

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
وزارة التعليم العالي و البحث العلمي
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

Numéro de série :.....

Numéro d'inscription : DGE/04/17



جامعة محمد بوضياف - المسيلة
Université Mohamed Boudiaf - M'sila

Université Mohamed Boudiaf - M'sila
Faculté de technologie

THESE

Présenté au département de Génie Electrique
Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT EN SCIENCES

En :

Génie Electrique

Par :

M. GRICHE Issam

THEME :

**Contribution au contrôle de la tension des réseaux
électriques en présence de la production décentralisée**

Soutenu le 11/07/2021 devant le Jury :

M. KHETTAB Khathir	MC « A »	Université de M'sila	Président
M. MESSALTI Sabir	Professeur	Université de M'sila	Directeur de thèse
M. SAOUDI Kamel	MC « A »	Université de Bouira	Co-directeur de thèse
M. BENSALFIA Yassine	MC « A »	Université de Bouira	Examineur
M. MADANI Lakhdar	MC « A »	Université de Sétif 1	Examineur
M. ZEMMIT Abderrahim	MC « A »	Université de M'sila	Examineur

Je dédie ce modeste travail,

à mes parents, à toute ma famille,

à ma femme et ma fille.

Remerciements

Je souhaiterais tout d'abord à exprimer ma profonde gratitude envers mes deux directeurs de thèse : M. **Sabir MESSALTI** et M. **Kamel SAOUDI** pour leur encadrement exceptionnel et qui ont énormément de qualités humaines qui m'ont permis de réaliser cette thèse de doctorat dans les meilleures conditions.

Mes sentiments respectueux et reconnaissants s'adressent tout particulièrement aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à ce travail :

- M. **KHETTAB Khathir** de m'avoir fait l'honneur de présider mon jury.
- M. **BENSAFIA Yassine** d'avoir accepté d'être examinateur en émettant des remarques constructives.
- M. **MADANI Lakhdar** d'avoir participé à mon jury et pour ses commentaires pertinents sur mon travail.
- M. **ZEMMIT Abderrahim** qui me fait l'honneur de participer au jury de cette thèse

Je tiens à remercier également mes amis, mes parents, ma femme qui ont été un grand support durant ces années.

M'sila, le 18/05/2021
GRICHE Issam

Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	1
1.Introduction.....	1
2.Evolution du réseau électrique	2
3.Description de la problématique.....	3
4. Objectifs.....	3
5.Organisation de la thèse.....	4
Chapitre 01.....	5
GENERALITES SUR LES MOYENS DE CONTROLE DE LA TENSION DES RESEAUX ELECTRIQUES EN PRESENCE DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE	5
1.1. Introduction.....	5
1.2. Généralités sur le fonctionnement du réseau électrique	6
1.2.1. Paramètres limites d'utilisation d'un réseau électrique	6
1.2.2. Contrôle de la tension des réseaux électriques	8
1.3. Généralités sur la production décentralisée	11
1.3.1. Différents types de la production décentralisée	12
1.3.2. Statistiques de l'évolution de l'énergie électrique.....	15
1.4. Impact de la production décentralisée sur le contrôle de la tension du réseau électrique.....	17
1.4.1. Impacts sur le sens de transit de puissance.....	17
1.4.2. Impacts sur la stabilité du système.....	17
1.4.3. Impacts sur la qualité de service.....	18
1.4.4. Impacts sur l'observabilité et de contrôlabilité du système.....	18
1.4.5. Impacts sur la continuité de service.....	18
1.4.6. Impacts sur le plan de protection.....	18
1.4.7. Impacts sur le plan de tension	19
1.5. Moyens de contrôle de la tension des réseaux électriques	20
1.5.1. Réglage de la tension dans le réseau de transport.....	20
1.5.2. Réglage de la tension dans le réseau de distribution	23
1.6. Méthodes de contrôle de tension des réseaux électriques en présence de la PD.....	31
1.6.1. Principe de base.....	31
1.6.2. Contrôle de puissance réactive avec condensateurs shunt commutés.....	32
1.6.3. Méthodes de contrôle de la tension des réseaux électriques en présence de la PD proposées	33

