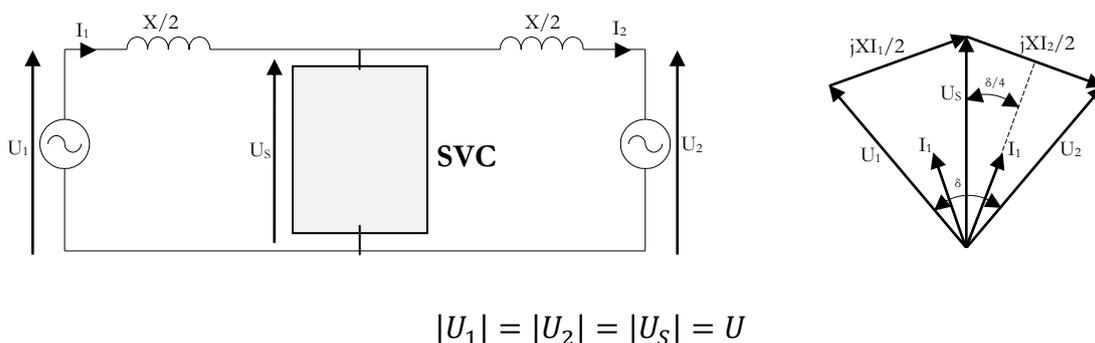


Figure 2.2. Capacité commutée par un thyristor.

La valeur de la puissance réactive échangée dépend de la tension appliquée et la valeur de la capacité. En pratique, pour avoir un contrôle variable, plusieurs branches sont installées en parallèle.

Si un TSR ou TCR est placé au milieu de la ligne pour maintenir la tension de ce point égale à la fin de ligne, la puissance maximale transportable sera doublé Figure 2.3.



$$|U_1| = |U_2| = |U_S| = U$$

Figure 2.3. Réseau à deux machines avec un SVC au milieu de la ligne.

On suppose que la tension aux extrémités de la ligne est la même qu'au milieu (présence du SVC) avec la même amplitude U . l'angle de U_2 est pris comme référence pour le calcul des autres angles. Les grandeurs avec une ligne au-dessous sont des vecteurs [21].

$$\underline{U}_2=U, \underline{U}_1=Ue^{j\delta}, \underline{U}_1=Ue^{(j\frac{\delta}{2})} \quad (2.1)$$

Le courant I_2 est :

$$I_2 = \frac{4U}{X} \sin\left(\frac{\delta}{4}\right) \cdot e^{j\delta/4} \quad (2.2)$$

La puissance active devient :

$$P=\Re\{\underline{U}_1 \cdot \underline{I}_1^*\} = \Re\{\underline{U}_2 \cdot \underline{I}_2^*\} \quad (2.3)$$

$$P=\Re\left\{\frac{4U^2}{X} \sin\left(\frac{\delta}{4}\right) \left(\cos\left(\frac{\delta}{4}\right) - j \sin\left(\frac{\delta}{4}\right)\right)\right\} \quad (2.4)$$

$$= \frac{2U^2}{X} \sin\left(\frac{\delta}{2}\right) \quad (2.5)$$

Comme la puissance à transporter sans SVC est $\frac{U^2}{X} \sin(\delta)$, la puissance maximale transportable s'est doublée de $\frac{U^2}{X}$ à $\frac{2U^2}{X}$. En pratique, le SVC est limité par la valeur de son inductance et sa capacitance, en d'autres termes, la susceptance B_{SVC} est limitée entre une valeur inductive et une valeur capacitive. La Figure 2.1 montre que le courant généré a une forme non sinusoïdale. En plus de la valeur fondamentale désirée du courant, des harmoniques vont être générés. Si le courant généré est symétrique, des harmoniques impaires apparaissent avec une amplitude :

$$I_{sn}(\alpha) = \frac{U}{\omega L} \frac{4}{\pi} \left\{ \frac{\sin(\alpha) \cos(n\alpha) - n \cos(\alpha) \sin(n\alpha)}{n(n^2 - 1)} \right\} \quad (2.6)$$

Avec : $n = 2k + 1, k = 1, 2, 3, \dots$

Dans un système triphasé, les trois bras de TCR sont généralement connectés en triangle. Sous des conditions de fonctionnement équilibré, les harmoniques triples de n (3^{ème}, 9^{ème}, 15^{ème}, ... etc) circulent à l'intérieur de la configuration triangle. Les autres harmoniques générés par le TCR peuvent être éliminés par différentes méthodes, dont on cite :

– L'utilisation de plusieurs branches (m) de TCR avec une puissance de $\frac{1}{m}$ (Figure 2.4) dont une seule entre elles est contrôlée en valeurs par angle d'amorçage. Les autres sont du type TSR, Ainsi, on arrive à réduire chacun des harmoniques par un facteur qui dépend du nombre de branches.

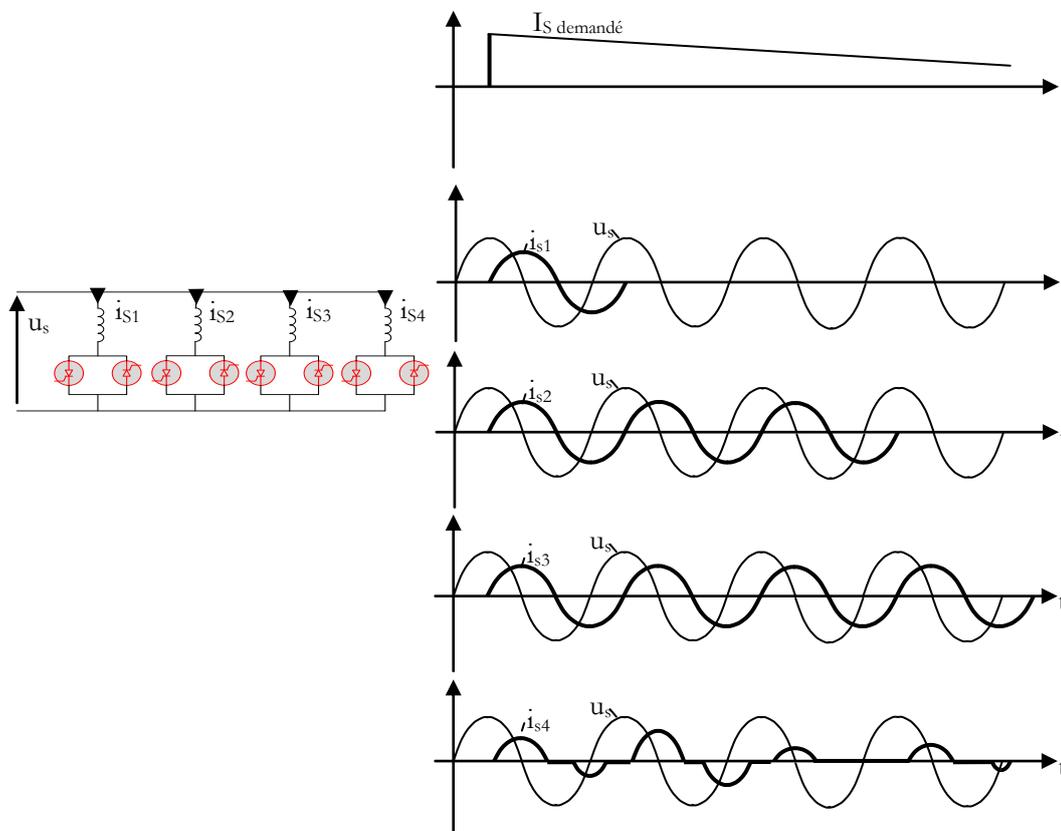


Figure 2.4. Méthode des branches en parallèle pour réduire les harmoniques.

- D'autres méthodes consistent à l'utilisation de plusieurs étages de transformateur avec des décalages horaires bien précis, une méthode efficace mais très coûteuse et complexe.
- La dernière méthode est l'utilisation des filtres LC ou LCR en parallèle avec le TCR mais ils doivent être réglés uniquement pour les harmoniques les plus dominants.

2.2.2. STATCOM

Un STATCOM est un générateur synchrone statique qui fonctionne comme un SVC, mais le courant inductif ou capacitif peut être contrôlé indépendamment de la tension du réseau auquel il est connecté. Le cœur du STATCOM est un convertisseur de tension continu triphasé avec une capacité connectée du côté continu et il est connecté au réseau par un transformateur (Figure 2.5). Le STATCOM est capable de réguler la tension du réseau mieux que le SVC sans avoir besoin de grands condensateurs et inductances externes [22].

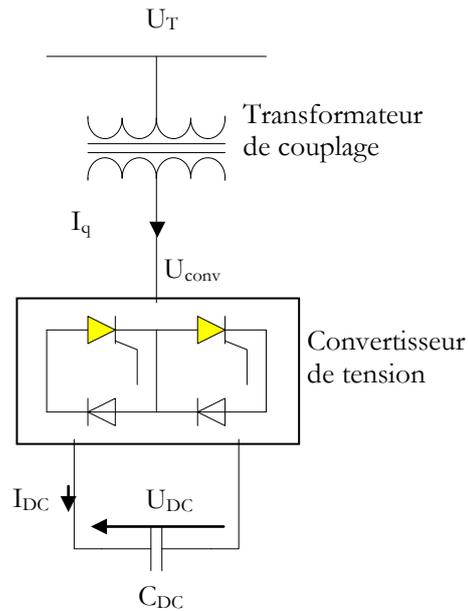


Figure 2.5. Compensateur statique synchrone

La capacité chargée C_{DC} fournit une tension continue au convertisseur. Celui-ci produit une tension triphasée contrôlée en amplitude et à la même fréquence du réseau. En faisant varier l'amplitude de cette tension, on arrive à varier l'échange d'énergie réactive. Si la tension est supérieure du réseau un courant injecté et le STATCOM fonctionne comme une capacité. Si la tension est inférieure du réseau il fonctionne comme une inductance et si elles sont égales aucun échange n'est fait. Autre méthode pour contrôler cet échange consiste à faire varier la tension continue aux bornes de la capacité. En pratique, un convertisseur n'étant pas idéal, une partie de puissance active est alors absorbée comme pertes actives dans les différents éléments constituant le convertisseur.

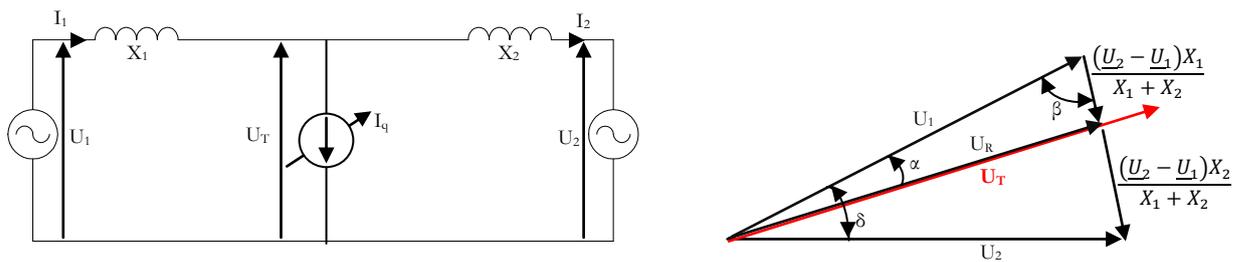


Figure 2.6. Réseau à deux machines avec un STATCOM.

Pour un réseau à deux machines de la Figure 2.6, le transfert de puissance entre les deux machines en présence du STATCOM est donné par l'équation suivante :

$$P = \frac{U_1 U_2 \sin \delta}{(X_1 + X_2)} \cdot \left(1 + \frac{I_q}{U_R} \cdot \frac{X_1 X_2}{(X_1 + X_2)} \right) \tag{2.7}$$

Avec \underline{U}_R la tension du STATCOM lorsque il n'est pas opérationnel donc quand $\underline{I}_q = 0$. Ce dernier \underline{I}_q est déphasé de 90° par rapport à la tension U_R suivant cette expression :

$$\underline{I}_q = jI_q \cdot \frac{U_R}{U_R} \tag{2.8}$$

L'équation 2.7 nous donne la caractéristique puissance angle (Figure 2.7).

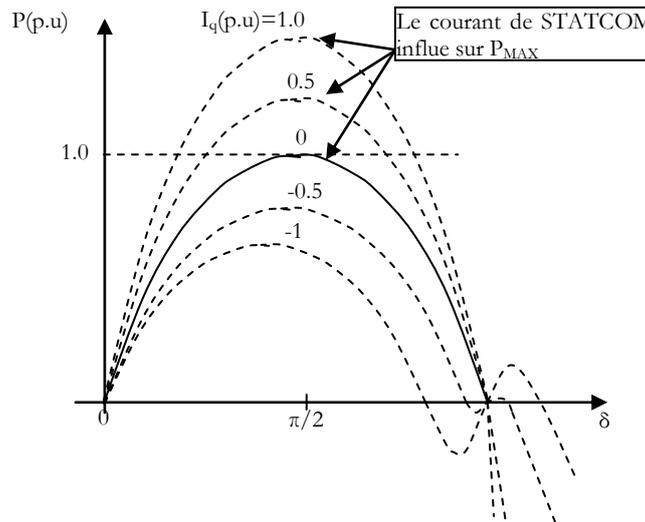


Figure 2.7. Puissance transitiée en fonction de l'angle δ .

2.2.3. Comparaison entre le SVC et le STATCOM

Le SVC et le STATCOM sont très proches dans leur pouvoir de compensation, mais très différents dans le principe de fonctionnement. Le STATCOM est une source de tension synchronisée en shunt avec le réseau électrique tandis que le SVC est une admittance (inductive ou capacitive) shunte contrôlée. Le STATCOM présente une caractéristique supérieure au SVC, beaucoup plus performant et surtout ne nécessite pas un même banc de batterie que le SVC pour la même puissance.

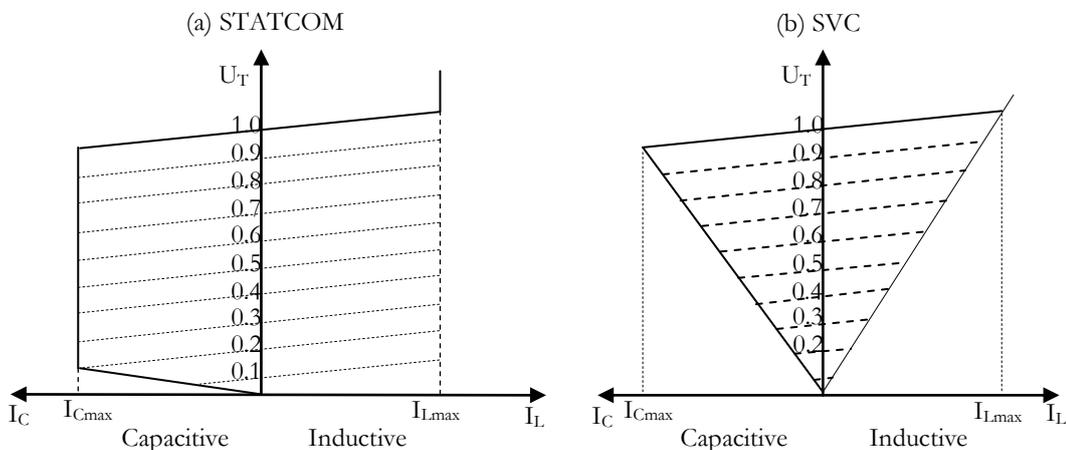


Figure 2.8. Caractéristique tension courant V-I a. STATCOM b. SVC

La Figure 2.8 montre une différence majeure entre le SVC et le STATCOM. La capacité de compensation du SVC diminue à raison que la tension du service diminue mais le STATCOM garde toujours sa capacité de compensation sans liaison à la tension de service. Dernière différence est quand il est nécessaire de faire une compensation en puissance active, le STATCOM autorise cette fonction à travers la connexion d'une source de puissance continue sur le bus continue comme par exemple une batterie supraconductrice [23]. Cette fonction est impossible avec un SVC.

2.3. Compensateur statiques série

La compensation série variable est très efficace dans le contrôle du transit de la puissance dans les lignes électriques et dans l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques. Avec la compensation série, l'impédance effective de la ligne entre la source et le récepteur peut être variée pour influencer sur l'écoulement de puissance $P = \frac{U^2}{X} \sin(\delta)$ Cette fonction est mise en pratique pour corriger la limite de stabilité ainsi que pour l'amortissement des oscillations de puissance.

2.3.1. TSSC (capacité série commutée par thyristor)

L'élément de base d'un TSSC est une capacité shunte avec une valve 'bypass' comme le montre la Figure 2.9. La capacité entre en série avec la ligne lorsque la valve est bloquée, et court-circuitée quand la valve est en conduction totale.

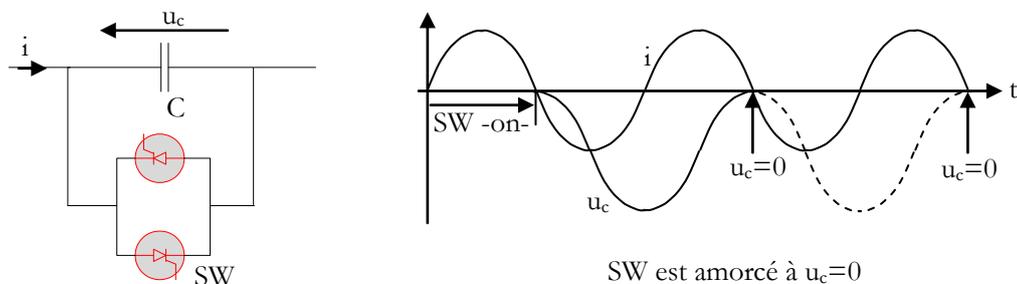


Figure 2.9. Élément de base d'un TSSC

Le thyristor se bloque lorsque le courant qui le traverse devient nul. Donc, la capacité peut être insérée dans la ligne par la valve du thyristor uniquement au passage par zéro du courant de la ligne. De l'autre côté, la valve doit être amorcée pour court-circuiter la capacité uniquement lorsque la tension de cette capacité est zéro, afin de minimiser la forte demande du courant dans la valve, et ainsi pour éviter l'état transitoire de mise en service [21].

En pratique, un TSSC est composé de plusieurs unités connectées en série (Figure 2.10). la contribution de la compensation série est ainsi contrôlée en pas en augmentant ou en diminuant le nombre des éléments insérés. Ainsi, le TSSC peut contribuer dans le contrôle du flux de puissances et l'amortissement des oscillations.

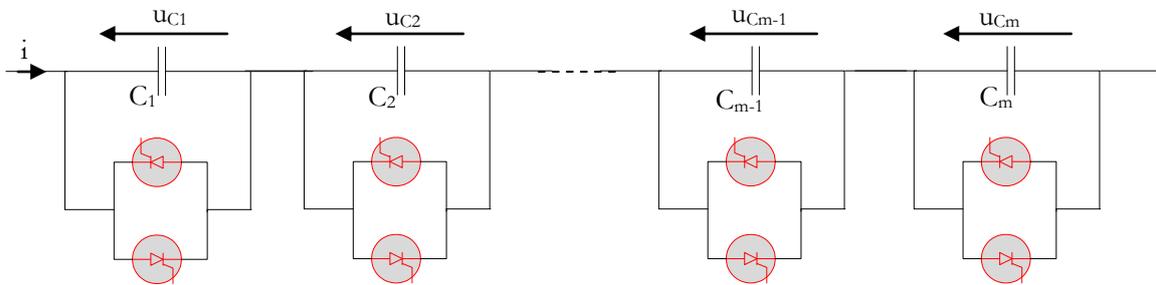


Figure 2.10. TSSC en plusieurs éléments en série

Le TSSC peut être considéré comme une réactance contrôlée et connectée en série avec la ligne (Figure 2.11.a). Le rapport de compensation est donné par:

$$K = -\frac{X_{TSSC}}{X} \tag{2.9}$$

X : réactance de la ligne.

La puissance active transmise est calculée par la formule :

$$P = \frac{U_1 U_2}{X + X_{TSSC}} \sin \delta = \frac{U_1 U_2}{X(1 - K)} \sin \delta \tag{2.10}$$

Pour différentes valeurs de K, la caractéristique P=f(δ) est tracée (Figure 2.11.b).

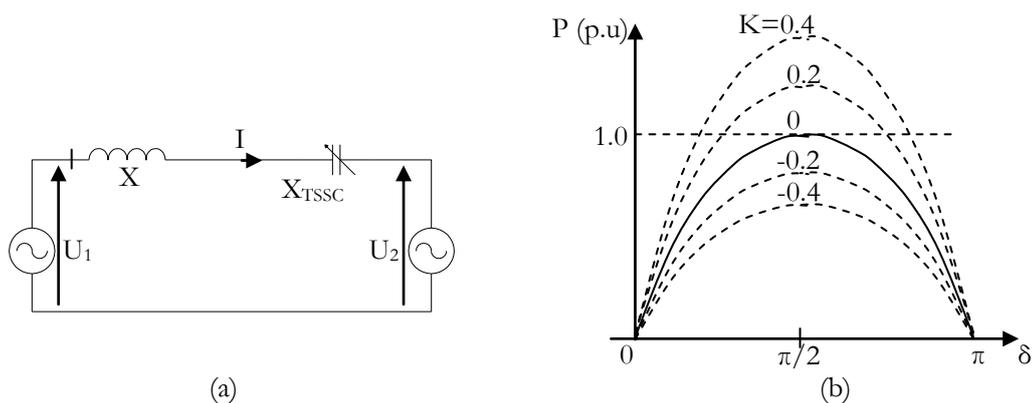


Figure 2.11. a) Réseau à deux machines avec TSSC et b) puissance active en fonction de l'angle δ

2.3.2. TCSC (capacité série contrôlée par thyristor)

Le schéma de base de la capacité série contrôlée par un thyristor est donné dans la Figure 2.12. Le TCSC est un des éléments FACTS clefs. Il permet un contrôle rapide de l'impédance de la ligne de transmission. Il a une grande application et le potentiel de précision de régulation du flux de puissances sur une ligne de transmission, d'amortissement des oscillations de puissance interzones, l'atténuation la résonance sous-synchrone et l'amélioration de la stabilité [24].

Un TCSC est caractérisé par le rapport la fréquence de résonance et la fréquence du réseau donné par :

$$\lambda = \sqrt{\frac{-X_C}{X_L}} \quad (2.11)$$

Avec $X_C = -\frac{1}{\omega C}$ et $X_L = \omega L$. λ est généralement entre 2 et 4 [21]

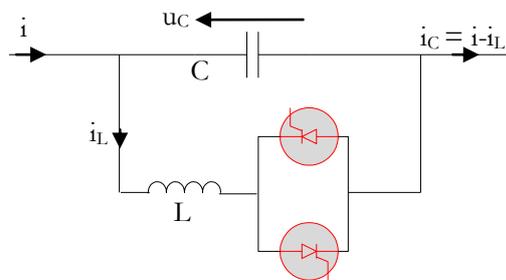


Figure 2.12. Capacité série contrôlée par thyristor (TCSC).

Le TCSC offre plusieurs modes de fonctionnement selon le contrôle des gâchettes des thyristors. On donne un facteur K_B , qui représente le rapport de la réactance effective du TCSC sur la réactance du banc des condensateurs [25].

$$K_B = \frac{X_{TCSC}}{X_C} \quad (2.12)$$

$$X_{TCSC} = \Im \left\{ \frac{U_C}{I} \right\} \quad (2.13)$$

K_B est appelé aussi facteur de compensation du TCSC.

2.3.2.1. Mode bloqué

Le thyristor n'est pas amorcé et il est maintenu en état bloqué. Le courant de la ligne passe uniquement à travers la batterie des condensateurs ($X_{TCSC} = X_C$). Le facteur K_B est alors égal à 1. Dans ce mode, le TCSC fonctionne comme une capacité fixe série.

2.3.2.2. Mode by-pass

Le thyristor est amorcé en conduction complète et continue. Le TCSC apparait alors comme une branche en série avec la ligne constituée d'un condensateur monté en parallèle avec une inductance. La valeur de X_{TCSC} est :

$$X_{TCSC} = \frac{X_L X_C}{X_L + X_C} = \frac{-X_C}{1 - \lambda^2} \quad (2.14)$$

Dans ce mode de fonctionnement, la tension du TCSC est inductive et K_B est négative. Si λ est supérieur à l'unité, la tension u_C devrait être d'une amplitude inférieure par rapport au fonctionnement en mode bloqué. Par conséquent, ce mode (by-pass) est utilisé pour réduire les surtensions aux bornes de la capacité pendant les défauts.