1.7. Conclusion	34
Chapitre 02.....	35
APPROCHE NEURO FLOUE POUR LE CONTROLE DE LA TENSION DU RESEAU ELECTRIQUE	35
2.1. Introduction.....	35
2.2. Réseaux de neurones	35
2.2.1. Neurone formel	35
2.2.2. Réseaux non bouclés.....	36
2.2.3. Réseaux bouclés.....	38
2.2.4. Apprentissage dans les réseaux de neurones.....	39
2.3. Commande par les réseaux de neurones.....	41
2.3.1. Réplique d'un régulateur.....	41
2.3.2. Identification du modèle inverse.....	42
2.4. Systèmes flous.....	43
2.4.1. Ensembles flous	43
2.4.2. Variables linguistiques.....	44
2.4.3. Règles et operateurs flous	45
2.4.4. Structure interne d'un contrôleur flou	46
2.5. Systèmes neuro-flous.....	46
2.5.1. Configuration neurone-flou hybride	47
2.5.2. Système ANFIS (Adaptative Neural Fuzzy Inference System).....	48
2.6. Procédure de simulation.....	48
2.6.1. Application sur un système mono machine	48
2.6.2. Application sur un réseau multi-machines.....	55
2.7. Conclusion	72
Chapitre 03.....	74
CONTROLE DE LA TENSION PAR UN SVC COMMANDE PAR UN PI OPTIMISE PAR GA ET BA	74
3.1. Introduction.....	74
3.2. Optimisation basée sur l'algorithme génétique (AG)	75
3.2.1. Généralités sur les algorithmes génétiques (AGs).....	75
3.2.2. Fonctionnement des Algorithmes Génétiques	76
3.2.3. Description détaillé des algorithmes génétiques.....	77
3.2.4. Influence des paramètres d'un AG	80
3.3. Optimisation basée sur Bees Algorithme (BA).....	81

3.3.1. Initialisation de l'algorithme	82
3.3.2. Description de l'algorithme.....	82
3.3.3. Pseudo-code de l'algorithme	83
3.3.4. Critère d'arrêt de l'algorithme	84
3.3.5. Variantes de l'algorithme.....	85
3.4. Compensateur statique de puissance réactive SVC.....	85
3.5. Résultats de simulation	86
3.5.1. Analyse de la stabilité transitoire.....	90
3.5.2. Analyse du contrôle de la tension.....	91
3.6. Conclusion	94
Chapitre 04.....	95
CONTROLE DE LA TENSION PAR LA COMMANDE DE LA PUISSANCE EOLIENNE INJECTEE AU RESEAU	
	95
4.1. Introduction.....	95
4.2. Etat de l'art.....	95
4.3. Théories des modes glissants	97
4.3.1. Les modes de la trajectoire dans le plan de phase	98
4.3.2. Conception de la commande par mode de glissement.....	99
4.4. Description du système de production éolienne.....	105
4.5. Stratégies de contrôle du système éolien.....	106
4.5.1. Algorithme de suivi du point de puissance maximale.....	106
4.5.2. Contrôle de l'angle des pales (<i>Pitch Control</i>)	107
4.6. Algorithme de contrôle de puissance injectée	108
4.6.1. Choix de la surface de glissement.....	108
4.6.2. Loi de contrôle du mode glissant.....	109
4.6.3. Etude de stabilité et de la robustesse	110
4.6.4. Elimination du phénomène <i>de chattering</i>	111
4.7. Résultats de simulation	112
4.7.1. Analyse de la tension sans l'intégration de la ferme éolienne lors d'une surcharge.....	113
4.7.2. Analyse de la tension sans l'intégration de la ferme éolienne lors d'un court-circuit.....	113
4.7.1. Analyse de la tension avec l'intégration de la ferme éolienne lors d'un court-circuit.....	114
4.8. Conclusion	117
CONCLUSIONS GENERALES ET PERSPECTIVES	
	118
1.Introduction.....	118
2.Travaux effectués.....	118
3.Résultats obtenues.....	119