2.3.2.3. Mode de compensation capacitive

Si l'impulsion d'amorçage est appliquée à la gâchette du thyristor avant que la tension aux bornes du TCSC passe par zéro, un courant impulsionnel capacitif passe par l'inductance en parallèle. Ce courant va s'ajouter au courant de la ligne qui passe à travers le banc des condensateurs. Une tension capacitive apparait alors pour s'ajouter à la tension due au passage du courant de la ligne. La valeur de cette tension impulsionnelle augmente proportionnellement avec la charge qui passe par le thyristor. Cette dernière dépend de l'angle d'amorçage β .

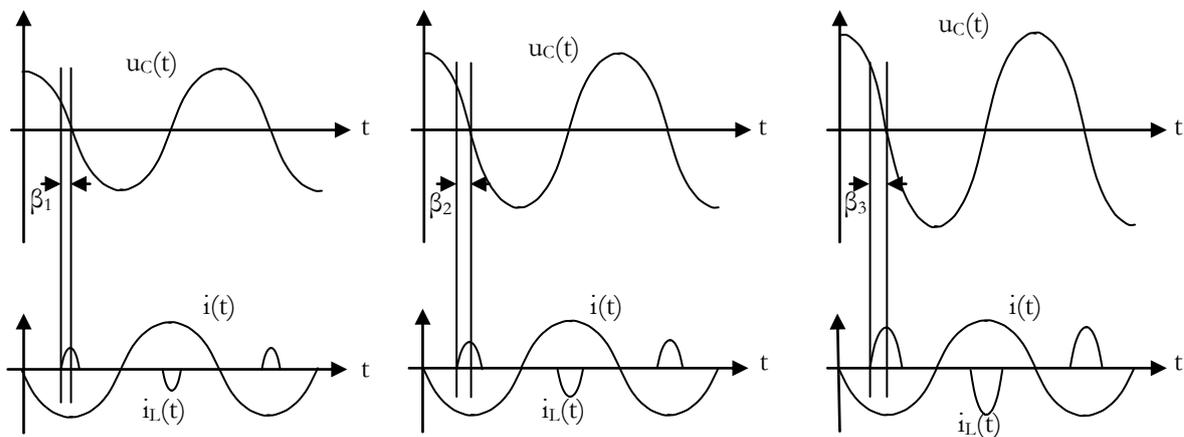


Figure 2.13. Forme de tension u_C et du courant pour différents valeurs de β .

Le facteur K_B est donné par la formule suivante :

$$K_B = 1 + \frac{2}{\pi} \frac{\lambda^2}{\lambda^2 - 1} \left[\frac{2 \cos^2 \beta}{\lambda^2 - 1} (\lambda \tan \lambda \beta - \tan \beta) - \beta - \frac{\sin 2\beta}{\beta} \right] \quad (2.15)$$

Cette formule a une asymptote à $\beta_{\infty} = \frac{\pi}{2\lambda}$ suite à la présence du facteur $\tan(\lambda\beta)$. Donc le

TCSC opère dans le mode actuel de fonctionnement quand $0 < \beta < \beta_{\infty}$. (Figure 2.14)

2.3.2.4. Mode de compensation inductive

Si l'angle d'amorçage du thyristor dépasse β_{∞} , le mode de fonctionnement du TCSC change du capacitif vers l'inductif (Figure 2.14). Dans ce mode de fonctionnement, un fort courant peut traverser le thyristor. L'allure du courant et de la tension pour différents angles d'amorçage est représentée dans la Figure 2.15. La tension aux bornes du condensateur est fortement déformée, et c'est pour cette raison que ce mode de fonctionnement est peu répandu dans l'étude en régime statique des réseaux électriques.

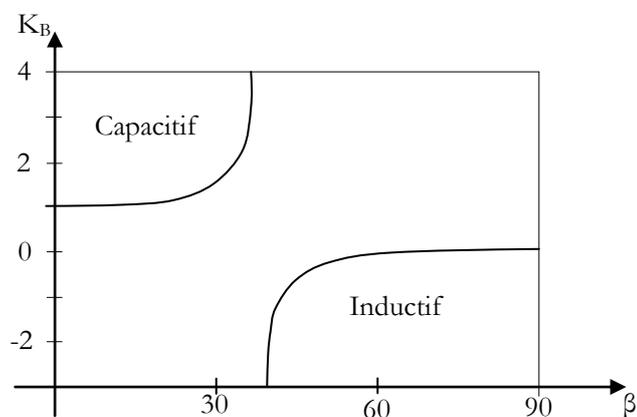


Figure 2.14. Facteur K_B en fonction de l'angle d'amorçage β .

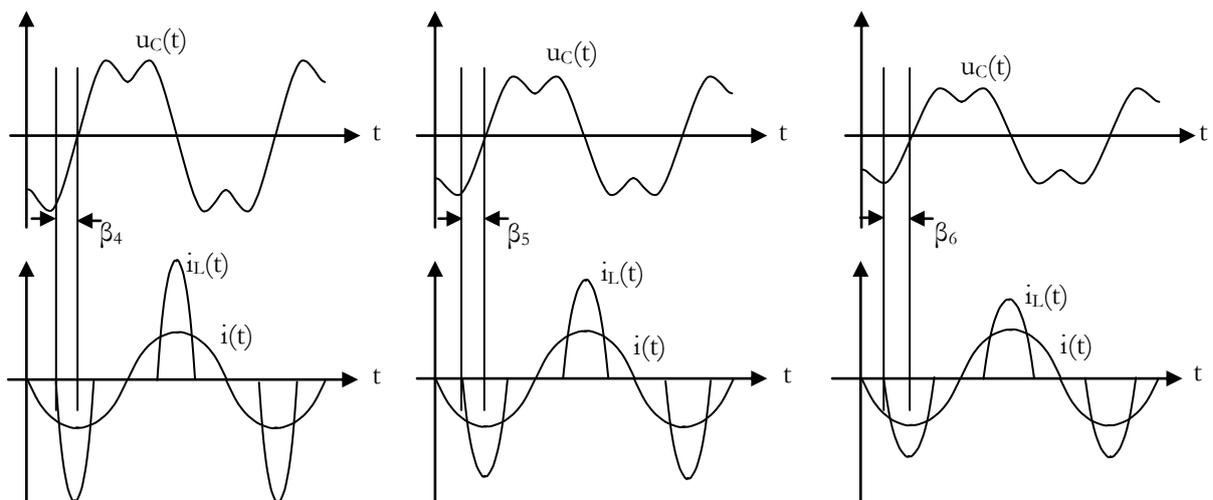


Figure 2.15. Forme de tension u_C et du courant pour différents valeurs de β .

La contribution du TCSC dans l'amortissement des oscillations locales et interrégionales est importante et ceci par une stratégie de contrôle qui consiste à ajouter un contrôleur amortisseur (POD) à la boucle de commande du TCSC [26].

2.3.3. SSSC (compensateur statique synchrone série)

Un SSSC fonctionne sans la présence d'une source de tension externe. Il opère comme une source de tension en série à la ligne. Cette source génère une tension en quadrature avec, et contrôlée séparément, du courant qui passe à travers la ligne dont le but d'augmenter ou de diminuer la tension injecté en série dans la ligne et par conséquent contrôler le flux de puissance qui passe à travers la ligne [27]. Comme le STATCOM le SSSC peut acquérir un élément de stockage d'énergie pour une compensation de la puissance active momentanément qui résulte dans un maintien efficace de la stabilité du réseau électrique. Un SSSC est donc modélisé comme une source de tension en série, la Figure 2.16 montre un SSSC inséré dans réseau à deux machines et son diagramme vectoriel des tensions [21].

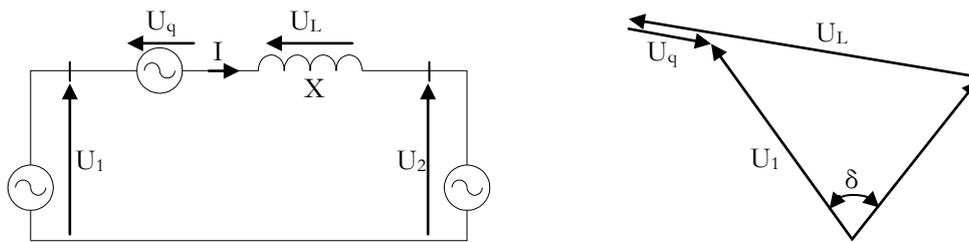


Figure 2.16. Source de tension série pour la compensation

A partir du diagramme vectoriel, on peut voir que la tension injectée en série contrôle directement la tension à travers l'inductance X de la ligne, qui, en la augmentant, résulte en une augmentation dans la valeur du courant, et par conséquent une augmentation dans la puissance transmissible à travers la ligne. Ce fonctionnement est similaire à une compensation série par un condensateur. Si on écrit la tension générée par le SSSC en fonction du courant de la ligne I on obtient le même résultat que dans une compensation série avec un condensateur.

$$\underline{U}_q = -jX_G \underline{I} \quad (2.16)$$

Avec X_c qui représente la réactance capacitive du condensateur. Mais comme le SSSC est une source de tension, il peut alors maintenir une tension constante puisque il la contrôle indépendamment du courant de la ligne. Dans ce cas, le SSSC peut augmenter ou diminuer le flux de puissances à travers la ligne simplement en contrôlant la tension injectée en série à la ligne [28]. Comme le SSSC est une source réactive, la tension générée est perpendiculaire au courant de la ligne, ce courant est :

$$\underline{I} = \frac{\underline{U}_1 - \underline{U}_q - \underline{U}_2}{jX} \quad (2.17)$$

$$= \frac{1}{jX} \left((\underline{U}_1 - \underline{U}_2) - \underline{U}_q \cdot \frac{(\underline{U}_1 - \underline{U}_2)}{|\underline{U}_1 - \underline{U}_2|} \right) \quad (2.18)$$

$$= \frac{j(\underline{U}_1 - \underline{U}_2)}{X} \left(1 - \frac{U_q}{|\underline{U}_1 - \underline{U}_2|} \right) \quad (2.19)$$

Cette équation montre, qu'à l'absence du SSSC, la chute de tension à travers X est $\underline{U}_1 - \underline{U}_2$. Si on prend \underline{U}_2 comme référence, ($\underline{U}_2 = U_2$) et $\underline{U}_1 = U_1(\cos \delta + j \sin \delta)$ on aura la caractéristique de la puissance à travers la ligne.

$$P_1 = P_2 = P = \Re\{\underline{U}_1 \underline{I}^*\} = \Re\{\underline{U}_2 \underline{I}^*\} = U_2 \cdot \Re\{\underline{I}\} \quad (2.20)$$

Si on prend par considération que :

$$|\underline{U}_1 - \underline{U}_2| = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 - 2U_1U_2 \cos \delta} \quad (2.21)$$

Ce qui nous donne la puissance à travers la ligne :

$$P = \frac{U_1 U_2 \sin \delta}{X} \left(1 - \frac{U_q}{\sqrt{U_1^2 + U_2^2 - 2U_1U_2 \cos \delta}} \right) \quad (2.22)$$

Par conséquent, la puissance transmise P est une fonction de la tension injectée U_q . La puissance transmise en fonction de l'angle δ est donné dans la Figure 2.17 [21].

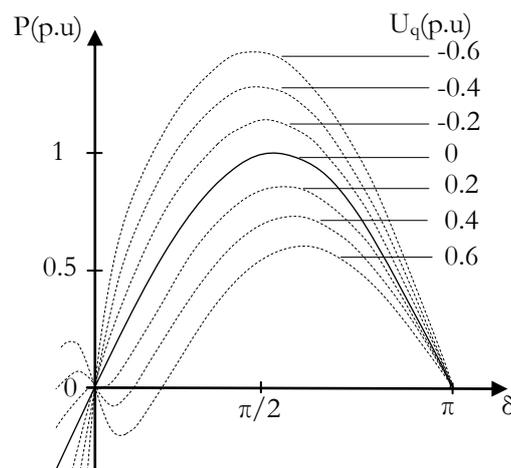


Figure 2.17. Caractéristiques $P(\delta)$ pour différentes valeurs de U_q injectées par le SSSC

2.3.4. Comparaison entre les différents types de FACTS séries

Le SSSC est une source de tension contrôlée. Le TSSC et le TCSC sont des compensateurs à impédance effective variable. Issus de différentes structures, il y a des différences essentielles dans les caractéristiques et les fonctionnalités de ces appareils :

- Le SSSC est capable de générer en interne une tension variable indépendamment du courant qui passe à travers la ligne. La tension de compensation du TSSC sur une plage de réglage donnée est proportionnelle au courant de la ligne. Le TCSC peut maintenir une bonne compensation lorsque le courant de la ligne diminue dans des limites définies par les caractéristiques électriques des thyristors.

- Le SSSC offre la possibilité d'acquérir une source d'énergie dans le bus continue. Il peut donc assurer une compensation de la résistance de ligne par injection de puissance active ainsi que pour la réactance de ligne par l'injection de puissance réactive. Le TSSC et le TCSC ne peuvent pas échanger de la puissance active avec la ligne de transmission et ne peuvent assurer que de la compensation réactive [21].

- Le SSSC avec un élément de stockage d'énergie active améliore encore l'efficacité d'amortissement des oscillations de puissance transmises par la modulation de la compensation série sur un signal pris du réseau comme la puissance active, la vitesse des générateurs et les angles de charge.

2.4. Compensateur statiques hybrides.

2.4.1. UPFC (contrôleur de puissance unifié)

L'UPFC est une combinaison d'un STATCOM et un SSSC, couplés par une ligne DC commune, pour permettre un flux bidirectionnel de la puissance active entre la sortie série du SSSC et la sortie shunte du STATCOM. Il est contrôlé pour fournir une compensation série d'énergie active et réactive sans avoir besoin d'une source d'énergie électrique externe. L'UPFC est capable d'assurer un contrôle de la tension, impédance et l'angle de ligne ainsi qu'assurer une compensation en énergie réactive. Ceci rend l'UPFC un des éléments FACTS clé dans l'exploitation moderne des réseaux électriques [29].

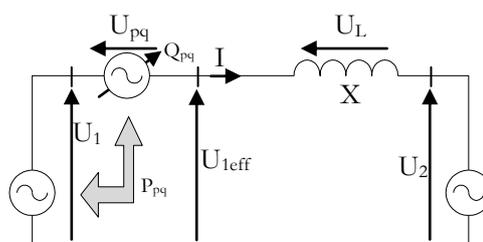


Figure 2.18. Concept d'un UPFC dans un réseau à deux machines.

Le convertisseur série génère une tension \underline{U}_{pq} contrôlable en amplitude et en angle. En série, avec la ligne, il agit donc comme une source de tension (Figure 2.18). La puissance réactive échangée est générée par le convertisseur lui-même. A l’opposition, la puissance active est convertie à une puissance continue et quelle apparait dans le bus continu comme une demande positive ou négative de la puissance active. Cette dernière est renvoyée vers le réseau alternatif via le convertisseur 1 à travers un transformateur de couplage (Figure 2.19). Le convertisseur 1 peut assurer une compensation de la puissance réactive de la ligne indépendamment.

Pour le système de la Figure 2.20a, la puissance active transmise est :

$$P_1 = P_2 = P = \Re\{\underline{U}_2 \underline{I}^*\} \tag{2.23}$$

Avec

$$\underline{I} = \frac{\underline{U}_{1eff} - \underline{U}_2}{jX} = \frac{\underline{U}_1 e^{i\delta} - \underline{U}_{\rho q} e^{i\rho} - \underline{U}_2}{jX} \tag{2.24}$$

Donc l’équation 2.23 devient :

$$P = \Re\left\{ \underline{U}_2 \cdot \frac{\underline{U}_1 (\cos \delta - j \sin \delta) + \underline{U}_{\rho q} (\cos \rho - j \sin \rho) - \underline{U}_2}{jX} \right\} \tag{2.25}$$

$$= \underbrace{\frac{U_1 U_2}{v} \sin \delta}_{P_0} + \underbrace{\frac{U_2 U_{\rho q}}{v} \sin \delta}_{\Delta P} \tag{2.26}$$

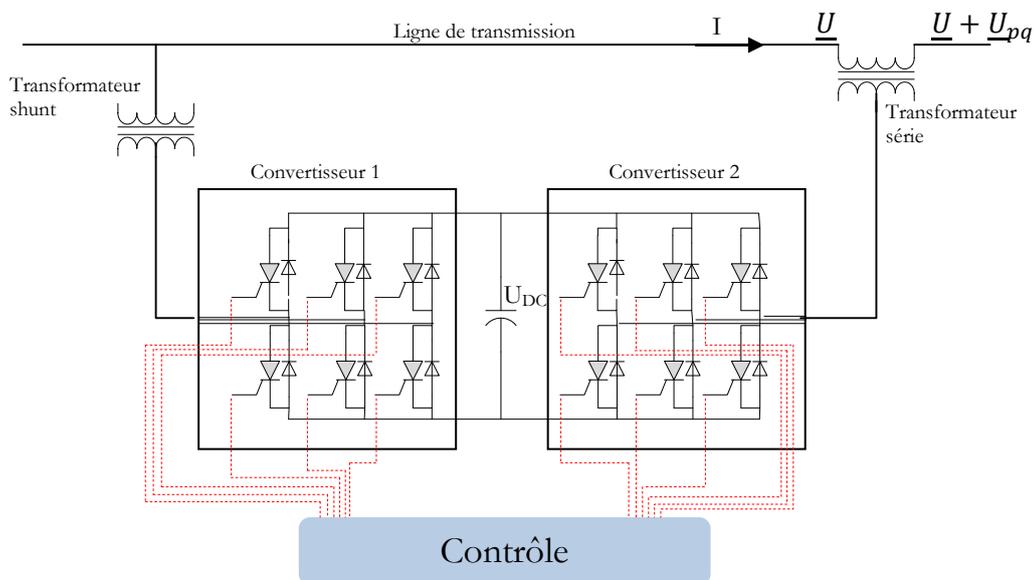


Figure 2.19. Forme générale d’un UPFC.

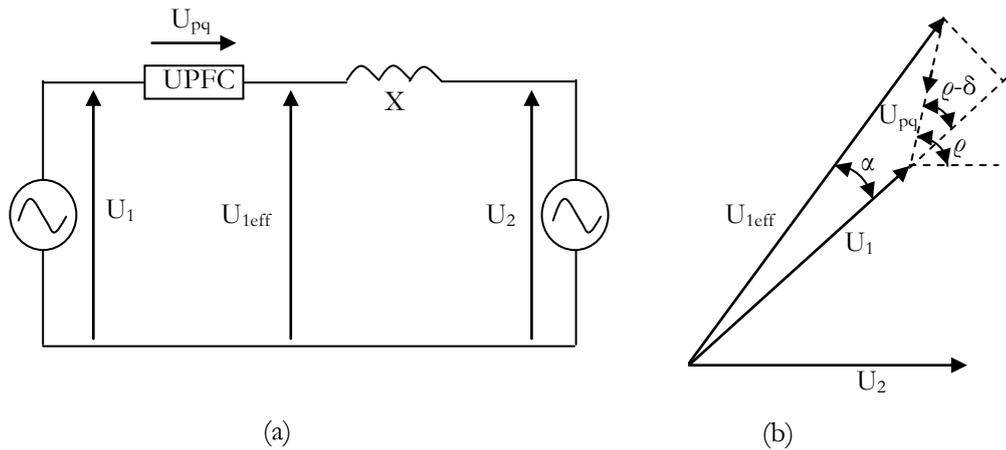


Figure 2.20. UPFC dans un réseau à deux machines

Afin d'assurer une influence maximale du U_{pq} sur la puissance transmise, l'angle ρ doit être 90° . La caractéristique de la puissance active transmise en fonction de l'angle δ est montrée dans la Figure 2.21. La puissance transmise est contrôlée en l'augmentant ou la diminuant en fonction de la tension de l'UPFC.

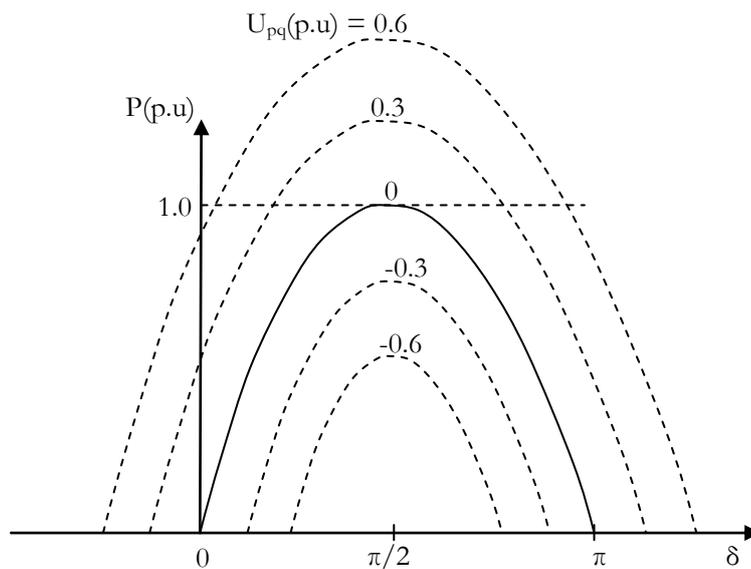


Figure 2.21. Caractéristiques $P(\delta)$ avec un UPFC ($\rho = 90^\circ$).

2.4.2. IPFC (contrôleur de puissance interlignes)

La combinaison de deux ou plusieurs SSSC, couplés via un bus continu commun, permet de faciliter l'échange de puissance active entre les différentes lignes. Ils sont contrôlés pour assurer une compensation réactive des lignes pour ajuster le flux de puissance active et la distribution désirée de la puissance réactive le long des lignes [30]. La Figure 2.22 montre une structure générale d'un IPFC.

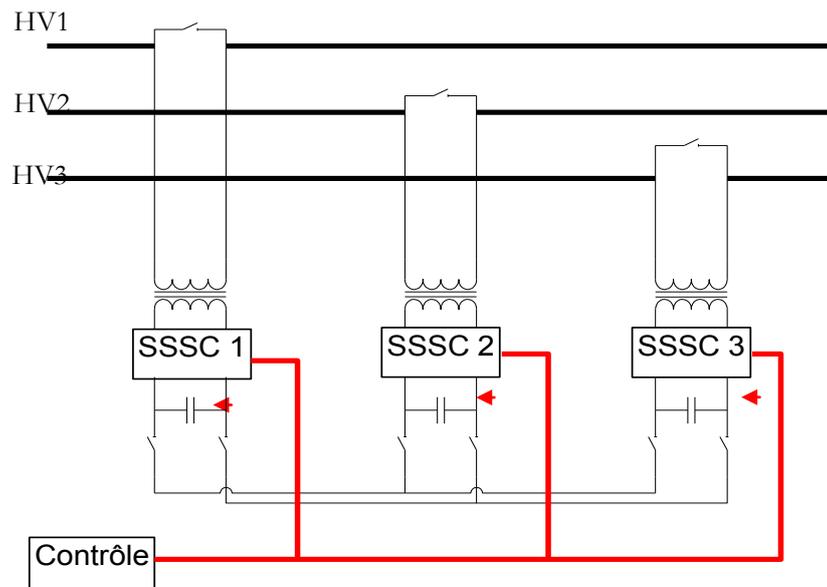


Figure 2.22. Contrôleur de puissance interlignes.

L'IPFC trouve application dans les grandes stations afin d'assurer la compensation de plusieurs lignes de transport. Les SSSC sont utilisés afin de maximiser la puissance active transmissible sur une ligne. Avec l'IPFC, la puissance active peut être transférée entre les différentes lignes [31]. Donc, il sera possible de :

- Egaliser les puissances active et réactive entre les lignes de transport
- Augmenter la puissance maximale transmise à travers les lignes de transport.
- La compensation de la demande en puissance réactive et ainsi réduire les chutes de tension.
- Améliorer l'efficacité des systèmes électriques en régime dynamique.