4.Perspectives.....	Erreur ! Signet non défini.
ANNEXES.....	P.A
Annexe A Paramètres des réseaux de test.....	P.A.1
Annexe B Paramètres de la chaine de conversion éolienne.....	P.A.5

Liste des figures

Figure 1.1. Energie totale consommée dans le monde	15
Figure 1.2. Développement de la production d'électricité à partir des sources renouvelables	16
Figure 1.3. Organisation du réglage hiérarchisé de tension	21
Figure 1.4. Réactance contrôlée par thyristor	25
Figure 1.5. Capacité commutée par un thyristor	26
Figure 1.6. Compensateur statique synchrone	27
Figure 1.7. Élément de base d'un TSSC	28
Figure 1.8. Capacité série contrôlée par thyristor (TCSC)	28
Figure 1.9. Forme générale d'un UPFC	29
Figure 1.10. Contrôleur de puissance interlignes	30
Figure 1.11. Schéma unifilaire et diagramme vectorielle correspondant pour une illustration de la chute de tension dans un système électrique.....	31
Figure 1.12. Schéma unifilaire pour illustrer la chute de tension dans un système électrique avec PD.	32
Figure 2.1. Modèle de base d'un neurone formel	36
Figure 2.2. Perceptron à une couche cachée.....	37
Figure 2.3. Réseaux de neurones récurrents	38
Figure 2.4. Schéma de principe d'identification par réseau de neurones	40
Figure 2.5. Structure d'identification série parallèle.....	41
Figure 2.6. Structure d'identification parallèle	41
Figure 2.7. Commande neuronale par réplique d'un contrôleur conventionnel.....	42
Figure 2.8. Commande neuronale par identification du modèle inverse	42
Figure 2.9. Représentation de la température d'un corps par les ensembles classiques et flous	43
Figure 2.10. Variables linguistiques	44
Figure 2.11. La partition supérieure ne peut s'interpréter en termes linguistiques.....	45
Figure 2.12. Structure interne d'un système flou	46
Figure 2.13. Différentes architectures des systèmes neuro-flous	47
Figure 2.14. Réseau à jeu de barres infini avec turbine éolienne et un SVC.....	49
Figure 2.15. Système de PSS.....	50
Figure 2.16. Emplacement du contrôleur neuro-flou sur le système d'excitation	51
Figure 2.17. Fonction de transfert du système d'excitation.....	51
Figure 2.18. Structure neurone floue proposée.....	52
Figure 2.19. Commande par réplique du contrôleur.....	53
Figure 2.20. Procédure de simulation pour le calcul du NFC.....	54