2.5. Conclusion

Les compensateurs shunts, séries ainsi que les compensateurs hybrides ont été expliqués et discutés dans ce chapitre. L'application de ces éléments dépend du problème à résoudre. Pour résumer l'utilisation des FACTS dans les différents problèmes rencontrés dans les réseaux électriques on donne le Tableau 2.1.

Tableau 2.1. La contribution des systèmes FACTS dans les réseaux électriques.

SUJET	PROBLEME	ACTION CORRECTIVE	ELEMENTS FACTS
Limite des tensions	Chute de tension à une charge extrême	Fournir de l'énergie réactive Réduire la réactance de la ligne	SVC, STATCOM TCSC
	Surtension suite à une ouverture d'une grande charge	Absorption de l'énergie réactive,	SVC. STATCOM

	Surtension à charge réduite	Absorption de l'énergie réactive.	SVC, STATCOM
	Chute de tension suite à un court-circuit.	Fournir de l'énergie réactive.	SVC, STATCOM
Limite thermique	Surcharge des lignes de transport	Augmenter la capacité de transport	TCSC, SSSC, UPFC.
Ecoulement de puissance	Distribution de la puissance sur des lignes en parallèle	Ajuster la réactance de la ligne	TCSC, UPFC, SSSC
	Inverser l'écoulement de puissance	Ajuster l'angle de transport	UPFC, SSSC
courts circuits	Les courants intenses des courts circuits	Limitation des courants des courts circuits	TCSC, UPFC
Stabilité	Puissance transmissible limitée	Réduire la réactance de la ligne	TCSC, SSSC

Chapitre 03

APPROCHE NEURO-FLOUE

3.1. Introduction

L'utilisation des réseaux de neurones artificiels (RNA) et des systèmes flous (SF) pour la synthèse des systèmes de commande a connu un essor important au cours de ces dernières années. Dans ce chapitre, nous allons décrire ces outils ainsi que les modalités de leur utilisation. Le chapitre est organisé en plusieurs parties. La première partie fait l'objet d'une étude détaillée sur l'emploi des réseaux de neurones pour la commande. Après une brève présentation de quelques notions générales sur les réseaux de neurones, nous présentons les deux grandes familles de structures neuronales les plus utilisées. Nous abordons également le problème d'apprentissage des paramètres de ces structures, nous nous intéressons particulièrement à l'algorithme de rétro propagation. Nous exposons dans un deuxième temps, la classification des principales approches de la commande par réseaux de neurones rencontrées dans la littérature. Certaines architectures sont ainsi absentes dans cette classification mais on peut généralement les rattacher à l'une des classes proposées. La section 3.4 sera consacrée aux systèmes flous. Après une présentation générale de quelques notions sur les ensembles flous, nous présentons en détail la structure interne d'un contrôleur flou. Ce dernier est considéré comme l'une des applications les plus importantes des systèmes flous. Dans 3.5, nous aborderons la technique d'hybridation entre ces deux paradigmes (SF et RN), employée fréquemment pour la modélisation et la commande des systèmes complexes.

3.2. Réseaux de neurones

3.2.1. Neurone formel

Un neurone formel est un automate très simple imitant grossièrement la structure et le fonctionnement d'un neurone biologique. La première version de ce dernier est celle de MC CULLOCH et W. PITTS et date de 1943. S'inspirant de leurs travaux sur les neurones biologiques, ils ont proposé le modèle du neurone formel qui se voit comme un opérateur effectuant une somme pondérée de ses entrées suivie d'une fonction d'activation (ou de transfert) comme indiqué par la figure 3.1.

- O_i représente la somme pondérée des entrées du neurone, elle est donnée par :

$$U_i = \sum w_{ij} x_j + b_i \quad (3.1)$$

où: x_j représente l'entrée j connectée au neurone i . b_i le seuil interne du neurone.

w_{ij} désigne le poids de la connexion reliant l'entrée j au neurone.

$O_i = g(U_i)$ est la sortie du neurone et g sa fonction d'activation.

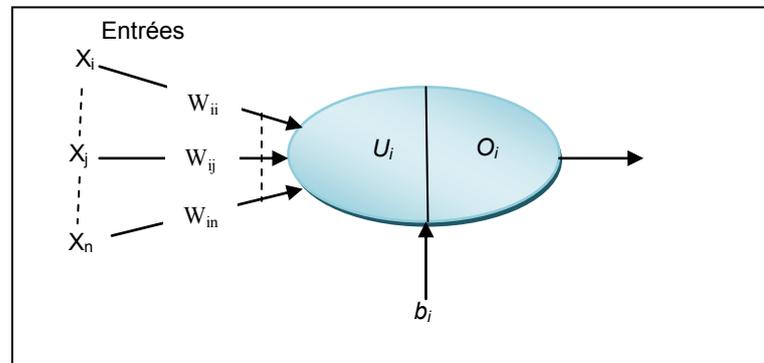


Figure 3.1. Modèle de base d'un neurone formel

La fonction d'activation de chaque neurone détermine ses propres caractéristiques. Par conséquent, le type du neurone est caractérisé par sa fonction d'activation. Conformément au neurone biologique, les fonctions d'activation sont généralement croissantes et continues. Les fonctions les plus utilisées sont la fonction linéaire et la fonction sigmoïde. Leur choix revêt une importance capitale et dépend souvent du type de l'application et du domaine de variation des variables d'entrée/sortie.

Un réseau de neurones artificiels (RNA) est un système informatique qui a des caractéristiques semblables aux réseaux de neurones biologiques. Il est constitué de plusieurs unités (neurones) organisées sous forme de niveaux différents, appelés couches du réseau. Les neurones appartenant à la même couche possèdent les mêmes caractéristiques et utilisent le même type de fonction d'activation. Entre deux couches voisines les connexions se font par l'intermédiaire de poids qui jouent le rôle des synapses. L'information est portée par la valeur de ses poids, tandis que la structure du réseau de neurones ne sert qu'à traiter l'information et l'acheminer vers la sortie. La structure ou la topologie d'un réseau de neurones est la manière dont les neurones sont connectés. Les structures résultantes peuvent être très variées mais elles sont souvent réparties en deux grandes familles à savoir : les réseaux de neurones non bouclés et les réseaux de neurones bouclés [32].

3.2.2. Réseaux non bouclés

Dans ce type de structure dite feedforward, la propagation de l'information se fait uniquement de l'entrée vers la sortie. Les neurones de la même couche peuvent se connecter uniquement avec les neurones de la couche suivante. L'architecture la plus utilisée est le perceptron multicouche. Les neurones composant ce réseau s'organisent en N couches successives ($N = 3$). La figure 3.2, illustre un

perceptron à trois couches [33]. Les neurones de la première couche, nommée couche d'entrée, voient leurs activations forcées à la valeur d'entrée. La dernière couche est appelée couche de sortie. Elle regroupe les neurones dont les fonctions d'activation sont généralement de type linéaire. Les couches intermédiaires sont appelées couches cachées. Elles constituent le cœur du réseau. Les fonctions d'activation utilisées sont de type sigmoïde.

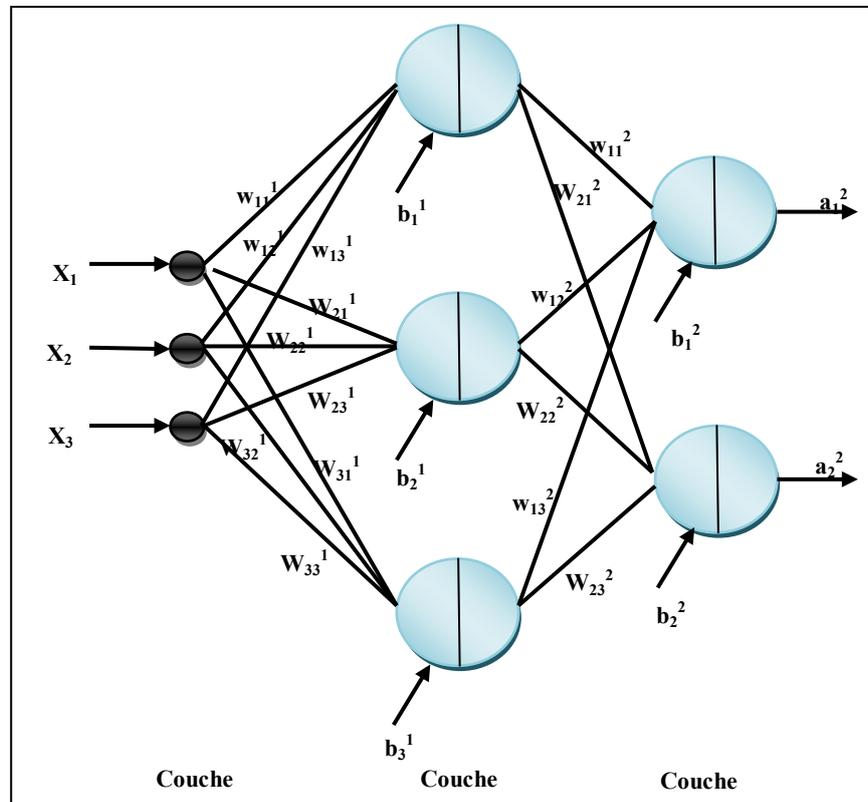


Figure 3.2. Perceptron à une couche cachée

Sur la figure 3.2, les termes b_i^l et w_{ij}^l désignent respectivement le biais du neurone i de la couche l et le poids de connexion entre le neurone j de la couche $(l - 1)$ et le neurone i de la couche l .

Tenant compte de ces notations, la sortie du neurone i dans la couche l est peut être donnée par

$$U_i^l = \sum_j^{N_{l-1}} w_{ij}^l \times O_j^{l-1} + b_i^l \quad (3.2)$$

$$O_i^l = g^l(U_i^l) \quad (3.3)$$

$l = 1, 2$: numéro de la couche.

Où g^l est la fonction d'activation des neurones de la couche l . On peut réécrire les équations ci-dessus sous forme matricielle comme suit :

$$\underline{U}^l = W^l \times \underline{O}^{l-1} + \underline{b}^l \tag{3.4}$$

$$\underline{O}^l = \underline{g}^l(\underline{U}^l) \tag{3.5}$$

Avec : $\underline{U}^l = (U_1^l, U_2^l, \dots, U_N^l)^T$, $\underline{O}^l = (O_1^l, O_2^l, \dots, O_N^l)^T$, $\underline{b}^l = (b_1^l, b_2^l, \dots, b_N^l)^T$ et

$$W^l = \begin{pmatrix} w_{11}^l & w_{12}^l & \dots & \dots \\ w_{21}^l & w_{22}^l & \dots & \dots \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ w_{N_1}^l & w_{N_2}^l & \dots & \dots \end{pmatrix}$$

Le perceptron multicouche présente une alternative prometteuse pour la modélisation des systèmes complexes. Avec une seule couche cachée, il constitue un approximateur universel. Un tel réseau montre qu'il peut être entraîné de manière à approximer n'importe quelle fonction sous réserve de mettre suffisamment de neurones dans la couche cachée et d'utiliser des sigmoïdes comme fonctions d'activation [34].

3.2.3. Réseaux bouclés

Un réseau dynamique ou récurrent possède la même structure qu'un réseau multicouche muni de rétroactions. Les connexions rétroactives peuvent exister entre tous les neurones du réseau sans distinction, ou seulement entre certains neurones (les neurones de la couche de sortie et les neurones de la couche d'entrée ou les neurones de la même couche par exemple) [35]. La figure 2.3 montre deux exemples de réseaux récurrents. Le premier est un simple multicouche qui utilise un vecteur d'entrée qui contient les copies des activations de la couche de sortie du réseau et le deuxième est un réseau à mémoire se distinguant du premier par la présence des unités mémoires.

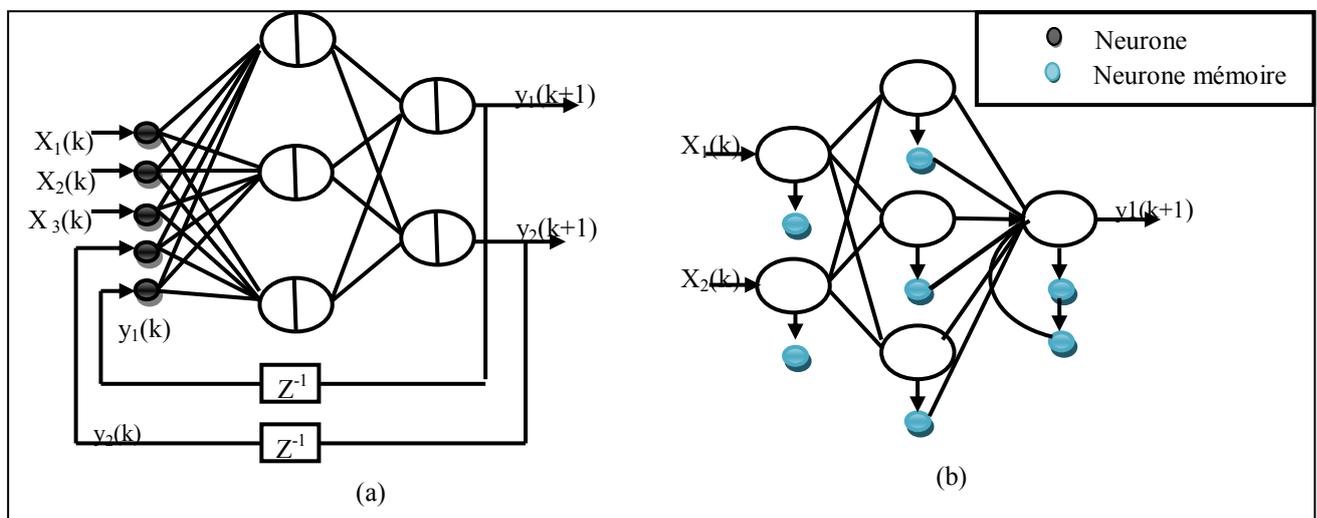


Figure 3.3. Réseaux de neurones récurrents

3.2.4. Apprentissage dans les réseaux de neurones

L'apprentissage dans le contexte des réseaux de neurones, est le processus de modification des poids de connexions (y compris les biais) ou plus rarement du nombre de couches et de neurones afin d'adapter le traitement effectué par le réseau à une tâche particulière [36].

On distingue trois familles d'apprentissage :

- apprentissage supervisé: Dans ce cas, un superviseur(ou expert humain) fournit une valeur ou un vecteur de sortie (appelé cible ou sortie désirée), que le réseau de neurones doit associer à un vecteur d'entrée. L'apprentissage consiste dans ce cas à ajuster les paramètres du réseau afin de minimiser l'erreur entre la sortie désirée et la sortie réelle du réseau.
- apprentissage semi-supervisé ou apprentissage par renforcement: Ce mode d'apprentissage, suppose qu'un comportement de référence n'est pas possible, mais en revanche, il est possible d'obtenir des indications qualitatives (vrai, faux, ...) sur les performances du réseau.
- apprentissage non supervisé: Dans cet apprentissage, les données ne contiennent pas d'information sur la sortie désirée. Il n'y a pas de superviseur. La tâche du réseau consiste, par exemple dans ce cas, à créer des regroupements de données selon des propriétés communes (classification).

3.2.4.1. Algorithme de rétro propagation du gradient

L'algorithme de rétro propagation (back propagation) est l'un des algorithmes supervisé les plus utilisés pour l'apprentissage des réseaux de neurones. C'est d'ailleurs à sa découverte au début des années 80 que l'on doit le renouveau d'intérêt pour les réseaux de neurones. L'objectif de cet algorithme est de modifier les poids du réseau dans le sens contraire du gradient du critère de performance. Dans ce qui suit, nous allons présenter les équations constituant l'algorithme en utilisant un réseau multicouche [36].

Considérons le réseau multicouche décrit précédemment. Pour alléger l'exposé, on suppose que l'apprentissage se fait à chaque présentation d'un couple entrée/sortie de l'ensemble d'apprentissage. Le critère de performance à minimiser peut être alors exprimé par :

$$J(t) = 0.5 \times \sum_{i=1}^{N_L} (O_i^L(t) - d_i(t))^2 \quad (3.6)$$

Avec:

$J(t)$: la valeur du critère à l'instant t .

$d_i(t)$: est la $i^{\text{ème}}$ sortie désirée à l'instant t .

Les paramètres du réseau sont modifiés suivant la règle du gradient comme suit:

$$w_{ij}^l(t+1) = w_{ij}^l(t) - \eta \frac{\partial J(t)}{\partial w_{ij}^l(t)} \quad (3.7)$$

$$b_i^l(t+1) = b_i^l(t) - \eta \frac{\partial J(t)}{\partial b_i^l(t)} \quad (3.8)$$

Avec η est une constante positive appelée taux d'apprentissage.

3.2.5. Identification par réseaux de neurones

L'identification des systèmes linéaires est actuellement un domaine bien maîtrisé par l'automaticien. Cependant, de nombreux processus réels sont complexes et présentent des dynamiques non linéaires. De plus, sur ces mêmes systèmes, les connaissances des phénomènes physico-chimiques mises en jeu ne sont pas forcément mesurées. Le recours à des modèles de type "boite noire" devient nécessaire et l'identification du modèle est réalisée autour d'un ensemble de données entrées/sorties. Un réseau de neurone, qualifié de boîte noire, présente un outil incontournable pour l'identification de tels systèmes [37]. La figure 3.4 montre le schéma général d'identification neuronale. Sur cette figure, le réseau de neurones est utilisé en parallèle avec un processus de type boîte noire à identifier. La sortie y du processus est comparée à la sortie \hat{y} du réseau de neurones puis l'erreur $e_i = y - \hat{y}$ est utilisée par un algorithme d'apprentissage approprié (exemple la rétro propagation) pour ajuster les paramètres du réseau neuronal.

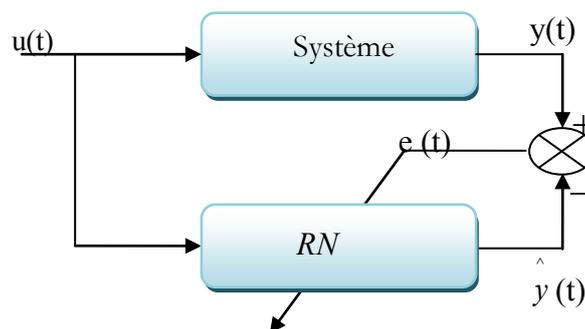


Figure 3.4. Schéma de principe d'identification par réseau de neurones.

Pour tenir compte de l'aspect dynamique du processus, le vecteur d'entrée du réseau est souvent renforcé par des signaux correspondants aux valeurs antérieures des sorties du système ou du réseau. Si l'on utilise les sorties du processus (Figure 3.5), la structure d'identification est dite série parallèle, par

opposition à la structure parallèle qui exploite les sorties du réseau (figure 3.6). Le modèle parallèle est un cas particulier de la structure générale d'un réseau récurrent, par conséquent il est intéressant de remplacer la boucle donnant l'état du système par une connexion récurrente afin de réduire la taille du vecteur d'entrée. Cependant, il est difficile de vérifier dans quelles conditions le modèle obtenu est stable sans oublier la charge de calcul supplémentaire nécessaire dans l'algorithme d'apprentissage. Pour ces raisons, le modèle série parallèle est couramment utilisé.

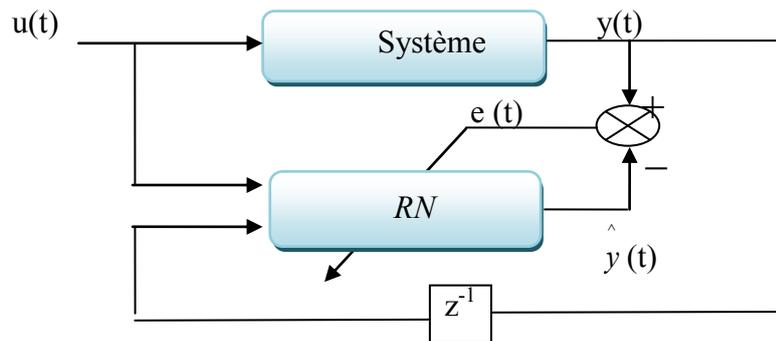


Figure 3.5. Structure d'identification série parallèle

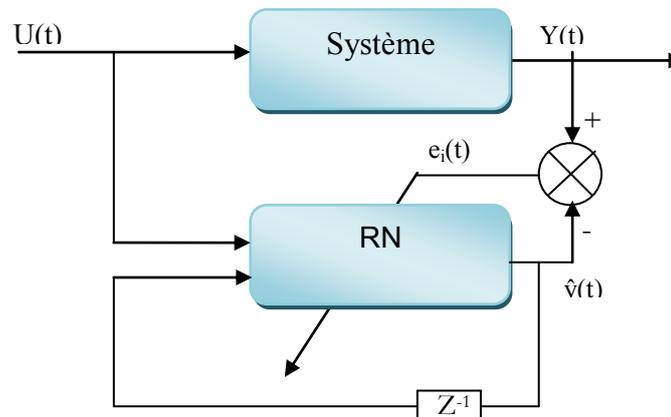


Figure 3.6. Structure d'identification parallèle

3.3. Commande par les réseaux de neurones

La synthèse du signal de commande d'un contrôleur neuronal peut être établie en se basant sur différentes méthodes.

3.3.1. Réplique d'un régulateur

La première méthode utilisée pour la conception d'un contrôleur neuronal consiste simplement à imiter un système de commande existant. Même si cette approche semble, au premier abord, peut intéressante

puisqu'elle nécessite l'existence d'un autre contrôleur. Elle peut s'avérer utile si ce dernier est trop complexe ou présente des difficultés d'implémentation matérielle [37].

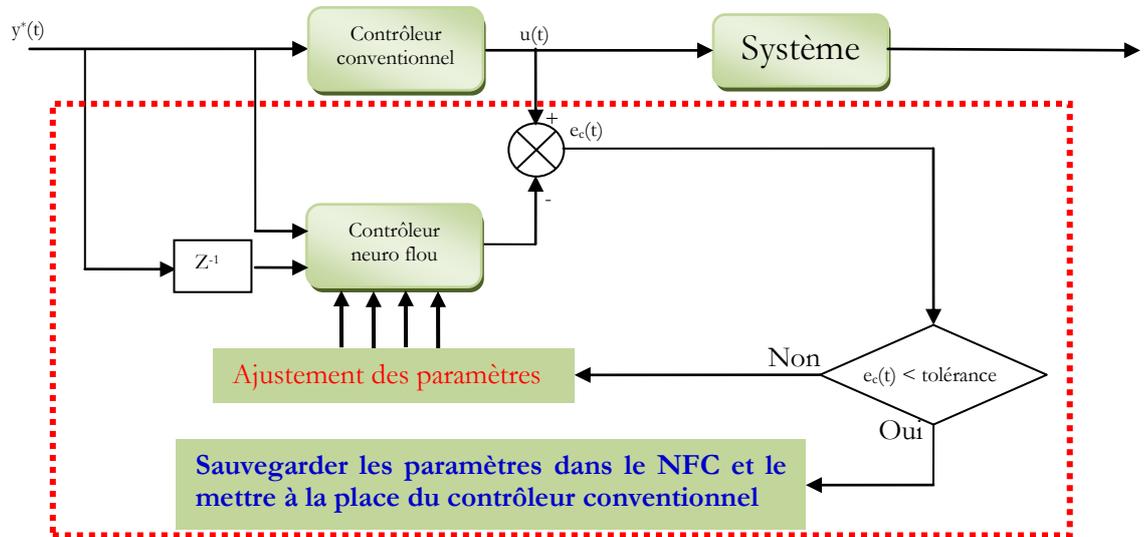


Figure 3.7. Commande neuronale par réplique d'un contrôleur conventionnel

La figure 3.7 présente l'architecture générale de ce type de commande. L'erreur e entre la sortie du système de commande et celle du réseau est utilisée directement par l'algorithme de rétro propagation pour ajuster les poids de connexion du contrôleur neuronal.

En exploitation, on enlève le régulateur classique pour mettre le RN à sa place.