Figure 2.21. Fonctions d'appartenances calculées par l'ANFIS	54
Figure 2.22. Résultats de simulation.....	55
Figure 2.23. Réseau de test IEEE 3 Générateurs 9 jeux de barres avec intégration des fermes éoliennes	56
Figure 2.24. Modèle de régulateur de tension automatique (AVR).....	57
Figure 2.25. Emplacement du NFC sur le régulateur de vitesse	60
Figure 2.26. Structure du NFC calculé.....	61
Figure 2.27. Contrôleur de vitesse classique.	61
Figure 2.28. Commande par réplique du contrôleur	62
Figure 2.29. Procédure de simulation pour le calcul du NFC.....	62
Figure 2.30. Fonctions d'appartenances calculées par l'ANFIS pour le cas de la ferme éolienne connectée au jeu de barre générateur.....	63
Figure 2.31. Fonctions d'appartenances calculées par l'ANFIS pour le cas de la ferme éolienne connectée au jeu de barre charge.....	64
Figure 2.32. Schéma de simulation pour le cas de la ferme éolienne connectée au jeu de barre générateur.....	64
Figure 2.33. L'organigramme de la procédure de simulation	65
Figure 2.34. Résultats de simulation sans l'intégration de la ferme éolienne et sans contrôleur	66
Figure 2.35. Résultats de simulation avec l'intégration de la ferme éolienne et sans contrôleur.....	67
Figure 2.36. Résultats de simulation avec l'intégration de la ferme éolienne et avec le contrôleur ANFIS	68
Figure 2.37. Réseau de test IEEE 3 Générateurs 9 jeux de barres avec intégration des fermes éoliennes	69
Figure 2.38. Schéma de simulation pour le scénario 2	69
Figure 2.39. Résultats de simulation sans l'intégration de la ferme éolienne et sans contrôleur	70
Figure 2.40. Résultats de simulation avec l'intégration de la ferme éolienne et avec le régulateur classique de vitesse	71
Figure 2.41. Résultats de simulation avec l'intégration de la ferme éolienne et avec le contrôleur ANFIS	72
Figure 3.1. Schéma de principe d'un algorithme génétique.....	77
Figure 3.2. Module avancé de l'SVC	85
Figure 3.3. Réseau à jeu de barres infini avec turbine éolienne et un SVC.....	86
Figure 3.4. SVC avec PI contrôleur.....	87
Figure 3.5. Organigramme pour l'optimisation de la simulation stochastique.....	89
Figure 3.6. Système étudié simulé par le logiciel MATLAB.....	89
Figure 3.7. Fonction d'appartenance.....	90
Figure 3.8. Résultat de simulation de la stabilité transitoire	91
Figure 3.9. (a) Profil de la puissance éolienne injectée, (b) Profil de la puissance active et réactive consommée par la charge	91
Figure 3.10. Résultat de simulation de la régulation de tension en utilisant BA. (a) Sans SVC, (b) Avec SVC	92
Figure 3.11. Résultat de simulation de la régulation de tension en utilisant GA	93

Figure 3.12. Résultat de simulation de la régulation de tension avec la variation brusque de $V_{\text{réf}}$	93
Figure 4.1. Trajectoires de f^+ et de f^- pour le mode de glissement	98
Figure 4.2. Les modes de trajectoire dans le plan de phase.....	98
Figure 4.3. Linéarisation exacte de l'écart.....	100
Figure 4.4. Trajectoire de l'état vis-à-vis la surface de glissement	101
Figure 4.5. Commande appliquée aux systèmes à structure variable	101
Figure 4.6. Représentation de la fonction "SIGN"	103
Figure 4.7. Fonction « <i>SAT</i> »	104
Figure 4.8. Fonction de lissage (<i>SMOOTH</i>).....	104
Figure 4.9. Topologie du système de production éolienne.....	106
Figure 4.10. Caractéristique mécanique de la turbine éolienne pour différentes vitesse du vent.....	107
Figure 4.11. Modèle de contrôle des pales proposé (pitch control).....	108
Figure 4.12. Schéma fonctionnel de la commande instantanée proposée	111
Figure 4.13. Modèle du contrôle de tension proposé.....	112
Figure 4.14. Réseau de test IEEE 3 Générateurs 9 jeux de barres avec intégration de la ferme éolienne	112
Figure 4.15. Profil de tension dans tous les jeux de barres du réseau électrique sans l'intégration de la ferme éolienne	113
Figure 4.16. (a) Angle du rotor pour les 3 générateurs, (b) Vitesse angulaire pour les 3 générateur, (c) Profile de tension dans tous les jeux de barres, (d) Spectre de tension dans tous les jeux de barres	114
Figure 4.17. Résultats de la simulation de la loi de commande en mode glissant.....	115
Figure 4.18. Résultats de la simulation avec l'intégration de la ferme éolienne	116
Figure 4.19. Résultats de la simulation avec l'intégration de la ferme éolienne et avec la commande proposée.	116

Liste des tableaux

Tableau 1.1. Contribution des systèmes FACTS dans les réseaux électriques	30
Tableau 3.1. Paramètres des AG.....	88
Tableau 3.2. Paramètres des BA	88
Tableau 3.3. Règles floue	90