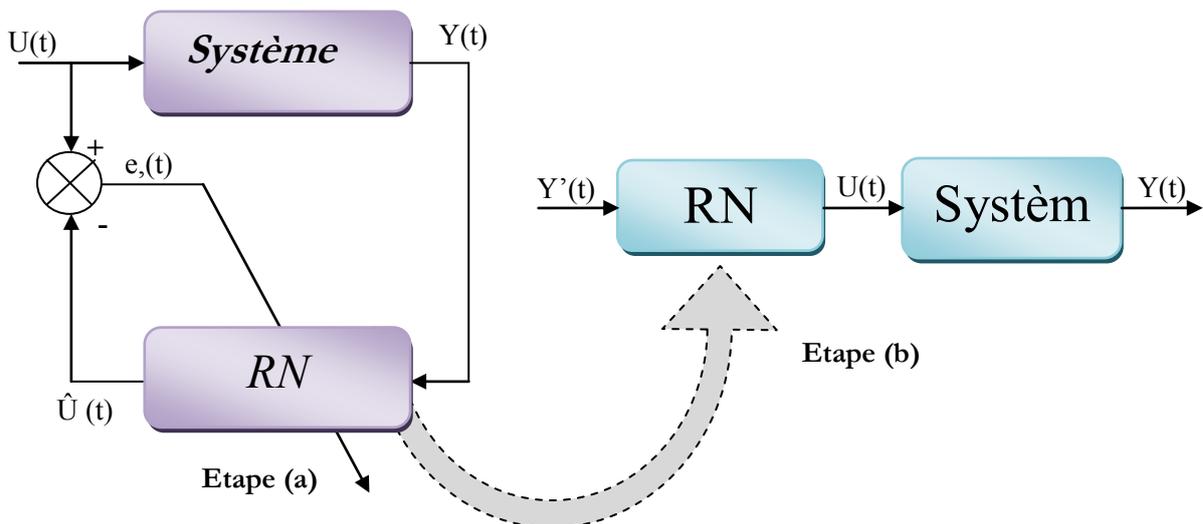


Figure 3.8. Commande neuronale par identification du modèle inverse

3.3.2. Identification du modèle inverse

Cette approche s'exécute en deux étapes séparées : étape d'apprentissage et étape d'utilisation. Durant l'apprentissage, le réseau est entraîné par rétro propagation de manière à identifier le modèle inverse du procédé. Comme l'indique la figure 3.8, le réseau se place en parallèle avec le procédé, il reçoit par ses entrées la sortie actuelle $y(t)$ du procédé et fournit en sortie $\hat{u}(t)$ une estimation de la commande $u(t)$. Le but de l'apprentissage est l'ajustement des paramètres du réseau afin de produire en sortie une commande $\hat{u}(t)$ proche de $u(t)$. Après cette phase, le réseau se place devant le procédé afin de fournir à chaque instant la commande $u(t)$ nécessaire pour atteindre la sortie désirée $y(t)$ qui lui est donnée en entrée [37].

3.4. Systèmes flous

Les descriptions linguistiques telles que "rapide", "chauffant", et "grand" ne sont pas des quantités déterministes et ne tendent pas à être tout à fait subjectives et qualitatives. Ainsi, une proposition telle que "l'eau est chaude" peut avoir une valeur de vérité qui est partiellement vraie et partiellement fausse. La logique conventionnelle et binaire est insatisfaisante pour manipuler de telles propositions, donc la logique floue est une forme tout à fait générale permettant de traiter de telles situations non déterministes.

3.4.1. Ensembles flous

La notion d'ensemble flou a été proposée par ZADEH en introduisant un caractère graduel de l'appartenance d'un élément à un ensemble donné. Cela permet une meilleure représentation des termes et des connaissances vagues que nous, les humains, manipulons au quotidien.

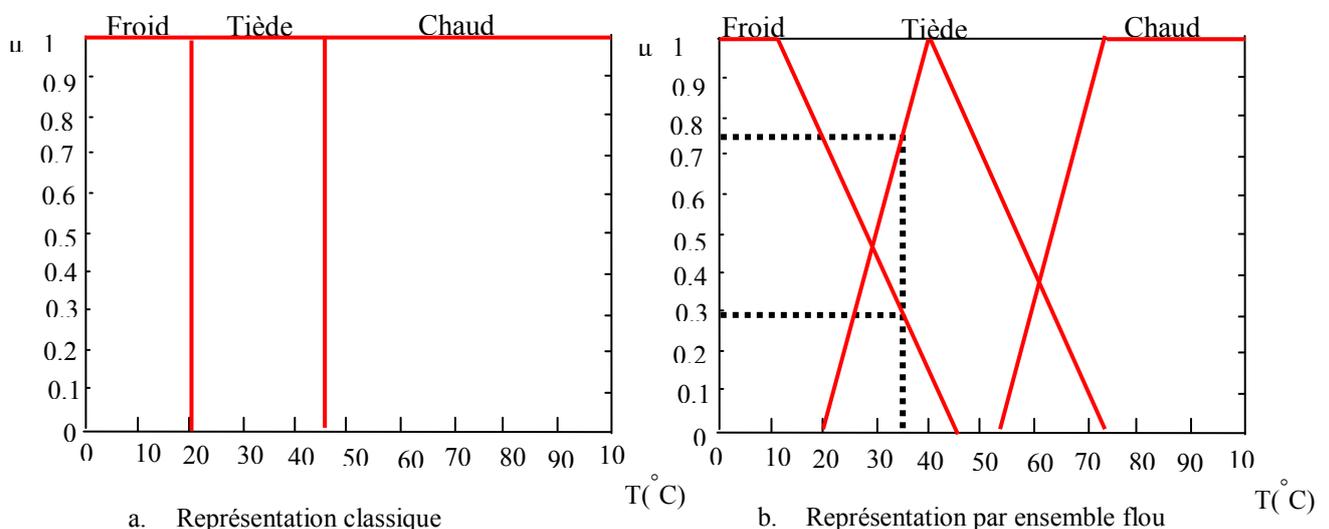


Figure 3.9. Représentation de la température d'un corps par les ensembles classiques et flous

Mathématiquement, un ensemble flou A d'un univers de discours U , est caractérisé par une fonction d'appartenance, notée μ_A , à valeur dans l'intervalle $[0,1]$ et qui associe à chaque élément x de U un degré d'appartenance $\mu_A(x)$ indiquant le niveau d'appartenance de x à A . $\mu_A(x) = 1$ et $\mu_A(x) = 0$ correspondent respectivement à l'appartenance et la non-appartenance [38].

Exemple: Evaluation de la température d'un corps (figure 3.9):

- a) En logique booléenne (Figure 3.9.a), le degré d'appartenance μ ne peut prendre que deux valeurs (0 ou 1). Dans ce cas le corps peut être :
- Froid : $\mu_{\text{Froid}} = 1, \mu_{\text{Tiède}} = 0, \mu_{\text{Chaud}} = 0$
 - Tiède : $\mu_{\text{Froid}} = 0, \mu_{\text{Tiède}} = 1, \mu_{\text{Chaud}} = 0$
 - Chaud : $\mu_{\text{Froid}} = 0, \mu_{\text{Tiède}} = 0, \mu_{\text{Chaud}} = 1$

La température du corps ne peut pas prendre deux qualificatifs à la fois.

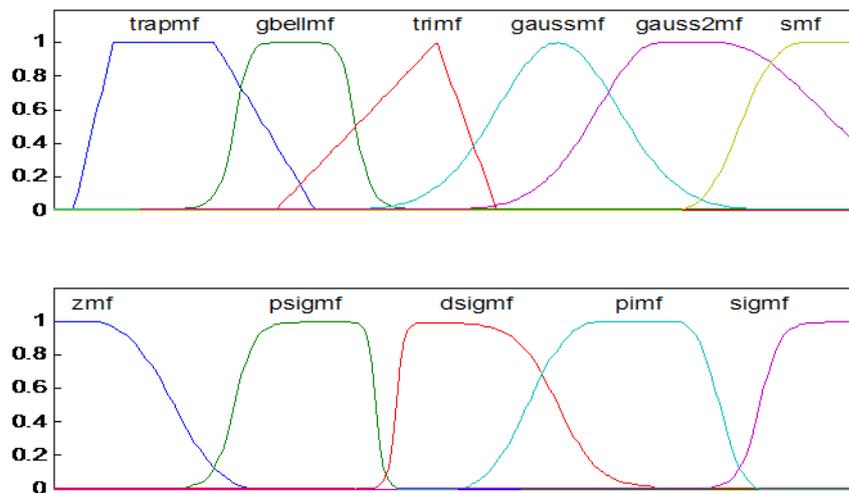


Figure 3.10. Différents types de fonctions d'appartenance utilisées

- a) En logique floue, le degré d'appartenance devient une fonction qui peut prendre une valeur réelle intermédiaire comprise entre 0 et 1 inclus. Dans ce cas, pour le qualificatif tiède, le corps peut être considéré à la fois, comme froid avec un degré d'appartenance de 0.3 et comme tiède avec un degré d'appartenance de 0.75 (Figure 3.9b).

Pour $T=35\text{ °C}$: $\mu_{\text{Froid}}(T) = 0.3, \mu_{\text{Tiède}}(T) = 0.75, \mu_{\text{Chaud}}(T) = 0$.

L'allure de la fonction d'appartenance est à choisir selon l'application traitée. La figure 3.10 illustre les différentes formes de fonctions d'appartenance les plus utilisées. Cependant, dans certaines applications où l'on doit dériver la fonction d'appartenance, on choisira plutôt des fonctions en S (sigmoïde) ou des fonctions de type gaussien, continuellement dérivables sur leur support.

3.4.2. Variables linguistiques

Une variable linguistique, appelée aussi attribut linguistique, peut être définie à partir du triplet (x, U, T_x) où x est une variable définie sur l'univers de discours U et $T_x = A_1, A_2, \dots$ est un ensemble composé de sous-ensembles flous de U qui caractérise 'x'. On associe souvent à chaque sous-ensemble flou de T_x une valeur ou un terme linguistique (étiquette) [39]. La Figure 3.11 illustre un exemple de la variable linguistique 'vitesse' avec trois termes linguistiques: petite, moyenne et grande.

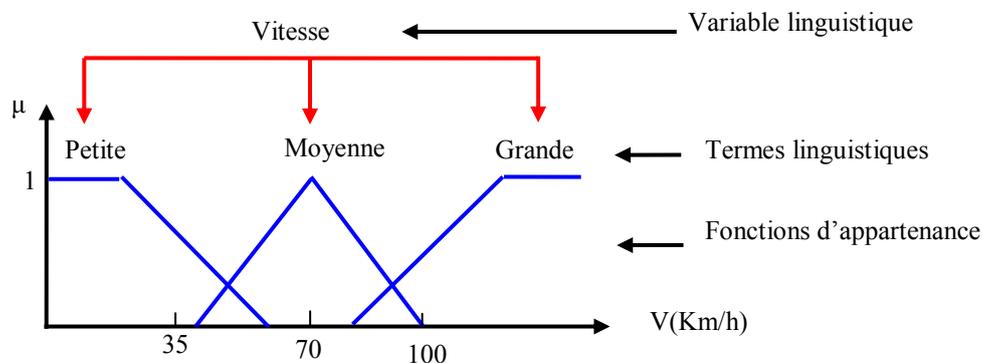


Figure 3.11. Variables linguistiques

Il est généralement imposé que les ensembles flous A_i doivent satisfaire la condition suivante:

$$\forall x, \exists i, \mu_{A_i}(x) \neq 0 \quad (3.9)$$

Cette condition qu'on appelle dans la littérature, propriété d'assurance (coverage property) exige que chaque élément soit affecté à au moins à un ensemble flou avec un degré d'appartenance non nul. A cette condition, on ajoute souvent une propriété supplémentaire qui est le respect de la sémantique : les sous-ensembles doivent interpréter réellement les termes linguistiques qui leur sont associés [39].

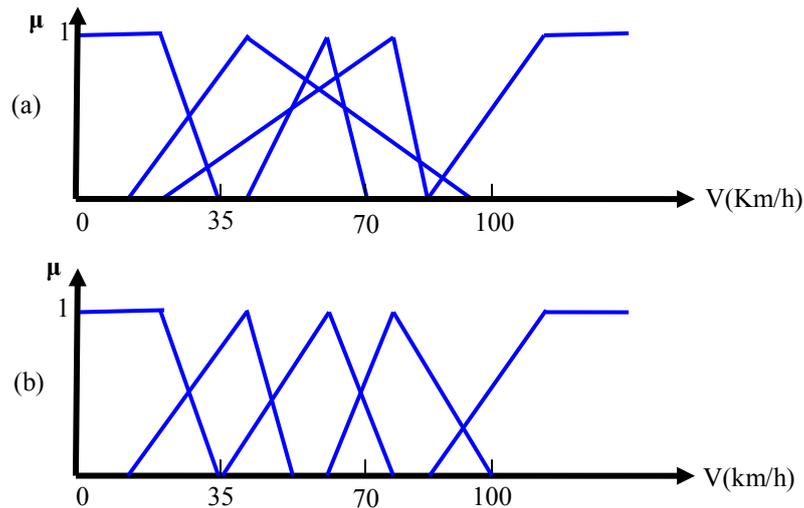


Figure 3.12. La partition supérieure ne peut s'interpréter en termes linguistiques

Dans la partie inférieure de la Figure 3.12, le recouvrement entre les ensembles flous est tel qu'ils peuvent être ordonnés, et donc interprétés en termes linguistiques, par exemple de la très lente jusqu'à la très rapide. La partie supérieure de la même figure montre un bel exemple d'une partition ininterprétable: il est impossible d'étiqueter les trois sous-ensembles flous centraux avec des termes linguistiques.

Le respect de ces deux propriétés confère aux variables linguistiques une meilleure modélisation des connaissances imprécises en réalisant une répartition de l'espace de connaissance. Cette granulation est définie comme une décomposition d'un ensemble de référence, comprenant des informations vagues ou imprécises, en plusieurs sous-ensembles flous pour former des répartitions de connaissance.

3.4.3. Règles et opérateurs flous

On appelle proposition floue élémentaire, une proposition de type X est A où X est une variable linguistique et A un sous ensemble d'un ensemble flou T_x . Une telle proposition possède un degré de vérité égal à $\mu_A(x)$ où x est une valeur réelle de X . D'une manière générale, on peut combiner ces propositions élémentaires à l'aide des opérateurs logiques de conjonction et de disjonction ('et' et 'ou') mis en œuvre respectivement par des T-normes et T-conormes [40]. Le degré de vérité des nouvelles propositions obtenues peut être calculé entre autre par les équations suivantes:

Conjonction: (X est A) ET (Y est B)

- minimum ($\mu_A(x), \mu_B(y)$).
- produit $\mu_A(x) \times \mu_B(y)$.

Disjonction: (X est A) OU (Y est B)

- $\text{maximum}(\mu_A(x), \mu_B(y))$.
- Somme $\mu_A(x) + \mu_B(y) - \mu_A(x) \times \mu_B(y)$.

L'opérateur d'implication permet d'introduire la notion de règle floue qui caractérise les relations de dépendance entre plusieurs propositions floues:

$$\text{Si } (X_1 \text{ est } A_1) \text{ ET } (X_2 \text{ est } A_2) \text{ alors } (Y \text{ est } B) \quad (3.10)$$

Où X_1 , X_2 et Y sont des variables linguistiques et A_1 et A_2 et B sont des sous ensembles flous. Une telle règle se trouve habituellement dans les systèmes flous avec une formulation légèrement différente :

$$\text{Si } (X_1 \text{ est } A_1) \text{ ET } (X_2 \text{ est } A_2) \text{ Alors } (Y \text{ est } B) \quad (3.11)$$

Dans cette dernière formulation la partie $(X_1 \text{ est } A_1) \text{ ET } (X_2 \text{ est } A_2)$ est appelée prémisse de la règle et la partie $(Y \text{ est } B)$ est appelée conclusion (conséquent).

Les principales implications floues sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 3.1. Les principales règles d'implications floues.

Nom	Valeur de vérité
REICHENBACH	$\mu_R(x, y) = 1 - \mu_A(x) + \mu_A(x)\mu_B(y)$
WILLMOTT	$\mu_R(x, y) = \max\{1 - \mu_A(x), \min(\mu_A(x), \mu_B(y))\}$
RESCHER-GAINES	$\mu_R(x, y) = \begin{cases} 1 & \text{si } \mu_A(x) \leq \mu_B(y) \\ 0 & \text{si non} \end{cases}$
KLEENE-DIENES	$\max\{1 - \mu_A(x), \mu_B(y)\}$
BROUWER-GÖDEL	$\mu_R(x, y) = \begin{cases} 1 & \text{si } \mu_A(x) \leq \mu_B(y) \\ \mu_B(y) & \text{autrement} \end{cases}$
GOGUEN	$\mu_R(x, y) = \begin{cases} \min\left(\frac{\mu_A(x)}{\mu_B(y)}, 1\right) & \text{si } \mu_A(x) \neq 0 \\ 1 & \text{autrement} \end{cases}$
LUKASIEWICZ	$\mu_R(x, y) = \min(1 - \mu_A(x) + \mu_B(y), 1)$
MAMDANI	$\mu_R(x, y) = \min(\mu_A(x), \mu_B(y))$
LARSEN	$\mu_R(x, y) = \mu_A(x) \cdot \mu_B(y)$

3.4.4. Structure interne d'un contrôleur flou

D'une manière générale, le fonctionnement interne d'un système flou repose sur la structure présentée par la Figure 3.13 qui inclut quatre blocs [41]:

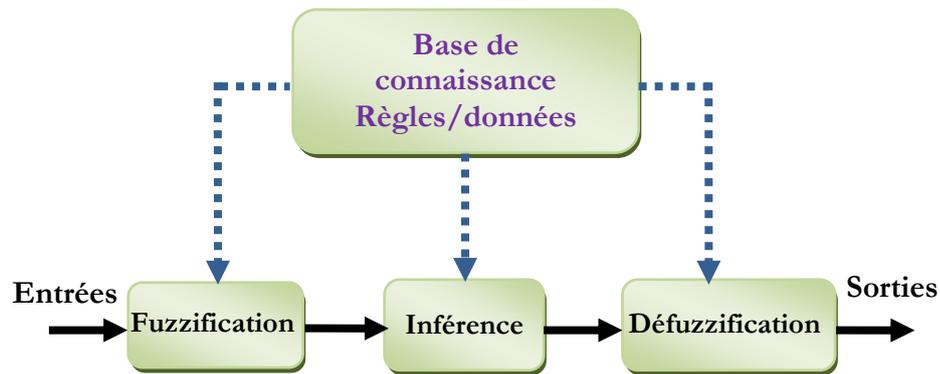


Figure 3.13. Structure interne d'un système flou

- La base de connaissances.
- La fuzzification des variables d'entrée, avec éventuellement un prétraitement de l'information
- L'inférence à partir d'une base de connaissance.
- La défuzzification, avec éventuellement un post-traitement de l'information.

La base de connaissances : elle contient les définitions des fonctions d'appartenance (formes et paramètres) associées aux variables d'entrée/sortie ainsi que l'ensemble des règles floues.

La fuzzification consiste à calculer, pour chaque valeur d'entrée numérique, les degrés d'appartenance aux ensembles flous associés et prédéfinis dans la base de données du système flou. Ce bloc réalise la transformation des entrées numériques en informations symboliques floues utilisables par le mécanisme d'inférence.

Le mécanisme d'inférence consiste d'une part à calculer le degré de vérité des différentes règles du système et d'autre part à associer à chacune de ces règles une valeur de sortie. Cette valeur de sortie dépend de la partie conclusion des règles qui peut prendre plusieurs formes. Il peut s'agir d'une proposition floue, et l'on parlera dans ce cas de règle de type MAMDANI:

Si (... ..) Alors Y est B, B ensemble flou

Il peut également s'agir d'une fonction réelle des entrées, et l'on parlera dans ce cas de règle de type SUGENO:

Si (... ..) Alors $y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$

où x_1, \dots, x_n sont les valeurs réelles des variables d'entrées. Dans ce dernier cas, la valeur de sortie de la règle est tout simplement donnée par: $\omega \times f(x_1, x_2, \dots, x_n)$. Où ω représente le degré de vérité de la règle (de la prémisse) qu'on peut calculer tous simplement par l'une des formules décrites précédemment sur la détermination des valeurs de vérité des propositions floues.

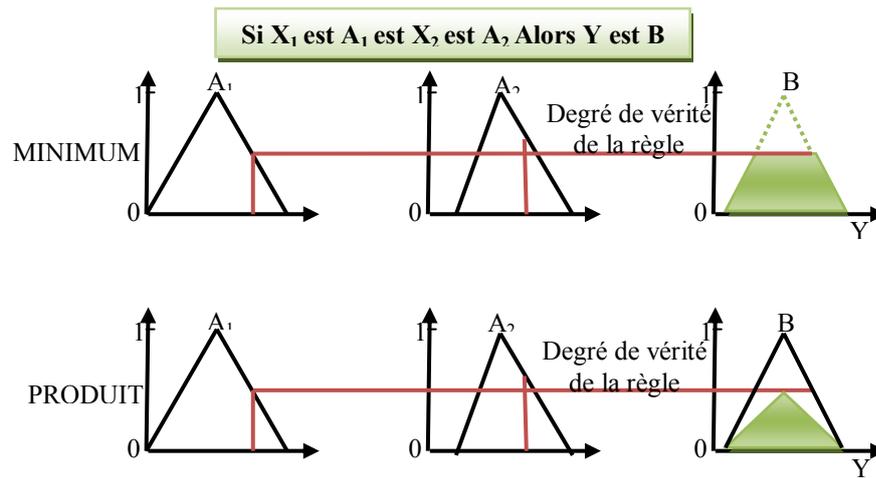


Figure 3.14. Inférence: MINIMUM et PRODUIT

Dans le cas d'une règle de type MAMDANI, la sortie est un sous-ensemble flou obtenu à partir de celui présent dans la conclusion de la règle, soit en lui appliquant un facteur d'échelle égal au degré de vérité de la permisse, on parle alors dans ce cas de la méthode d'inférence PRODUIT, soit en le tronquant à la valeur de ce degré de vérité et on parle dans ce cas de la méthode d'inférence MINIMUM [42].

La défuzzification consiste à remplacer l'ensemble des valeurs de sorties des différentes règles résultant de l'inférence par une valeur numérique unique représentative de cet ensemble. Dans le cas des règles de type SUGENO, le calcul se fait simplement par une somme normalisée des valeurs associées aux règles floues. Dans le cas de règles de MAMDANI, le calcul de la valeur numérique de sortie s'effectue en deux étapes:

1. Composition des règles : Une fois la phase d'inférence terminée, il s'agit de regrouper (par union) les sous-ensembles flous issus de l'inférence pour en obtenir un seul ensemble représentatif des différentes conclusions des règles floues. Comme méthode de composition, on peut citer en particulier les compositions MAXIMUM (en général couplée avec l'inférence MINIMUM) et SOMME (en général couplée avec l'inférence PRODUIT). La première consiste à caractériser l'ensemble de sorties par une fonction d'appartenance égale au maximum des fonctions d'appartenance des sous-ensembles flous. La deuxième consiste à faire la somme de fonctions d'appartenance des sous-ensembles issus de l'inférence (Figure 3.15).

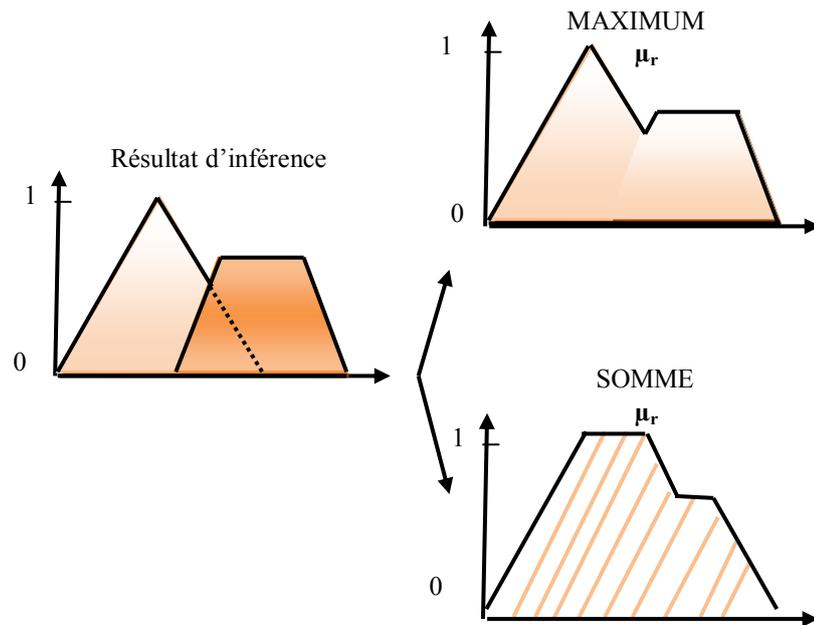


Figure 3.15. Compositions des ensembles flous issus de l'inférence

2. Passage du symbolique vers le numérique : C'est la phase de défuzzification proprement dite qui permet de générer une valeur numérique à partir de l'ensemble obtenu par composition des règles. Il existe plusieurs méthodes de défuzzification (au moins une dizaine); les plus communément employées sont:

a. Méthode de centre de gravité COG [39]

La défuzzification par centre de gravité consiste à calculer l'abscisse du centre de gravité de la fonction d'appartenance résultante μ_r de la phase de composition selon:

$$y^* = \frac{\int y \cdot \mu_r(y) dy}{\int \mu_r(y) dy} \quad (3.12)$$

En pratique, on estime le centre de gravité, en calculant la moyenne d'un certain nombre de points échantillonnés sur la fonction:

$$y^* = \frac{\sum y \cdot \mu_r(y)}{\sum \mu_r(y)} \quad (3.13)$$

b. Méthode de maximum

Cette méthode s'applique uniquement dans le cas où la fonction d'appartenance associée à l'ensemble de sortie n'admet qu'un seul maximum. On choisit comme sortie l'abscisse y^* correspondant à ce maximum.

c. Méthode de la moyenne des maxima MOM

Dans cette méthode, la valeur de sortie est estimée par l'abscisse du point correspondant au centre de l'intervalle M pour lequel la fonction d'appartenance est maximale. Cette valeur est fournie par l'expression:

$$y^* = \frac{\inf(M) + \sup(M)}{2} \quad (3.14)$$

Où $\inf(M)$ et $\sup(M)$ sont respectivement les bornes inférieure et supérieure de l'intervalle M . Le choix de la méthode de défuzzification dépend de l'application. Pour la commande c'est-à-dire l'utilisation du contrôleur flou pour la commande, la méthode de centre de gravité s'avère plus efficace, tandis que pour les problèmes de classification, la méthode de maximum est la plus répondeue.

3.5. Systèmes neuro-flous

Les principaux avantages d'un système flou sont l'approche naturelle de la modélisation et la bonne interopérabilité de la description, en employant des règles linguistiques. Cependant, il n'y a aucune méthode formelle pour déterminer ses paramètres (fonctions d'appartenance et règles floues). Dans ce sens, il serait intéressant de disposer d'algorithmes permettant l'apprentissage automatique de ces paramètres. L'une des approches, qui permet de répondre à ce besoin, est les réseaux de neurones connus pour leur algorithme d'apprentissage et leur précision dans l'ajustement numérique en employant des échantillons entrée/sortie. Depuis les années 1990, de nombreux travaux ont été orientés vers la combinaison des deux techniques et ceci en essayant plusieurs configurations : coopérative, concurrente et hybride. Nous allons donner plus de détails concernant la dernière configuration puisque nous allons utiliser une d'elles dans la commande du système FACTS.

3.5.1. Configuration neurone-flou hybride

Les approches neurone-floues modernes sont de cette forme. Un réseau neuronal et un système flou sont combinés dans une architecture homogène. Le système peut être interprété comme un réseau neuronal spécial avec des paramètres flous ou comme un système flou mis en application sous une forme distribuée parallèle.

Plusieurs architectures, mettant en œuvre cette approche hybride, sont décrites dans la littérature. Ces architectures peuvent être classées selon le type de règles floues qu'elles intègrent:

$$\text{Si } (X_1 \text{ est } A_1) \text{ ET } (X_2 \text{ est } A_2) \text{ ET } \dots \text{ ET } (X_N \text{ est } A_N) \text{ Alors } (Y \text{ est } C)$$

Avec :

$$c = \begin{cases} B(\text{type1}) \\ f(X_1, X_2, \dots, \text{type2}) \\ \mathcal{G}(\text{type3}) \end{cases} \quad (3.15)$$

type 3 est un cas particulier du type 1 [43]

La figure 3.16 montre les différentes architectures des systèmes neuro-flous hybrides. FALCON (a) et GARIC (b) interprètent la règle floue du type 1 avec une structure organisée en 5 couches, ANFIS (c) interprète la règle floue du type 2 avec une structure à 6 couches et NEFCLASS (d) interprète la règle floue de type 3 avec une structure à 4 couches.

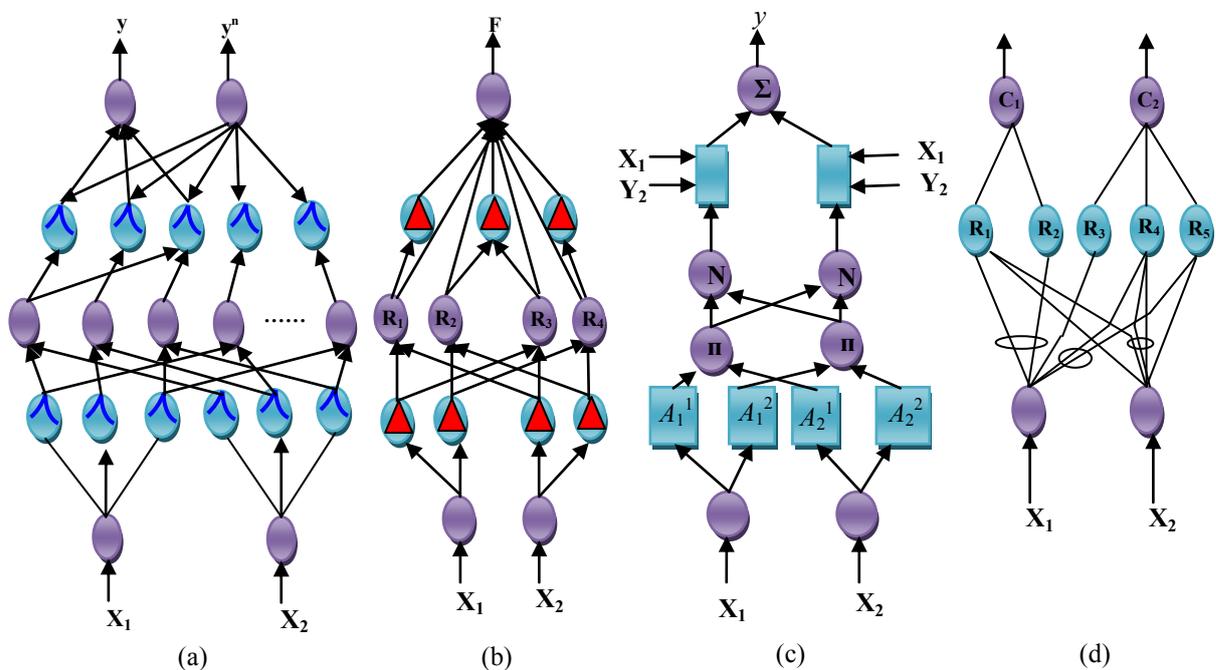


Figure 3.16. Différentes architectures des systèmes neuro-flous

3.5.1.1. Système ANFIS (Adaptative Neural Fuzzy Inference System)

Le système ANFIS est une classe de réseau adaptatif proposé par JANG [44]. Il peut être vu comme un réseau de neurones non bouclé pour lequel chaque couche est un composant d'un système neurone-flou. Le modèle ANFIS : modèle le plus utilisé en pratique. Des applications dans de traitement du signal et le filtrage adaptatif ont été réalisées avec cette architecture.

Le procédé d'apprentissage du modèle ANFIS, ne se préoccupe que de l'adaptation de paramètres dans des structures fixes. En effet, chaque terme linguistique est représenté par un seul

ensemble flou. La procédure d'apprentissage utilise un mélange de rétro propagation et une estimation par moindres carrés moyen. ANFIS est implanté dans la boîte à outils 'Neurofuzzy' accompagné de son algorithme d'apprentissage hybride basé sur la rétro propagation et la méthode des moindres carrés. Ce modèle sera utilisé dans notre travail.

3.6. Conclusion

Les réseaux de neurones, de part la quantité des travaux de recherche et des réalisations existantes, présentent un certain nombre de points forts. En premier lieu, ils constituent des approximateurs universels capables de modéliser des systèmes complexes avec la précision voulue à partir d'un jeu de données entrées/sorties et un processus d'optimisation. Leur capacité d'apprentissage permet de simplifier la synthèse d'un contrôleur dans la mesure où l'on obtient celui-ci par un simple réglage de paramètres sans qu'il soit nécessaire de faire appel au modèle mathématique du système à commander.

Dans le cas de systèmes complexes, cela représente un avantage indéniable par rapport à la plupart des autres méthodes qui s'attachent à utiliser un modèle mathématique souvent imprécis ou difficile à obtenir. Cependant, l'inconvénient majeur réside dans le fait que l'on ne peut pas incorporer les connaissances des experts, qualifiées d'une certaine intelligence, et qui peuvent être utiles soit pour accélérer le processus d'apprentissage, soit pour obtenir des structures interprétables. Contrairement aux réseaux de neurones, les systèmes flous fonctionnent à base de ce type de connaissances et permettent désormais une meilleure exploitation de l'intelligence humaine pour accomplir des tâches complexes. Dans ce mémoire, les contrôleurs que nous développons sont à base de ces systèmes flous. Les différents paramètres seront calculés par apprentissage en se basant sur la structure ANFIS.

Chapitre 04

APPLICATION DU CONTROLE NEURO-FLOU AUX SYSTEMES FACTS

4.1. Introduction

L'intégration des FACTS dans le réseau électrique permet de pousser loin les capacités de ce dernier en lui permettant d'améliorer les performances en terme de stabilité, qualité et fiabilité. Cependant, avec un contrôle mal conçu ou un mauvais choix des paramètres des contrôleurs des FACTS, on risque de ne pas bénéficier de leurs avantages. Pour cela, l'utilisation des techniques intelligentes (logique floue et réseaux de neurones) permet de concevoir des contrôleurs qui s'adaptent aux toutes situations de fonctionnement du réseau électrique. Des contrôleurs conventionnels (type PID, lead-lag, mode glissant, ...etc.) sont calculés autour d'un point de fonctionnement donné. par conséquence, si le point de fonctionnement change, le contrôleur risque de ne pas fonctionner correctement.

Dans ce chapitre, un contrôleur neuro-flou basé sur l'architecture ANFIS [45] est développé et calculé par apprentissage sur des couples d'entrées/sorties enregistrés depuis une simulation avec un FACTS contrôlé par un régulateur de type compensateur de phase (POD) [46].

4.2. Aperçu sur la commande des systèmes FACTS

Les systèmes FACTS, selon leur type, injecte un courant (ou une tension) ou en absorbent suivant un signal de commande délivré par un contrôleur. Différentes stratégies de commande ont été développées pour ce but. Le contrôle PID est simple à implanter, mais l'erreur rémanente est très importante à évaluer, ainsi que sa réponse dynamique est relativement lente. Cet effet a orienté les recherches vers d'autres axes. Le contrôle non linéaire comme le mode glissant présente une autre alternative [47]. Le contrôle discret pour l'amélioration de la stabilité du système électrique [48]. Pour surmonter ces difficultés, il a été nécessaire de trouver d'autres solutions. Les méthodes basées sur l'intelligence artificielle on prend la relève. On retrouve la commande par logique flou seul sans optimisation des paramètres des fonctions ainsi que les relations entre les entrées et les sorties par les règles floues. Ce problème est réglé par l'utilisation des techniques intelligentes pour l'optimisation. Les algorithmes génétiques et les réseaux de neurones sont des méthodes modernes pour l'optimisation et l'affinement des paramètres des contrôleurs utilisés pour la commande des systèmes FACTS.

4.3. Procédure de simulation

Afin de montrer l'efficacité du contrôle neuro-flou (NF) pour les systèmes FACTS, un réseau à un jeu de barres infini avec un SSSC à l'entrée de la double ligne connectant le générateur au jeu de barres infini Figure 4.1 est pris en considération. Le système comprend un générateur synchrone connecté à un jeu de barres infini à travers un transformateur élévateur suivi de deux lignes de transmission en parallèle. Ensuite, et pour étudier les modes d'oscillations locales et interrégionales, un réseau à 4 machines est mis sous test (Figure 4.13). Les données du réseau sont fournies dans l'annexe (A) [49].

4.3.1. Dynamique de la machine synchrone

Le modèle de la machine synchrone prend en considération les hypothèses simplificatrices suivantes :

- L'effet des enroulements amortisseurs est négligé
- Pas de zone de fonctionnement en saturation
- Les frottements ont été négligé

4.3.1.1. Equation mécanique de la machine synchrone.

L'équation d'oscillation de la machine synchrone est donnée par :

$$\frac{H}{\pi f} \frac{d^2 \delta}{dt^2} = P_m - P_e \quad (4.1)$$

δ : l'angle de charge de la machine qui définit la puissance échangée avec l'extérieur de la machine.

$$P_e = P_{\max} \sin(\delta) \quad (4.2)$$

4.3.1.2. Equations électriques de la machine

Le modèle est représenté dans le repère dq de PARK. Tous les paramètres électriques sont ramenés vers le stator. Les tensions directe, quadrature et d'excitation sont :

$$\begin{cases} V_d = R_s i_d + \frac{d}{dt} \phi_d - \omega_R \phi_q \\ V_q = R_s i_q + \frac{d}{dt} \phi_q + \omega_R \phi_d \\ V_{fd}' = R_{fd}' i_{fd}' + \frac{d}{dt} \phi_{fd}' \end{cases} \quad (4.3)$$

Les flux magnétiques sont calculés par les équations suivantes:

$$\begin{cases} \phi_d = L_d i_d + L_{md} i'_{fd} \\ \phi_q = L_q i_q \\ \phi'_{fd} = L'_{fd} i'_{fd} + L_{md} i_d \end{cases} \quad (4.4)$$

4.3.1.3. Equation d'excitation

Le système d'excitation de la machine synchrone est représenté par la fonction de transfert suivante :

$$\frac{V_{fd}}{e_f} = \frac{1}{K_e + sT_e} \quad (4.5)$$

La méthode de simulation employée est la résolution par les phaseurs. Elle est largement utilisée pour l'étude des oscillations électromécaniques des systèmes électriques contenant des gros moteurs et générateurs. Dans l'étude de la stabilité transitoire, les modes d'oscillations rapides résultant de l'interaction des éléments linéaires R, L et C ne nous intéressent pas du fait que les modes d'oscillation qui sont des multiples de la fréquence fondamentale de fonctionnement n'affectent pas les modes d'oscillation lents des machines. Dans la méthode des phaseurs, les modes rapides sont négligés en remplaçant les équations différentielles par un système des équations algébriques ce qui rend la simulation plus rapides et permet l'étude pour un large temps.

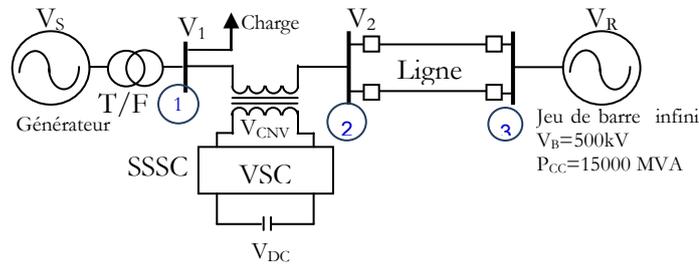


Figure 4.1. Réseau à jeu de barres infini avec SSSC

Les paramètres du réseau de la Figure 4.1 sont fournis à l'Annexe A.

4.4. Conception et calcul du contrôleur neuro-flou

4.4.1. Emplacement du contrôleur NF

Le SSSC génère une tension en série avec la ligne et en quadrature avec le courant (§ 2.3.3). Sa valeur dépend des besoins de son application. Dans ce qui suit, le calcul de la tension injectée V_{qinj} sera assuré par un contrôleur avec en entrée un signal auxiliaire mesuré à partir du réseau.

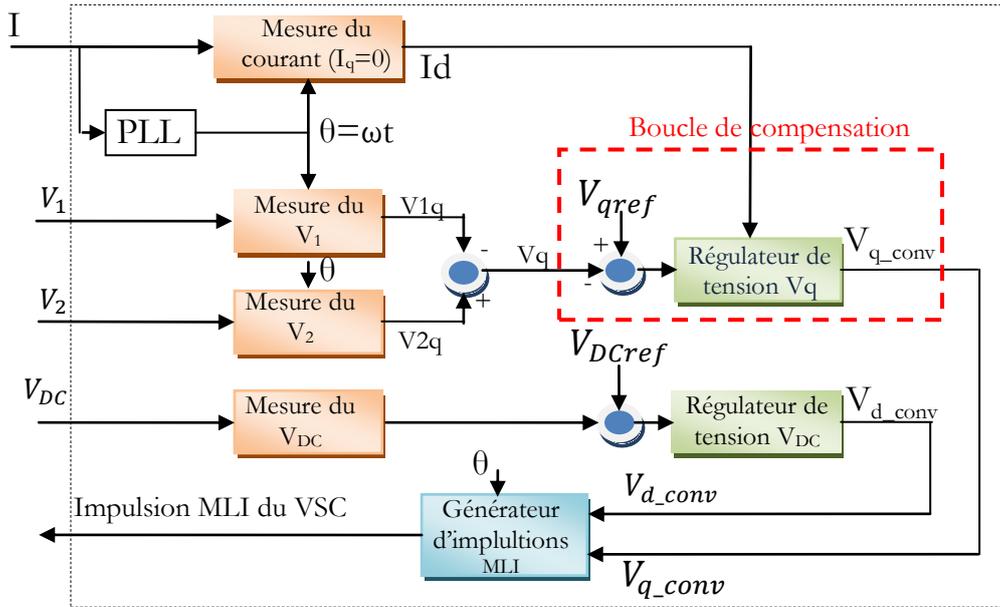


Figure 4.2. Système de commande du SSSC

Le contrôleur neuro-flou sera placé au niveau de la boucle de compensation pour fournir un signal supplémentaire pour la commande du SSSC.

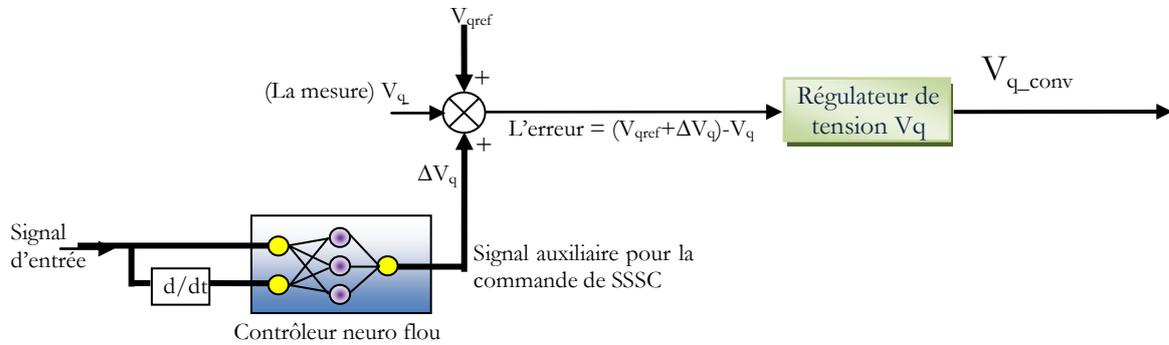


Figure 4.3. Emplacement du contrôleur neuro-flou sur le SSSC

Pour les mesures locales, la puissance active, réactive, l'amplitude du courant et de la tension peuvent tous être utilisées comme un signal d'entrée du contrôleur. La vitesse du générateur synchrone peut être prise comme une mesure distante avec un retard temporel de l'ordre de 50 ms contre 15 pour la mesure locale, mais la vitesse est plus précise en termes d'information concernant l'état du système après une perturbation. Le signal est appliqué à l'entrée du contrôleur flou pour avoir la valeur de la tension quadratique de référence. Donc, si cette dernière est modulée en se basant sur un bon signal d'entrée, le SSSC va amortir les oscillations plus efficacement.

4.4.2. Structure du NFC

Dans ce qui suit, on considèrera la structure ANFIS, qui constitue un modèle de génération automatique de règles floues basé sur le modèle d'inférence de TAKAGI SUGENO. Elle consiste en une structure à 5 couches qui affine les règles floues déjà établies par des experts humains et réajuste le chevauchement entre les différents sous-ensembles flous pour décrire le comportement d'entrée-sortie d'un système complexe.

Le contrôleur NF comprend deux entrées et une sortie. Les entrées sont respectivement la déviation de la vitesse et sa dérivée, la sortie est la variation dans la tension injectée ΔV_{qref} . Les deux variables d'entrées génèrent l'action de contrôle ' ΔV_{qref} ' qui sera appliquée à la commande du SSSC. Ce contrôleur permet une génération automatique de règles floues à cinq ensembles basées sur le modèle d'inférence de SUGENO. Pour la fuzzification des entrées, on utilise la fonction gaussienne Figure 3.10.

$$f(inp) = \exp\left(\frac{-0.5(inp - c)^2}{sig^2}\right) \quad (4.6)$$

Le réseau neuro-flou proposé pour le contrôle du SSSC est représenté dans la Figure 4.4. L'apprentissage du notre contrôleur est effectué par le biais de l'algorithme de rétro-propagation, afin de déterminer les paramètres des prémisses (ajustement des paramètres liés aux fonctions d'appartenance) et l'estimation des paramètres conséquents par la méthode des moindres carrés. Ce type d'apprentissage est appelé "apprentissage hybride".

4.4.3. Calcul du contrôleur neurone flou

Avant de procéder au calcul des paramètres des fonctions d'appartenances par apprentissage, il faut générer les données nécessaires. Pour cela, nous procédons à une simulation du réseau sous test en utilisant un contrôleur de type compensateur de phase (lead-lag) (Figure 4.5). Les données nécessaires seront enregistrées sous forme d'un vecteur à 3 colonnes qui représente les entrées (déviations de la vitesse et sa variation temporelle) sur les deux premières colonnes et la sortie ΔV_{qref} sur la troisième colonne.

Le calcul des paramètres par apprentissage est une procédure répétitive. Il a fallu plusieurs reprises pour atteindre un écart minimal entre la sortie présentée en premier lieu et celle obtenue après apprentissage du contrôleur neuro-flou.

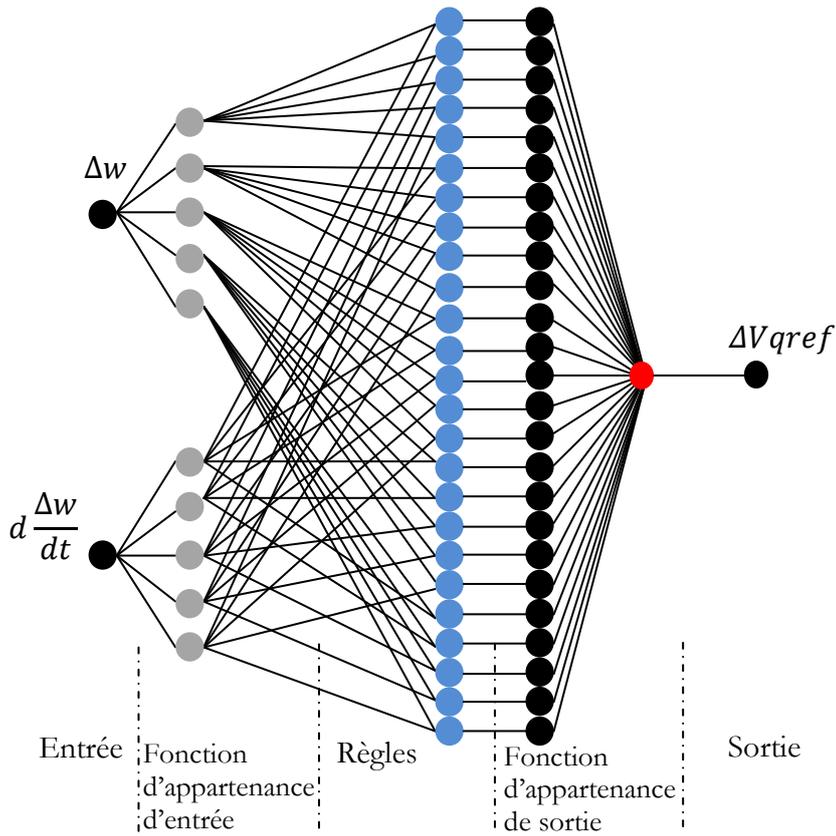


Figure 4.4. Structure neurone flou proposée.