Listes des Acronymes et Symboles

Acronymes

ANFIS	Adaptive Neural Fuzzy Inference System
AVR	Automatic Voltage Regulator
CCT	Critical Clearing Time
SMC	Sliding mode control
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems
DG	Distributed Generator
MPPT	Maximum Power Point Tracking
WTG	Wind Turbine Generator
OLTC	On-Load-Tap-Changer
PSS	Power System Stabilizers
RVR	Regional/area Voltage Regulation
WT	Wind Turbine
SCIG	Squirrel Cage Induction Generator
GA	Genetic Algorithm
BA	Bees Algorithm
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
PD	Production Décentralisée
HT / THT	Haute Tension / Très Haute Tension
OS	Opérateur Système
C_p	Coefficient de puissance
MADA	Machine Asynchrone Double Alimentation
RN	Réseaux de Neurones
MLI	Modulation de Largeur d'Impulsion
NFC	Neuro-flou Contrôle.
PI	Proportionnel ; Intégrateur
MC	Mode de Convergence
MRP	Mode de Régime Permanent
MG	Mode de Glissement

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}	Poid de connection d'un reseau de neurone
B_{SVC}	Susceptance du SVC
H_i	Constante d'inertie de $i^{\text{ème}}$ générateur
D_i	Constante d'amortissement de $i^{\text{ème}}$ générateur
ω_i	Vitesse angulaire du rotor de $i^{\text{ème}}$ générateur
δ_i	Angle du rotor de $i^{\text{ème}}$ générateur
P_{mi}	Puissance d'entrée mécanique du $i^{\text{ème}}$ générateur
P_{ei}	Puissance électrique d'entrée du $i^{\text{ème}}$ générateur
T'_{d0i}, T'_{q0i}	Constantes de temps transitoires sur les axes d et q
E'_{di}, E'_{qi}	FEM transitoire sur l'axe d et l'axe q
x'_{di}, x'_{qi}	Réactances transitoires sur les axes d et q
I'_{d0i}, I'_{q0i}	Courants du $i^{\text{ème}}$ générateur sur l'axe d et l'axe q
V_{ex}	Tension d'excitation
V_t	Tension du générateur terminale
R	Rayon des pales de la turbine éolienne
V_w	Vitesse du vent
ρ	Densité de l'air
n	Number of wind turbine
R_r, L_r	Inductance et résistance de ligne.
I_{rd}, I_{rq}	Courants du réseau entre (d, q) dans le cadre de référence.
ω_g	Fréquence angulaire de la tension du réseau.
V_{rd}, V_{rq}	Conception de la loi de contrôle dans le cadre de référence (d, q)
V_{rq}^{eq}, V_{rd}^{eq}	Contrôle équivalent
P_{s_ref}, P_s	Valeur instantanée estimée et définie de la puissance active.
Q_{s_ref}, Q_s	Valeur instantanée estimée et de consigne de la puissance réactive.
$s(P), s(Q)$	Surfaces de glissement
K_{Vrq}, K_{Vrd}	Constantes positives

Déclarations

Déclaration 1

Ce travail n'a pas été déjà accepté et n'est pas soumis en considération pour un diplôme quelconque.

Signé (Issam GRICHE)

Déclaration 2

Cette thèse est soumise pour l'obtention du diplôme de DOCTORAT en Sciences.

Signé (Issam GRICHE)

Déclaration 3

Cette thèse est le résultat de mes propres investigations, sauf indication contraire.

D'autres sources sont reconnues par des références explicites. Une bibliographie est jointe à la fin de ce manuscrit.

Signé (Issam GRICHE)