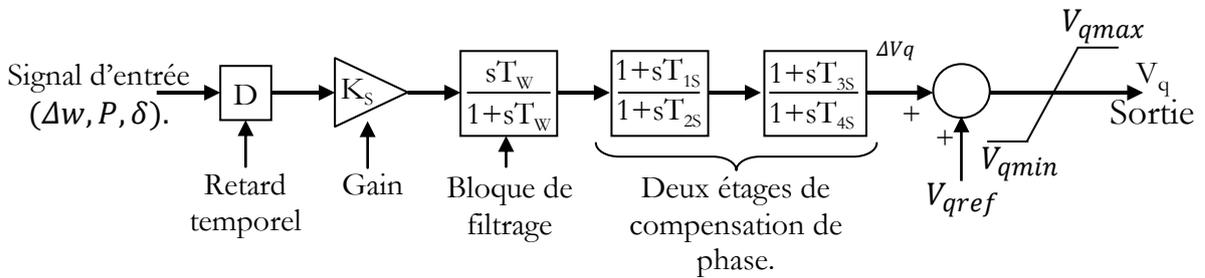


Figure 4.5. Contrôleur compensateur de phase.

Le point de fonctionnement du réseau est choisi pour le régime de fonctionnement en pleine charge de l'alternateur. La synthèse du signal de commande sera effectuée en utilisant la technique de reproduction du contrôleur [37]. Les conditions de fonctionnement pour générer les données d'apprentissages sont:

- $P_G = 1 \text{ p.u} = 2100 \text{ MW}$.
- Un court-circuit au niveau de la ligne

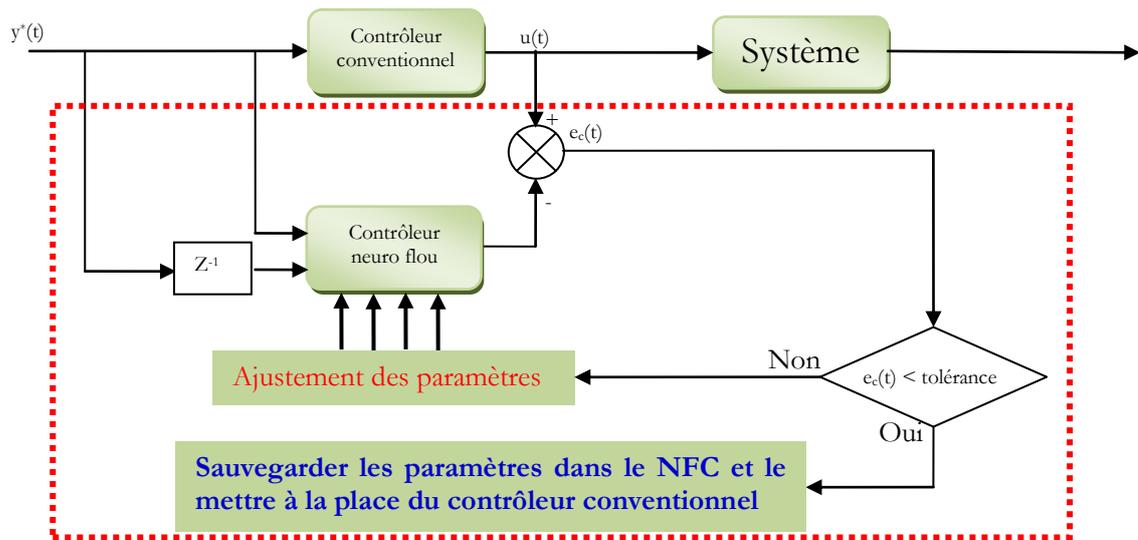


Figure 4.6. Commande par réplique du contrôleur.

Les paramètres du réseau neuro-flou (ANFIS) sont :

- 2 entrées : la déviation de la vitesse du générateur et sa variation dans le temps.
- 1 sortie : la variation dans la tension injectée du SSSC.
- 25 règles floues.
- Apprentissage hybride (back propagation de l'erreur et les moindres carrés).
- Tolérance ($\epsilon = 0.001$) et le nombre des itérations ($it = 100$)

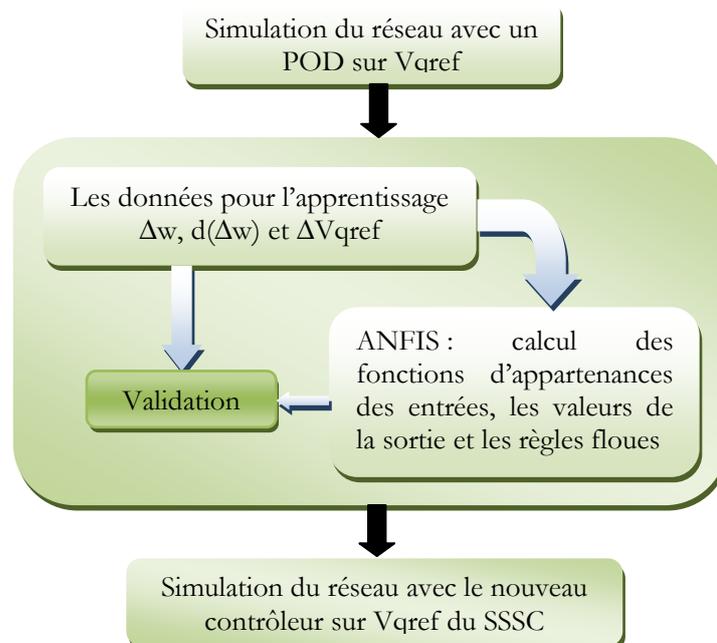


Figure 4.7. Procédure de simulation pour le calcul du NFC

Ce qui nous donne après apprentissage les fonctions des deux entrées calculées. L'apprentissage permet aussi de déduire les règles floues qui relient les entrées avec la sortie du régulateur. Puisque l'inférence floue est de type SUGENO, la sortie sera une fonction linéaire avec trois coefficients :

Si l'entrée 1 est Z et l'entrée 2 est P alors la sortie est $(a \times Z + b \times P + c)$. (a,b,c) sont des coefficients calculés par apprentissage. Le Tableau 4.1 donne les paramètres des fonctions de la sortie.

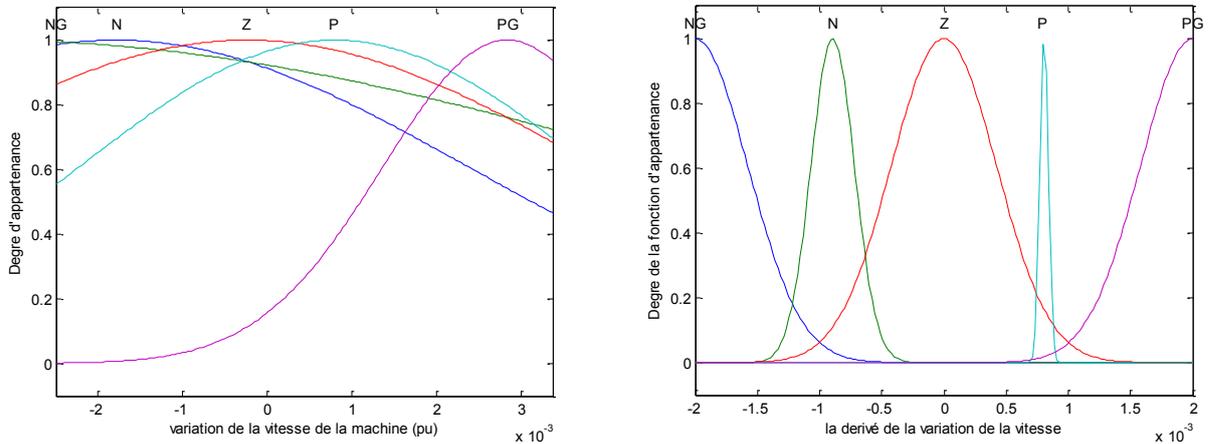


Figure 4.8. Fonctions d'appartenances calculées par l'ANFIS

Tableau 4.1. Paramètres des fonctions de sortie du contrôleur neuro-flou conçu.

N°	Paramètres des fonctions de sortie		
1.	0.1625	0.409	-4.738
3.	0.02099	0.5538	-0.8961
5.	0.1757	0.3562	-4.935
7.	0.04477	-0.2968	-1.114
9.	0.02028	-0.001581	-1.325
11.	0.1468	0.3381	8.616
13.	0.01682	0.5289	0.7412
15.	0.1558	0.3757	9.417
17.	1.345 e-5	-0.2613	1.5
19.	0.008456	0.0007761	2.15
21.	0.2353	-0.06791	0.3095
23.	0.05387	-0.2872	0.7234
25.	0.7048	-0.1579	0.2853

N°	Paramètres des fonctions de sortie		
2.	0.02699	-0.3009	-1.402
4.	0.01863	-0.001632	-1.278
6.	0.3909	0.3838	-2.716
8.	0.03845	0.4471	-0.8911
10.	0.407	0.2984	-2.952
12.	0.02308	-0.3022	0.7547
14.	0.01596	-0.0005874	0.2122
16.	-0.009554	0.2598	-1.888
18.	-0.005318	0.4991	0.8163
20.	-0.03736	0.3354	-2.287
22.	0.0501	-0.008812	0.6311
24.	0.004014	0.0005983	0.6423

4.5. Simulation avec le NFC

Les données calculées dans la section précédente sont renvoyées vers le contrôleur de la Figure 4.3, ensuite on reprend la simulation avec le nouveau contrôleur, les résultats de simulation sont présentés dans des graphes avec les légendes suivantes :

- SC : son contrôle de V_{qref}
- LLGC : Contrôle du SSSC avec un contrôleur compensateur de phase (lead lag).
- NFC : contrôle neuro-flou du SSSC via V_{qref}

4.5.1. Résultats pour différents points de fonctionnement

L'importance d'un contrôleur conçu pour une commande d'un élément du réseau électrique est qu'il soit fonctionnelle 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 dans tout point de fonctionnement que ce soit un régime de fonctionnement léger ou un autre critique. Dans ce qui suit, on montrera l'efficacité du contrôle neuro-flou du SSSC dans différents points de fonctionnement. on montre dans tous les résultats l'état initial du réseau déterminé par l'écoulement de puissance afin de déterminer l'angle de charge et la tension de service.

4.5.1.1. Charge $P_G=0.75 \text{ p.u} = 1575 \text{ MW}$.

Le réseau est simulé au premier temps sans défaut sur la ligne afin de définir les paramètres initiaux du réseau par le calcul de l'écoulement de puissance. Ensuite, un court-circuit triphasé de trois cycles à 1 s se produit au niveau d'une des lignes en parallèle (Figure 4.9) comme il a été expliqué dans la procédure de calcul du contrôleur neuro-flou. Les résultats sont présentés dans la Figure 4.10, les courbes présentent respectivement en progressant dans le sens horaire à partir de 10 heures : l'angle de charge en degré, la puissance transmise par la ligne en MW, la vitesse du générateur en p.u et la tension injectée par le SSSC en p.u.

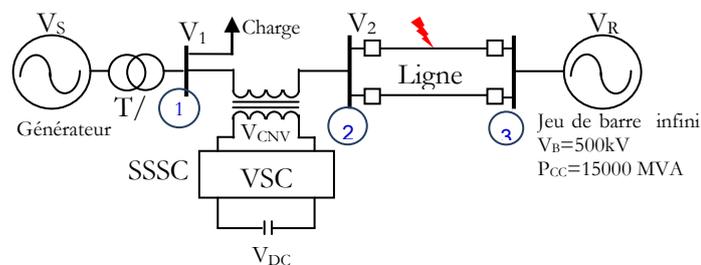


Figure 4.9. Court-circuit sur une ligne de transport

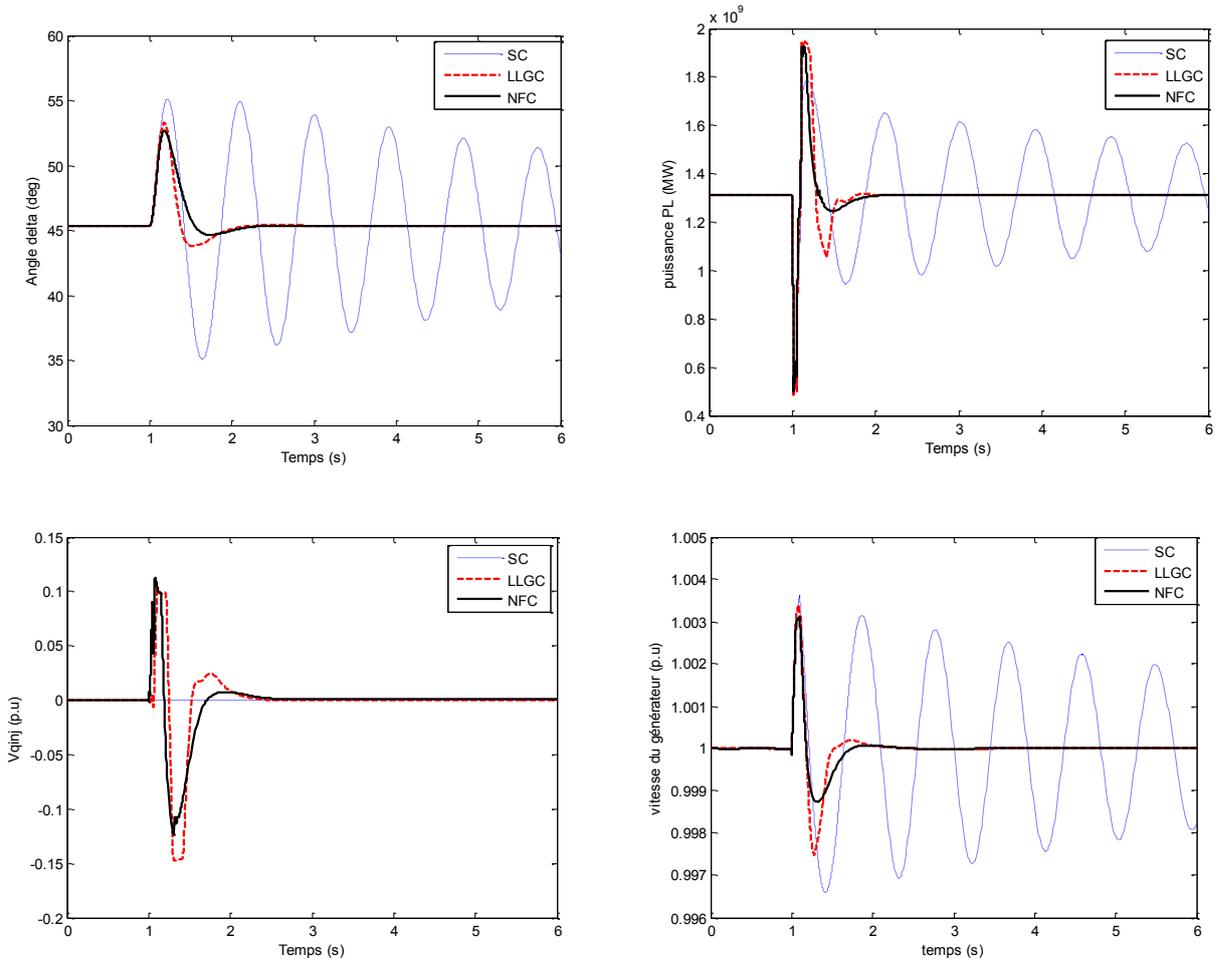


Figure 4.10. Résultats après un court-circuit 3 ph, $P_G=0.75$ p.u

Il est clair des résultats obtenus qu'en l'absence d'un contrôle du SSSC, en d'autres termes SSSC est hors service, une perturbation entraine une forte oscillation de l'angle de charge ainsi que la puissance transmise. L'utilisation d'un NFC permet d'éliminer les oscillations après seulement une période d'oscillation par modulation de la tension injectée du SSSC sur un signal du réseau en passant par un contrôleur NFC. Le NFC est aussi efficace comme LLGC [46] en termes de vitesse de stabilisation et de dépassement après l'élimination de défaut sur le réseau.

Afin de vérifier la fiabilité du NFC, nous effectuons encore des simulations dans différents point de fonctionnement.

4.5.1.2. Charge $P_G=0.4$ p.u =840 MW.

Le générateur fonctionne dans ce cas avec une charge faible $P_G=840$ MW. Un court-circuit triphasé s'établit sur une ligne à $t=1$ s. Les disjoncteurs ouvrent la ligne sous défaut après 3 cycles de l'apparition de court-circuit. Le court-circuit est éliminé et la ligne est restaurée, le système initial s'établit de nouveau.

La réponse du système sous ces conditions est montrée dans la Figure 4.11

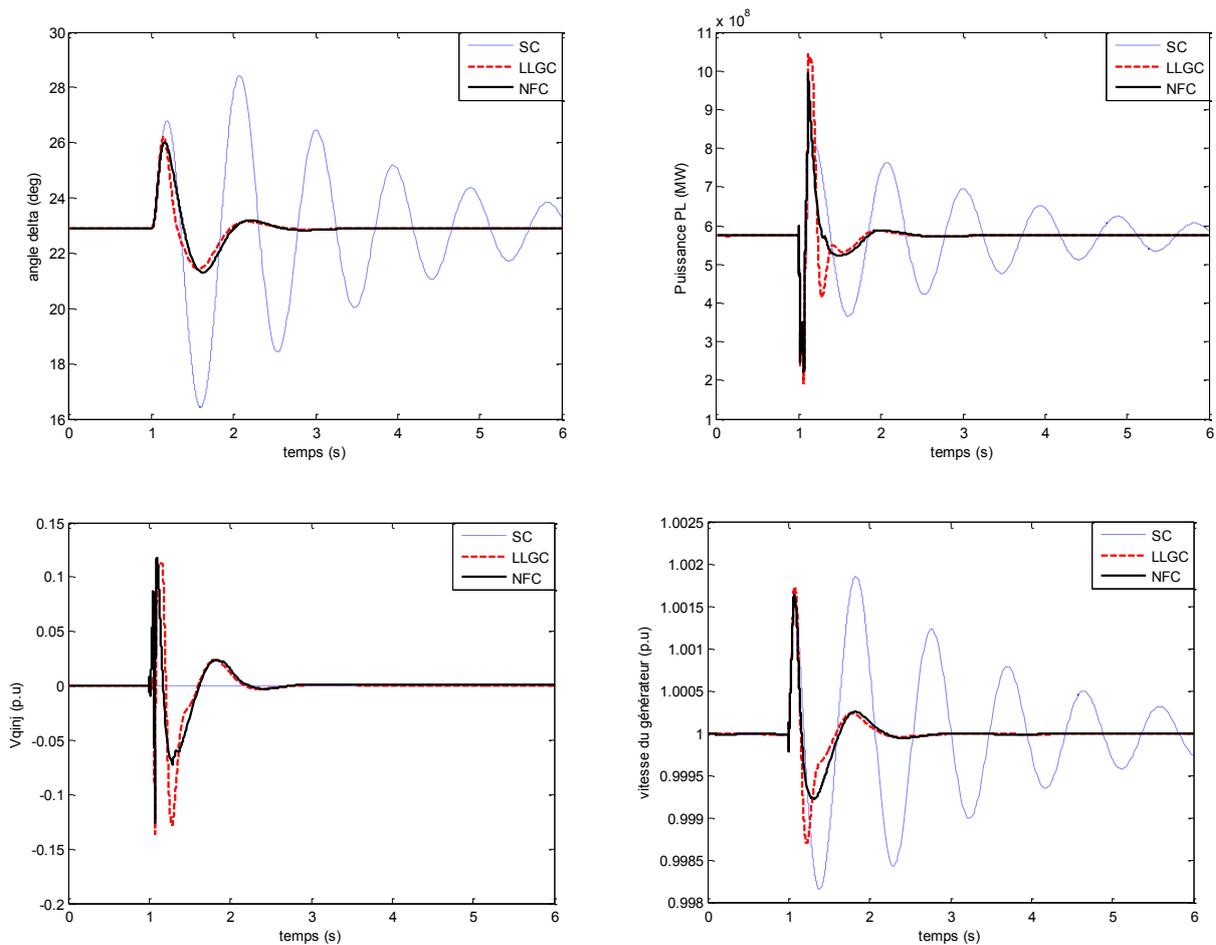


Figure 4.11. Résultats après un court-circuit 3 ph, $P_G=0.4$ p.u

Le contrôle neuro-flou donne des résultats similaires au contrôle classique. Ceci est dû au fait que le système n'est pas trop chargé ce qui permet un retour rapide vers le point de fonctionnement initial. Avec un contrôle neuro-flou du SSSC, le réseau demeure stable après la première seconde et demi qui suit le défaut appliqué.

4.5.1.3. Charge $P_G=1$ p.u =2100 MW.

Le troisième cas consiste à pousser le système à la limite de fonctionnement extrême, qui représente en pratique un cas de fonctionnement critique auquel un seul défaut peut entraîner la perte de tout le réseau. Dans le cas critique de fonctionnement du réseau, on peut voir que le réseau perd sa stabilité lors d'un défaut sur une des lignes en parallèle, contrairement aux cas précédents, il ne se stabilise pas en lui seul, le SSSC maintient bien la stabilité du réseau même si ce dernier est en point de fonctionnement critique. Le contrôle NF apparaît plus efficace que le contrôle classique avec un contrôleur de type compensateur de phase [46].

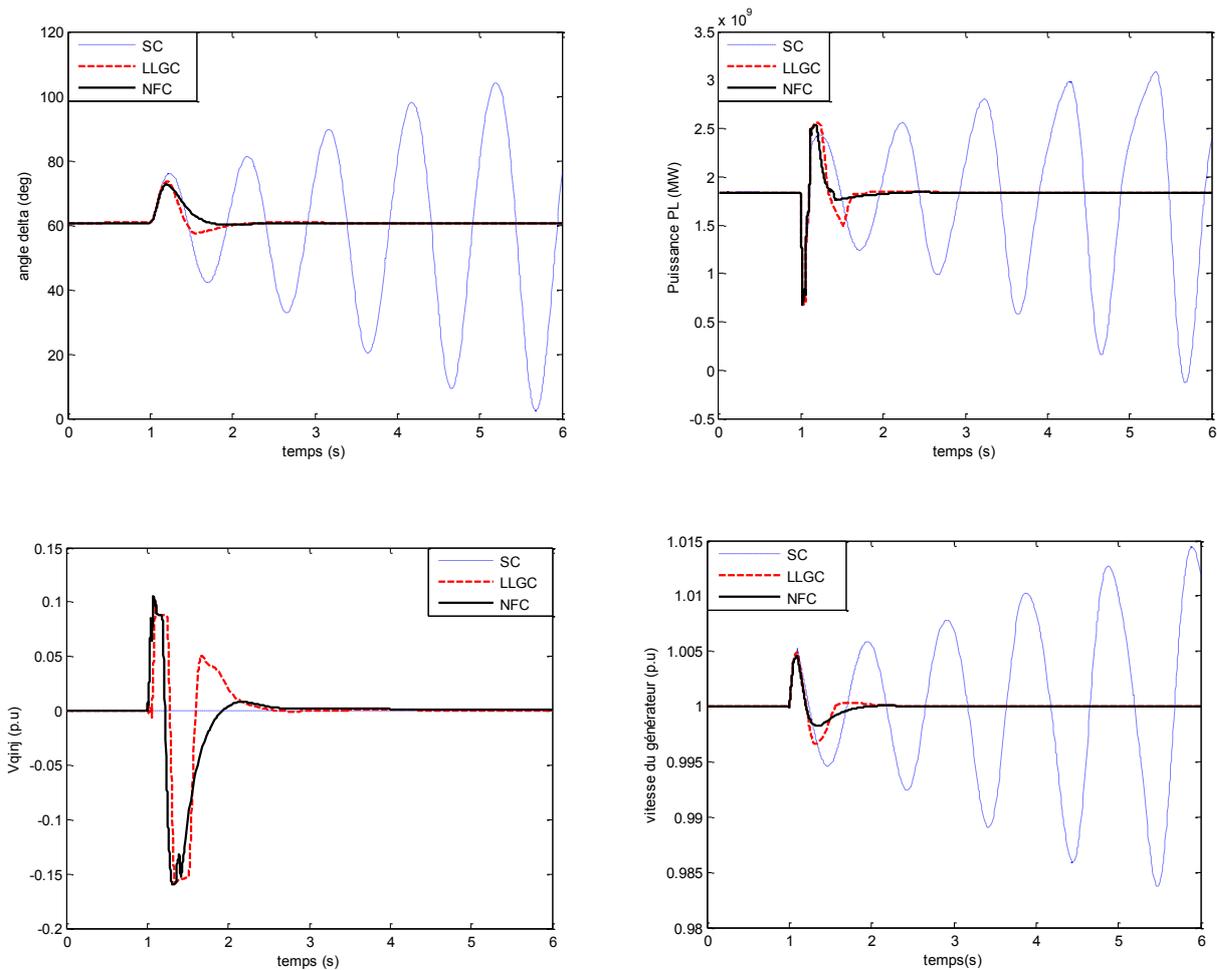


Figure 4.12. Résultats après un court-circuit 3 ph, $P_G=1$ p.u

4.6. Extension à un réseau multi machines

Un générateur connecté à un jeu de barres infini représente un des cas d'exploitation des réseaux électriques. Les phénomènes d'oscillation de puissance sont rencontrés en grande partie entre des grandes régions interconnectées. Dans cette section, on présentera un réseau test multi machine et une simulation avec un élément FACTS (SSSC) inséré entre les deux zones. Les performances du SSSC en termes d'amortissement des oscillations locales et interrégionales seront vérifiées dans les sections suivantes.

4.6.1. Réseau test étudié

Le réseau test se compose de deux zones totalement symétriques reliés entre-eux par deux lignes en parallèle de 230 km de longueur avec une tension nominale de 220 kV. Il a été spécifiquement conçu dans [12] 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 rotor à pôles lisses 20 kV/900 MVA. Les machines synchrones ont des paramètres identiques [12], 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 comme impédance constante et partagée entre les zones de telle manière que la zone 1 exporte 413 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 au quel est connecté le générateur *M2* est considéré comme le jeu de barres de référence. Des batteries de condensateur de 187 MVAR 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.

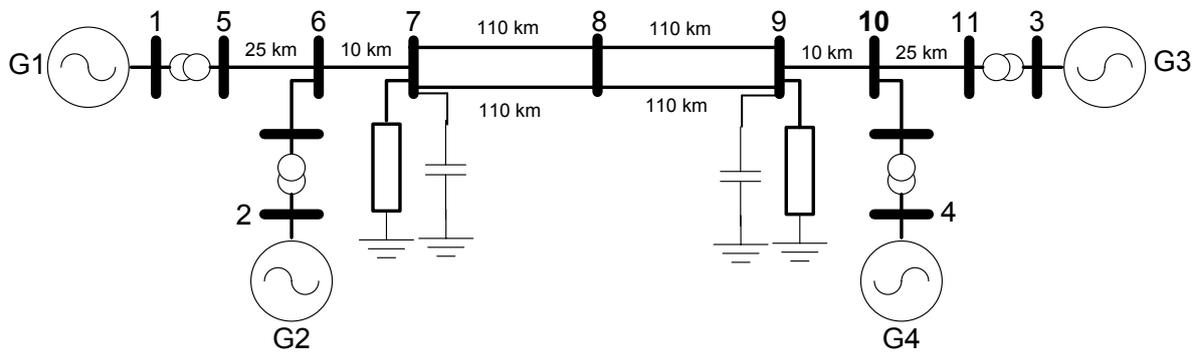


Figure 4.13. Réseau 4 machines 11 jeux de barres.

Le SSSC sera placé au milieu d'une des lignes reliant les deux régions. Afin de permettre un amortissement efficace des oscillations de puissance, les variations des vitesses des machines seront prises en considération lors du calcul du contrôleur neuro-flou. Pour les oscillations locales, les machines G3 et G4 sont considérés, pour l'interrégionale on a pris la différence de vitesse entre la machine G1 et G4. Deux types de perturbations seront examinés :

- Une augmentation de la tension de référence de fonctionnement du générateur G1.
- Un court-circuit triphasé de 8 cycles sur une ligne reliant les deux régions. La ligne en question sera déconnectée, le court-circuit est ensuite éliminé et la ligne est reconnectée de nouveau.

4.6.2. Emplacement et structure du contrôleur neuro-flou

En procédant de la même manière que pour le cas d'un jeu de barres infini, le contrôleur neuro-flou pour l'élément FACTS en jeu est conçu. Les Figure 4.14 et Figure 4.15 montrent respectivement l'emplacement et la structure du contrôleur neuro-flou pour un SSSC dans le réseau de la Figure 4.13.

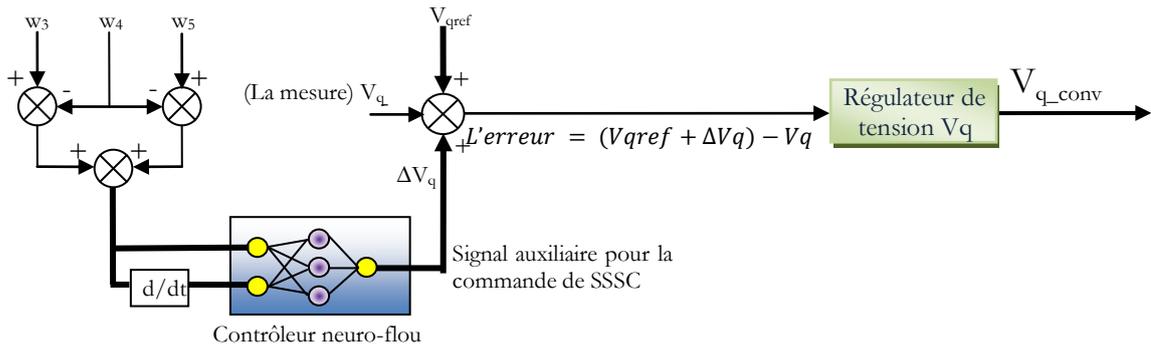


Figure 4.14. Emplacement du NFC sur SSSC avec en entrée $(w_1 - w_4) + (w_3 - w_4)$.

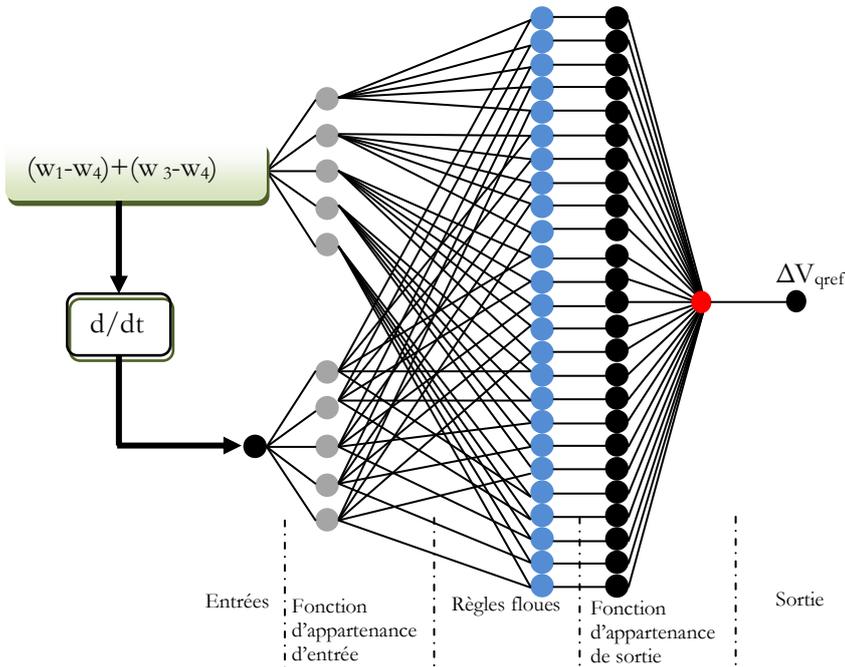


Figure 4.15. Structure du NFC calculé

4.6.3. Calcul des paramètres du contrôleur neuro-flo

On considère la même technique utilisée dans § 4.4.3, pour obtenir les paramètres des fonctions d'appartenance des entrées (Figure 4.16), les règles floues et les paramètres des fonctions de sortie Tableau 4.2.

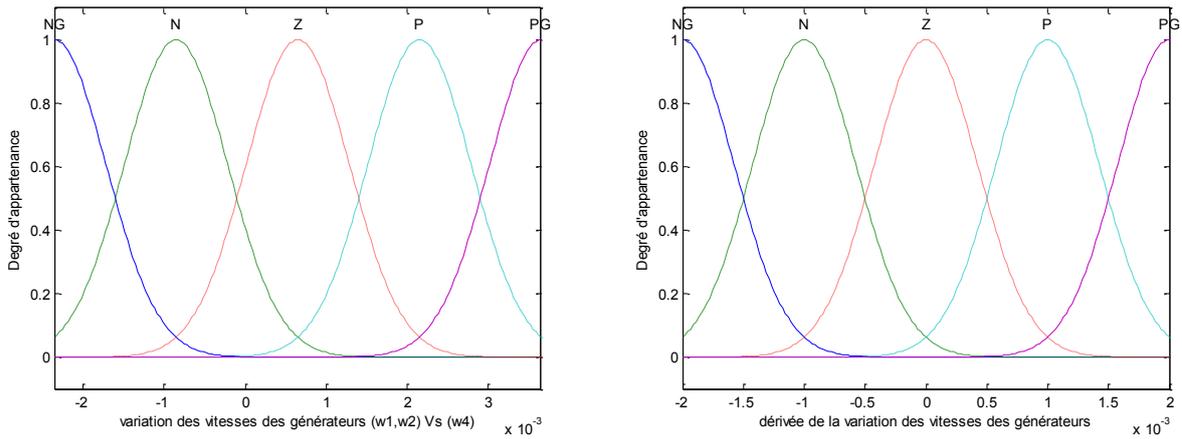


Figure 4.16. Fonctions d'appartenance des entrées

Tableau 4.2. Paramètres des fonctions de sortie du contrôleur neuro-flou conçu.

N°	Paramètres des fonctions de sortie		
1.	-125.3	6.698	-0.2325
3.	-0.01988	0.008594	0.03612
5.	-33.73	-3.497	-0.1375
7.	4.12	1.09	-0.06493
9.	2.196	0.9248	-0.06299
11.	13.24	0.2479	0.03671
13.	0.03628	0.3893	0.04493
15.	30.21	-0.2583	0.04558
17.	-1.484	-0.3387	0.755
19.	0.5438	-0.02541	0.6823
21.	89.82	6.333	0.5184
23.	0.01268	0.7837	0.4182
25.	31.18	0.04625	0.3587

N°	Paramètres des fonctions de sortie		
2.	-7.761	-4.495	0.004029
4.	-2.007	2.649	-0.0467
6.	65.31	-0.8688	-0.04585
8.	0.06604	-0.2815	-0.07025
10.	35.94	-1.406	-0.06248
12.	0.7102	0.2431	0.03995
14.	1.957	-0.311	0.03867
16.	-24.61	0.5188	0.2626
18.	-0.006955	0.07139	0.578
20.	8.723	-0.008103	0.1642
22.	5.532	-3.841	0.3951
24.	1.949	-0.65	0.3019

Les paramètres affichés ci-dessus sont implantés ensuite dans le régulateur neuro-flou pour la commande du SSSC.

4.6.4. Résultats de simulation

4.6.4.1. Etude de la stabilité pour des petites perturbations

Une petite perturbation peut être un changement lent au niveau de la charge, du couple mécanique sur la turbine ou au niveau d'excitation des alternateurs. Ce dernier, utilisé par exemple pour corriger le facteur de puissance localement dans les centrales, peut engendrer un sérieux problème. En effet, des oscillations lentes peuvent apparaître et sans amortissement efficace, une ou plusieurs parties du réseau peuvent être déconnectées. Afin de montrer ce problème et le corriger par un contrôle neuro-flou d'un dispositif FACTS, on procède à l'opération suivante :

- A $t=1$ s, la tension de référence du générateur 1 est augmentée de 5 % pour 12 cycles.
- Un SSSC est intégré au milieu d'une des lignes reliant les deux régions. Le contrôleur neuro-flou pour V_{qref} est mis en place.

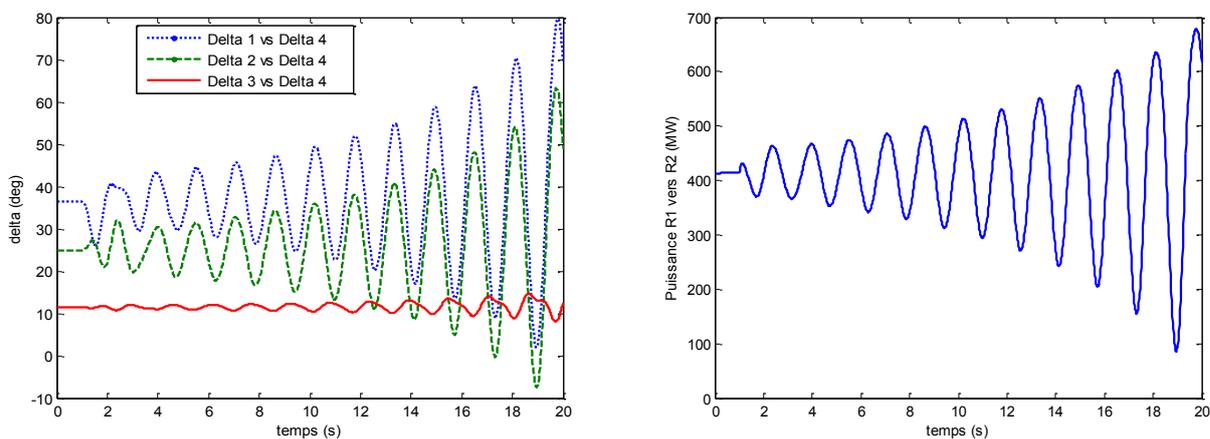


Figure 4.17. a. Angles de charge entre ($M1, M2, M3$) et $M4$
b. Puissance transmise R1 vers R2

La Figure 4.17a montre la différence angulaire entre $M1, M2$ et $M3$ par rapport à $M4$ pour le cas étudié (tension du $M1$ augmenté de 5%). La figure nous montre que le système est instable, vu que les trois modes apparaissent avec un facteur d'amortissement négatif. Le mode interrégionale apparaît clairement ce qui se traduit par une oscillation importante dans la puissance transmise entre les deux régions (Figure 4.17b).

4.6.4.2. Intégration du dispositif FACTS

Le SSSC est un dispositif FACTS série qui trouve application dans l'interconnexion entre deux grandes régions, en plus de l'assurance d'un gain de transit de puissance, un contrôle adéquat permet d'améliorer la stabilité d'un réseau électrique même si ce dernier fonctionne en un point critique.

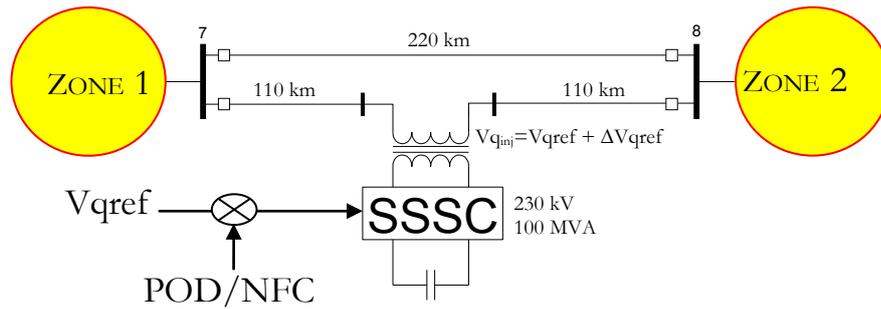


Figure 4.18. le SSSC intégré entre les deux régions du réseau de test.

Les résultats de simulation sont présentés dans des graphes avec les légendes suivantes :

- SC : sans contrôle de V_{qref}
- LLGC : Contrôle du SSSC avec un contrôleur compensateur de phase (POD : *lead lag*).
- NFC : contrôle neuro-flou du SSSC via V_{qref} .

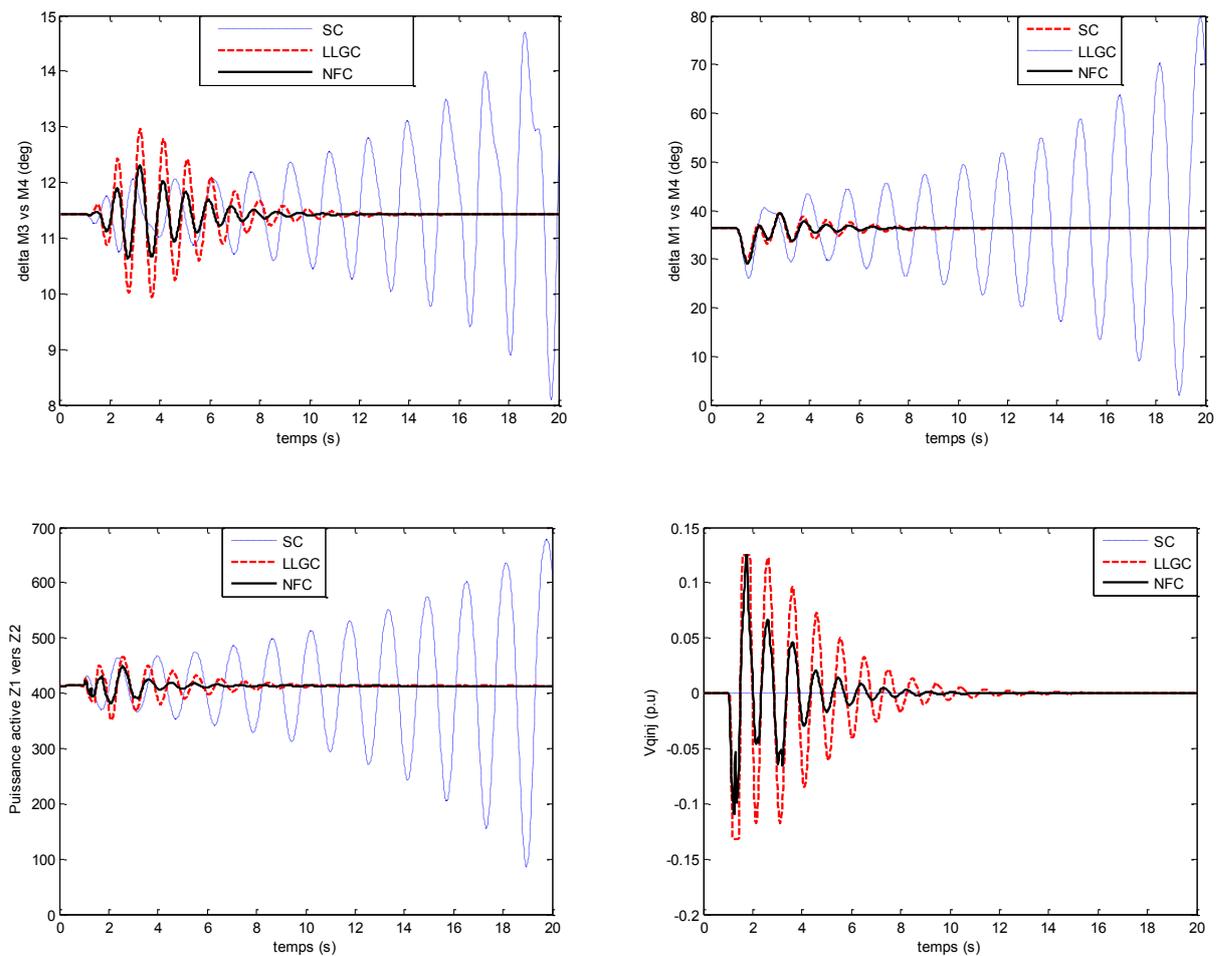


Figure 4.19. Résultat pour variation de tension de référence de M1.

La Figure 4.19 présente la puissance transmise entre les deux régions et la tension injectée du SSSC et les modes d'oscillation locale et interrégionale. Sur les figures, l'état initial est montré pour une seconde, la tension du $M1$ est augmentée par 5% pendant 12 cycles, et le système initial est restauré.

On peut dire que le système est initialement fonctionnel en un point de stabilité critique, c'est-à-dire qu'il y a un équilibre dans le réseau mais une perturbation même de petite ampleur provoque une instabilité du réseau, même après l'élimination de la perturbation. L'utilisation d'un élément FACTS (SSSC dans ce cas) permet d'améliorer la stabilité du réseau en amortissant les oscillations de puissance en injectant une tension modulée par un contrôle neuro-flou et qui apparaît plus efficace qu'un contrôle classique. Le système est bien stabilisé en présence du SSSC et il retrouve son point de fonctionnement initial après la suppression de la perturbation.

4.6.4.3. Stabilité vis-à-vis de grande perturbation

Un réseau multi machines constitue un système complexe. En fonctionnement normal, les alternateurs sont synchronisés entre eux. L'angle de déphasage des tensions entre chaque générateur et celui de référence est défini par l'écoulement de puissance. Un angle entre deux machines ne doit pas atteindre 180° , si c'est le cas, le synchronisme est perdu et la protection entre en service pour éliminer une ou plusieurs parties du réseau. Cependant, cette dernière action peut provoquer l'instabilité totale du système, qui ne peut pas atteindre un autre point de fonctionnement si par exemple une unité de production vient d'être déconnectée. Le déphasage de 180° peut être causé après une grande perturbation. Un court-circuit peut engendrer des oscillations croissantes de l'angle de charge jusqu'à atteindre l'angle critique. Un amortissement des oscillations est donc nécessaire. Les FACTS offrent une bonne alternative pour amortir les oscillations de faible fréquence. On examine dans cette section l'effet de l'intégration d'un élément FACTS (e.g. SSSC) équipé d'un contrôleur neuro-flou sur l'amortissement des oscillations de puissance et des angles de charge.

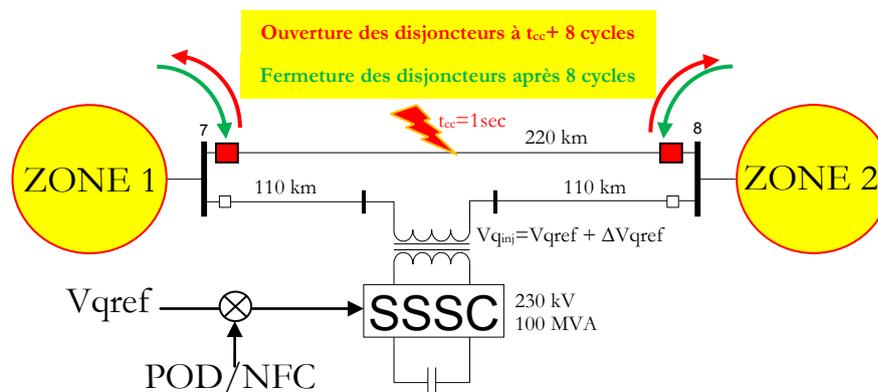


Figure 4.20. Court-circuit triphasé sur la ligne dépourvue d'un SSSC.

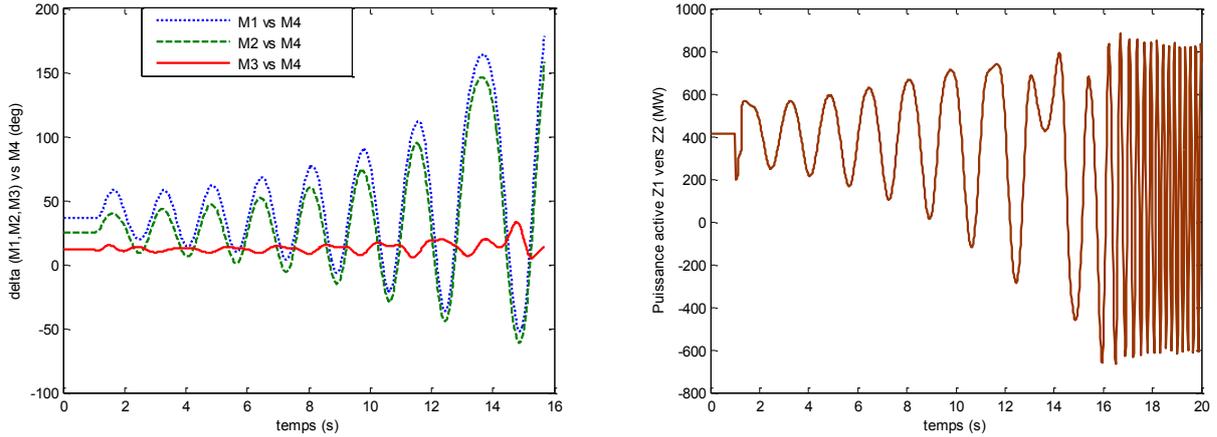


Figure 4.21. Résultat après un court-circuit triphasé de 8 cycles.

Les graphes de la (Figure 4.21) on montre que le système est instable et le synchronisme est perdu dès que le déphasage entre deux machines ($M1$ et $M4$) atteint 180° . Le système devient fortement oscillatoire et ne se stabilise jamais. Ceci est dû au fait que le système est un peu stressé. Les lignes de transport entre les deux régions fonctionnent presque en leur point maximal. Ceci se traduit par une grande sensibilité aux défauts pouvant provoquer l'instabilité totale.

L'intégration du SSSC permet de rendre le réseau plus stable et lui permet de retrouver son point de fonctionnement initial après l'élimination du défaut.

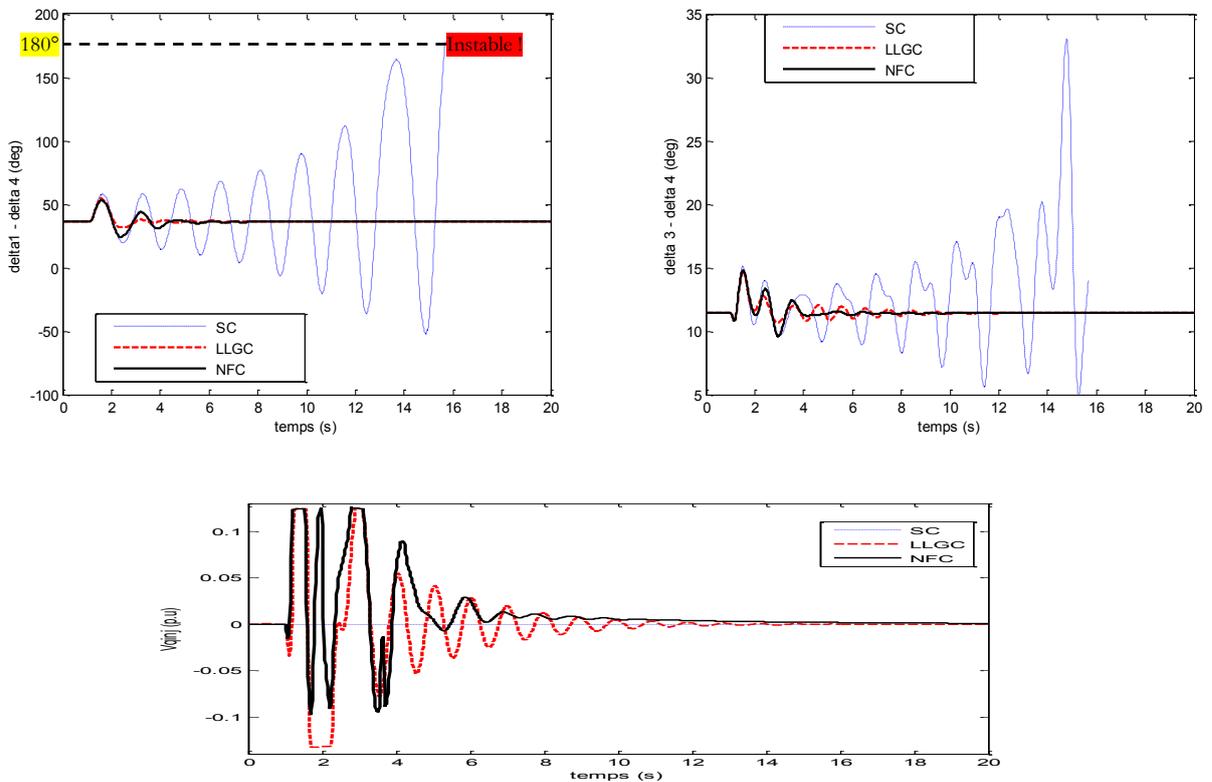


Figure 4.22. Effet du SSSC sous un contrôle neuro-flou.

4.7. Conclusion

L'utilisation de la technique hybride neuro-flou a permis la conception et le calcul d'un régulateur performant dans le contrôle d'un FACTS série (SSSC). Le calcul des paramètres du contrôleur neuro-flou a été fait en utilisant la méthode de réplique de contrôleur qui permet un calcul dans les mêmes conditions de fonctionnement. Le contrôleur conçu agit sur la boucle de régulation du SSSC afin de moduler la tension injectée par ce dernier sur un signal mesuré sur le réseau. Ceci permet un amortissement des oscillations de basse fréquence qui peuvent apparaître dans le réseau suite à une perturbation de petite ou grande ampleur.

Un réseau à un jeu de barres infini communément utilisé dans l'exploitation des réseaux électriques a été considéré, ensuite une extension vers un réseau multi machine a été étudié pour analyser les oscillations locales et interrégionales. Les résultats de simulation obtenus montrent que le contrôle neuro-flou sur un élément FACTS est très efficace en termes d'amortissement des oscillations. Une comparaison avec un contrôleur classique de type compensateur de phase montrent que les performances sont similaires voire parfois meilleures dans certains cas.

CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET PERSPECTIVES

Le maintien de la stabilité des réseaux électriques est d'une importance capitale dans l'exploitation des réseaux électriques. En effet, les dispositifs connectés au réseau et qui servent au maintien et à l'amélioration de la stabilité transitoire sont multiples. Les systèmes FACTS présentent une solution très pratique pour l'amélioration de la stabilité des réseaux électriques.

Dans ce mémoire, on a exposé les différents types de stabilité des réseaux électriques ainsi que les méthodes suivies pour son amélioration dans lesquelles les systèmes FACTS qui sont détaillés dans le chapitre 2 avec leurs types, caractéristiques et leurs influences sur les différents paramètres du réseau.

Le chapitre 3 couvre des explications des définitions sur les réseaux de neurones artificiels et la logique floue ainsi que la technique hybride qui consiste à réunir les deux approches pour constituer une seule (neuro-flou).

Nous avons appliqué, dans le chapitre 4, le contrôle neuro-flou sur un élément FACTS afin d'améliorer la stabilité transitoire du réseau électrique. Des techniques très variées existent pour la synthèse du signal de commande pour un régulateur neuro-flou. Nous avons opté pour une technique appelée « réplique du contrôleur » qui permet de concevoir un contrôleur neuro-flou dans les mêmes conditions de fonctionnement du système contrôlé par un contrôleur classique.

Le calcul du contrôleur neuro-flou repose sur le calcul des paramètres du régulateur neuro-flou (fonction d'appartenances et les règles floues) par apprentissage en se basant sur une méthode hybride combinant la retro propagation de l'erreur et les moindres carrés sous une structure ANFIS. On a choisi le point de fonctionnement le plus critique qui est la pleine charge de l'alternateur pour générer les données de l'apprentissage. Ensuite, l'élément FACTS (SSSC) est contrôlé via NFC en modulant la tension série injectée dans le réseau sur un signal mesuré à partir du réseau afin d'amortir les oscillations de puissance du réseau après une grande perturbation.

Le contrôle neuro-flou a été appliqué sur le SSSC inséré dans un réseau à un jeu de barres infini. Le réseau étudié est sujet d'une forte perturbation en différents points de fonctionnement. Ensuite, pour étudier les oscillations locales et interrégionales, on a opté pour un réseau de 4 machines 11 jeux de barres, soumis à des perturbations de petite et de grande ampleur.

Les résultats obtenus montrent que le contrôle neuro-flou sur les FACTS est efficace en termes de maintien de stabilité du réseau électrique simple ou de taille relativement grande. L'amortissement des oscillations de puissance locale et interrégionale se montre bien et dans différents point de

fonctionnement du réseau électrique. On a même vérifié que l'effet d'un élément FACTS sous un contrôle neuro-flou est l'amélioration et le maintien de stabilité du réseau même si ce dernier fonctionne en un point de fonctionnement critique qui se traduit par une perte de stabilité suite à une perturbation même de faible ampleur.

La recherche dans le domaine de contrôle intelligent des réseaux électriques s'évolue à une vitesse incroyable. Dans le même axe de recherche, des contrôleurs adaptatifs en temps réel pour les FACTS peuvent être conçus ainsi que des techniques de coordination entre les PSS et les systèmes FACTS par les techniques intelligentes pour améliorer au maximum le contrôle du réseau électrique.

Annexe A- Paramètres du réseau à jeu de barres infini

Toutes les données sont en unité relative sauf indication contraire [49].

Générateur :

$S_B=2100$ MVA	$H = 3.7$ s	$V_B = 13.8$ kV	$f = 60$ Hz	$R_S=2.8544e-3$	$X_d = 1.305$	$X'_d = 0.296$
$X''_d = 0.252$	$X_q = 0.474$	$X'_q = 0.243$	$X''_q = 0.18$	$T_d = 1.01$ s	$T'_d = 0.053$ s	$T''_d = 0.1$ s

Transformateur :

$S_B=2100$ MVA	13.8/500 kV	$f = 60$ Hz	$R_1 = 0.002$	$R_2 = 0.002$
$L_1 = 0$	$L_2 = 0.12$	D_1/Y_g	$R_m = 500$	$L_m = 500$

Ligne de transmission :

3 Phases	60 Hz	300 km
$L_1=0.9337e-3$ H/km	$R_1=0.02546$ Ω /km	$R_0=0.3864$ Ω /km
$L_0=4.1264e-3$ H/km	$C_1=12.74e-9$ F/km	$C_0=7.751e-9$ F/km

Le SSSC :

Puissance nominale : $S_{nom}=100$ MVA	Tension nominale : $V_{nom} = 500$ kV
Fréquence : $f=60$ Hz	Tension nominale côté DC : $V_{DC} = 40$ kV.
$\left(\frac{\Delta V_{qref}}{\Delta t}\right)_{max} = 3$ pu/s	Impédance du convertisseur : $R = 0.00533, L = 0.16$
Capacité équivalente du bus continu : $C_{DC} = 375 e-6$ F.	Tension max injectée : $V_q = \pm 0.2$.

La charge au niveau du jeu de barres 1 : 250 MW.

Contrôleur POD classique :

$K_s = 73.4011, T_{1s}=0.3363$ s, $T_{2s}=0.2251$ s, $T_{3s}=0.6443$ s, $T_{4s}=0.7227$ s.

Annexe B- Paramètres du réseau 11 jeux de barres, 4 G.

Paramètres des générateurs :

$P_N = 900 \text{ MVA}$	$V_N = 20 \text{ kV}$	$f_N = 60 \text{ Hz}$	$X_d = 1.8$
$X_d' = 0.3$	$X_d'' = 0.25$	$X_q = 1.7$	$X_q' = 0.55$
$X_q'' = 0.25$	$X_L = 0.2$	$T_{do}' = 8 \text{ s}$	$T_{do}'' = 0.03 \text{ s}$
$T_{qo}' = 0.4 \text{ s}$	$T_{qo}'' = 0.05 \text{ s}$	$R_S = 0.0025$	Paired de pôles = 4

$H = 6.5 \text{ s}$ pour G1 et G2.

$H = 6.125$ pour G3 et G4.

Paramètres des transformateurs :

$S_B = 900 \text{ MVA}$	20/230 kV	$f = 60 \text{ Hz}$	$R_1 = 1e-6$	$R_2 = 1e-6$
$L_1 = 0$	$L_2 = 0.15$	D_1/Y_g	$R_m = 500$	$L_m = 500$

Paramètres des lignes de transport :

3 Phases	60 Hz	
$L_1 = 1.4032e-3$ H/km	$R_1 = 0.0592$ Ω/km	$R_0 = 1.61$ Ω/km
$L_0 = 0.0061$ H/km	$C_1 = 8.775e-9$ F/km	$C_0 = 5.2489e-9$ F/km

Contrôleur POD classique :

$K_s = 184.2214$, $T_{1s} = 0.4982 \text{ s}$, $T_{2s} = 0.3651 \text{ s}$, $T_{3s} = 0.8563 \text{ s}$, $T_{4s} = 0.7227 \text{ s}$.

Références Bibliographiques

- [1] P. M. ANDERSON and A. A. Fouad, *Power System Control and Stability*. Iowa, USA: Press AMES, 1977.
- [2] A. A. LADJICI, "Calcul évolutionnaire application sur l'optimisation de la planification de la puissance réactive," Ecole Nationale Polytechnique Thèse de Magister, 2005.
- [3] T. WILDI and G. SYBILLE, *ELectrotechnique*, 4th ed. 2005.
- [4] H. SAADAT, *Power system analysis*. McGraw-Hill, Inc, 1998.
- [5] B. BOUSSAHOUA, "Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par les méthodes énergétiques," Ecole Nationale Polytechnique Thèse de Magistere Ecole Nationale Polytechnique, 2004.
- [6] L. KARTOBI, "Optimisation de la Synthèse des FACTS par les Algorithmes Génétiques et les Essaims Particulaires pour le contrôle des Réseaux Electriques," Ecole Nationale Polytechnique Thèse de Magister, 2006.
- [7] A. OUALI, "Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux électriques par les réseaux de neurones artificiels et les plans d'expériences," Université des sciences et de la technologie Houari Boumediene Thèse de Magister, 2008.
- [8] H. ELKHATIB, "Etude de la stabilité aux petites perturbations dans les grands réseaux électriques : optimisation de la régulation par une méthode metaheuristique," Université de PAUL CEZANNE D'AIX Thèse de Doctorat, 2008.
- [9] K. BELACHEHEB, "Contribution à l'étude des systèmes de compensation FACTS en général, UPFC en particulier, pour le contrôle du transit de puissance dans un réseau de transport ," Université de HENRI POINCARÉ Thèse de Doctorat de Université de HENRI POINCARÉ, 2001.
- [10] H. MERMOUL, "Evaluation de la stabilité transitoire des réseaux d'énergie électrique par le critère d'égalité des aires élargie," Ecole Natinale Polytechnique Projet de fin d'étude, 2007.
- [11] M. CRAPP, *Stabilité et sauvegarde des réseaux d'énergie électrique*, LAVOISIER, Ed. France: Bermes science publication, 2003.
- [12] p. KUNDUR, *Power System Stability and Control*. New York, USA: McGraw Hill Inc, 1994.
- [13] J. H. CHOW, G. J. SANCHEZ, H. J. Ren, and S. WANG, "Power System Damping Controller Design Using Multiple Input Signals," *IEEE Control Systems Magazine*, pp. 82-90, Aug. 2000.
- [14] P. Zhang and H. Coonik A, ""Coordinated Synthesis of PSS Parameters in multi-machine Power Systems Using the method of inequalities Applied to Genetic Algorithms"," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 2, pp. 811-816, May 2000.
- [15] L. G. Leonard, *Power System stability*. Taylor & francis Group, LLC, 2006.
- [16] E. GHOLIPOUR SHAHRAKI, ""Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électrique "," Université HENRY POINCARÉ Thèse de doctorat , 2003.

-
- [17] A. GHERBI, "Developpement d'un programme orienté objets de la stabilité transitoire des réseaux électriques," Université Ferhat Abbas Thèse de doctorat d'état, 2006.
- [18] R. A. Ramos, "Stability analysis of power systems considering AVR and PSS output limiters," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 31, p. 153–159, 2009.
- [19] X. Y. Bian, C. T. Tse, J. F. Zhang, and K. W. Wang, "Coordinated design of probabilistic PSS and SVC damping controllers," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 33, p. 445–452, 2011.
- [20] G. Ayetül and Y. Tankut, "An educational software package for Thyristor Switched Reactive Power Compensators using Matlab/Simulink," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 18, p. 366–377, 2010.
- [21] G. Gabriela, "FACTS Flexible AC Transmission Systems," *EEH - Power Systems Laboratory ETH Zurich 14.*, Jan. 2005.
- [22] C. Dheeman and G. Arindam, "Improvement of transient stability of power systems with STATCOM-controller using trajectory sensitivity," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 33, p. 531–539, 2011.
- [23] M. Marcelo G, M. Pedro E, and H. Edson, "Static synchronous compensator with superconducting magnetic energy storage for high power utility applications," *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 2316–2331, 2007.
- [24] H. Shayeghi, A. Safari, and H. A. Shayanfar, "PSS and TCSC damping controller coordinated design using PSO in multi-machine power system," *Energy Conversion and Management*, vol. 51, p. 2930–2937, 2010.
- [25] K. R. Padiyar, *FACTS controllers In Powertransmission And Distribution*. New Age International, 2007.
- [26] F. André M.D and B. W. Jos´e A.L, "A robust adaptive LQG/LTR TCSC controller applied to damp power system oscillations," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, p. 956–964, 2007.
- [27] M. S. Castro, H. M. Ayres, V. F. d. Costa, and L.C.P, "Impacts of the SSSC control modes on small-signal and transient stability of a power system," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, p. 1–9, 2007.
- [28] M. H. Haque, "Damping improvement by FACTS devices: A comparison between STATCOM and SSSC," *Electric Power Systems Research*, vol. 76, p. 865–872, 2006.
- [29] N. Magaji and M. W. Mustafa, "Optimal location and signal selection of UPFC device for damping oscillation," *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 33, p. 1031–1042, 2011.
- [30] M. R. Banaei and A. Kami, "Interline power flow controller (IPFC) based damping recurrent neural network controllers for enhancing stability," *Energy Conversion and Management*, vol. 52, p. 2629–2636, 2011.
- [31] A. Vinkovic and R. Mihalic, "A current-based model of an IPFC for Newton–Raphson power flow," *Electric Power Systems Research*, vol. 79, p. 1247–1254, 2009.
- [32] S. Alvisi and M. Franchini, "Fuzzy neural networks for water level and discharge forecasting with uncertainty," *Environmental Modelling & Software*, vol. 26, pp. 523–537, 2011.
- [33] R. Teschl, W. L. Randeu, and F. Tesc, "Improving weather radar estimates of rainfall using feed-forward neural networks," *Neural Networks*, vol. 20, p. 519/527, 2007.
-

-
- [34] A. Mestan, "Introduction aux Réseaux de Neurones Artificiels Feed Forward," alp.developer.com.
- [35] O. Hiroyuki and G. Yukio Pegio, "Recurrent neural network architecture with pre-synaptic inhibition for incremental learning", " *Neural Networks*, vol. 19, p. 1106–1119, 2006.
- [36] J. RUDE, "Développement d'un modèle statistique neuronal pour la description fine de la pollution par le dioxyde d'azote : application à la région parisienne," Université Paris XII Thèse de Doctorat, 2008.
- [37] F. Alain, *classification et commande par réseaux de neurons*. France: Lavoisier, 2006.
- [38] L. A. Zadeh, "fuzzy sets," *Informatic and Control* , vol. 8, p. 338–353, 1965.
- [39] F. Sur, "presentation de la logique floue," Ecole Normale Supérieure de Cachan, 1997.
- [40] G. J. Klir and B. Yuan, *Fuzzy sets and fuzzy logic: theory and applications*. New Jersey, USA: PrenticeHall. Inc. Upper Saddle River, 1994.
- [41] S. Kiat Yee and M. Jovica V, "Fuzzy Logic Controller for Decentralized Stabilization of Multimachine Power Systems," *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, vol. 16, no. 4, Aug. 2008.
- [42] C. C. Lee, "Fuzzy logic in control systems: Fuzzy logic controller," *IEEE Transactions on Systems, Man, and Cybernetics*, vol. 20, no. 2, p. 419–435, 1990.
- [43] M. Sugeno, "On stability of fuzzy systems expressed by fuzzy rules with singleton consequents," *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, vol. 7, no. 2, p. 201–224, 1999.
- [44] J. -S. R. Jang, "Anfis: adaptive-network-based fuzzy inference system," *IEEE Transaction on System Man and Cybernetics* , vol. 23, no. 3, p. 665–685, 1993.
- [45] M. Aliyari Shoorehdeli and M. Teshnehla, "Identification using ANFIS with intelligent hybrid stable learning algorithm approaches and stability analysis of training methods," *Applied Soft Computing* , vol. 9, pp. 833-850, 2009.
- [46] S. Panda, S. C. Swain, P. K. Rautray, and R. K. MalikG. P, "Design and analysis of SSSC-based supplementary damping controller," *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 18, no. 9, pp. 1199-1213, Oct. 2010.
- [47] P. FARZAD and M. FRED, "Sliding controller for damping inter-area power oscillations," *Computers and Electrical Engineering*, vol. 28, p. 599–610, 2002.
- [48] K. S and P. K.R, "Discrete control of unified power flow controller for stability improvement ," *Electric Power Systems Research*, vol. 75, p. 178–189, 2005.
- [49] Mathwork. SimPowerSystems User's Guide. [Online]. <http://www.mathworks.com/products/simpower/>
-

تهتم هذه المذكرة بدراسة و إدخال التّحكم المرتكز على التقنية المزوجة بين المنطق الغامض LF وشبكات الأعصاب الاصطناعية RNA على أنظمة التّحكم السّلس بأنظمة الطاقة الكهربائية FACTS. إدخال هذه الأنظمة يضمن تحكّمًا أفضل و سهل بشبكات الطاقة الكهربائية، انطلاقًا من تعويض الطاقة المتفاعلة الرديّة وصولًا إلى المساهمة في الحفاظ على استقرار أنظمة الطاقة الكهربائية. إن وسائل التّحكم بأنظمة FACTS عديدة، و الطّرق الكلاسيكية أسّعت لأعوام عديدة، و لكن مع تزايد حجم الشّبكات الكهربائية أصبح من الضروري إدخال أنظمة التّحكم بواسطة الذكاء الاصطناعي كالمنطق الغامض و شبكات الأعصاب الاصطناعية. في هذه المذكرة نقتراح تحكّمًا يرتكز على تقنية المزوجة بين LF و RNA على أنظمة FACTS من أجل تحسين الاستقرار العابر لشبكات الطاقة الكهربائية في مختلف مستويات تشغيل و استعمال شبكات الطاقة الكهربائية.

كلمات مفتاحية: شبكات كهربائية، الاستقرار العابر، المنطق الغامض، شبكات الأعصاب الاصطناعية، FACTS.

Résumé :

Ce mémoire a pour objectif l'étude et l'intégration d'un contrôleur neuro-flou sur les systèmes FACTS et son impact sur la stabilité transitoire du système électrique. L'intégration de ces éléments a permis un contrôle fluide et facile des réseaux électriques lorsqu'il est soumis une perturbation donnée. Les contrôles appliqués sur les FACTS sont multiples. Les méthodes classiques de commande ont été appliquées pendant de longues années. Cependant, avec l'accroissement de la taille et la complexité des réseaux électriques, des techniques intelligentes comme la logique floue et les réseaux de neurone s'avèrent nécessaires. Dans ce mémoire, un régulateur à base d'une configuration hybride des deux techniques intelligentes a été conçu et calculé pour l'intégrer sur un élément FACTS afin d'améliorer la stabilité transitoire d'un réseau électriques dans différents points de fonctionnement rencontrés dans l'exploitation des réseaux électriques.

Mots clés : Réseaux électriques, stabilité transitoire, contrôle neuro-flou, FACTS.

Abstract:

This thesis aims to study and integration of a neuro-fuzzy controller of FACTS systems and its impact on transient stability of power system. The integration of these elements allows a smooth and easy control of power systems when subjected a given disturbance. Controls are applied to multiple FACTS. Conventional methods of control have been applied for many years. However, with increasing size and complexity of electrical networks, intelligent techniques like fuzzy logic and neural networks are needed. In this thesis, a controller based on a hybrid configuration of the two intelligent techniques was designed and calculated to embed in FACTS element to improve transient stability of an electrical network in different operating points encountered in the operation of power systems.

Key Words : Power system, transient stability, fuzzy neural, FACTS.