Listes des travaux de recherche relatives à la thèse

1. Publications Revues Internationales

- **I.GRICHE**, S. MESSALTI, K. SAOUDI, M. Y. TOUAFEK “A New Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) and PI Controller to Voltage Regulation of Power System Equipped by Wind Turbine”, Publication in European Journal of Electrical Engineering (EJEE), Vol. 21, No. 2, pp 149-155, April 2019, <https://doi.org/10.18280/ejee.210204>
- **I.GRICHE**, S. MESSALTI, K. SAOUDI, “Parallel Fuzzy Logic and PI Controller for Transient Stability and Voltage Regulation of Power System Including Wind Turbine ”, Publication in PRZEGLAD ELEKTROTECHNICZNY, ISSN 0033-2097, R. 95 NR 9/2019 [doi:10.15199/48.2019.09.10](https://doi.org/10.15199/48.2019.09.10).
- **I. GRICHE**, S. MESSALTI, K. SAOUDI AND A. ARABI, “Power-System Voltage Control Based THD Correction using a Hysteresis Controller”, Publication in ELEKTROTEHNIŠKI VESTNIK 86(4): 225-231, 2019.
- **I.GRICHE**, S. MESSALTI, K. SAOUDI, “Instantaneous Power Control Strategy for Voltage Improvement in Power Network Equipped by Wind Generator”, Publication in Journal Européen des Systèmes automatisés JESA, Vol. 54, No.1, February, 2021, pp. 147-154. <https://doi.org/10.18280/jesa.540117>
- **I.GRICHE**, S. MESSALTI, K. SAOUDI, M. Y. TOUAFEK, F.ZITOUNI, “A New Controller for Voltage and Stability Improvement of Multi Machine Power System Tuned by Wind Turbine”, Publication in Mathematical Modelling of Engineering Problems MMEP, Vol. 8 , No.1, February, 2021, pp. 81-88. <https://doi.org/10.18280/mmep.080110>

2. Conférences Internationales

- **I. GRICHE**, S. MESSALTI, K. SAOUDI, “Instantaneous Power Control Strategy Simulation of Grid-Connected Converter equipped by Medium Scale Wind Generation System”, 1st International Conference on Electronics and Electrical Engineering (IC3E-2018), November 12-13, 2018, Bouira, Algeria
- **I. GRICHE**, S. MESSALTI, K. SAOUDI, “Instantaneous Power Control to Voltage Regulation in Power System tuned by Wind Turbine”, 1st International Conference on Electronics and Electrical Engineering (IC3E-2018), November 12-13, 2018, Bouira, Algeria.
- **I.GRICHE**, S. MESSALTI, K. SAOUDI “Parallel Fuzzy-Bees Algorithm-Lead Lag Controller to Control the Power System Including Wind Farm”, 2nd International Conference on Electronics and Electrical Engineering (IC3E'2020), November 16, 2020, Bouira, Algeria.

Résumés

ملخص : في السنوات القليلة الماضية ، غالبًا ما تتعرض الأنظمة الكهربائية لاضطرابات يمكن أن تسبب في مشكلة خطيرة ؛ يتم تحديد موثوقيتها من خلال حدود التشغيل والاضطرابات السلوكية. تؤدي هذه الاضطرابات إلى قيود إضافية ، ميكانيكية أو حرارية أو كهربائية على تلك الخاصة بالحالة المستقرة وتعطي عدم استقرار نظام الطاقة. في الآونة الأخيرة ، تم إيلاء اهتمام كبير للتعامل مع مشاكلها ، وهما سيلتان لتحسين الاستقرار ، وتعني الكلاسيكية مثل المحولات ذات الصنابير القابلة للتعديل ، ومحول الطور المتحرك والوسائل الحديثة مثل استخدام وحدة تحكم في المولد والتي تحكم إشارة إضافية في نظام إثارة المولد ، أو باستخدام جهاز تحكم في جانب الخط الذي يشير إلى إشارة تحكم إضافية في أجهزة FACTS للأنظمة. تتطلب أنظمة الطاقة المزيد والمزيد من الأجهزة والتقنيات المتقدمة. في ظل هذه الظروف ، يعد التوليد الموزع (DG) بمصادر بديلة مهمة عاجلة مثل الرياح ، والطاقة الشمسية ، والأمواج ، والمد والجزر ، والوقود الحيوي ، والكتلة الحيوية ، وكلها تشهد اهتمامًا متجددًا وتمويل أبحاث جديد. إحدى تقنيات الطاقة النظيفة البديلة التي يجب النظر إليها هي طاقة الرياح التي تم استخدامها لتشغيل معدات النقل والمعدات الصناعية في المدن واستبدال محطات الطاقة. يتزايد توليد طاقة الرياح بسرعة في السنوات الأخيرة حول العالم. من الصعب أن تلي توقعات النقاط التقليدية لطاقة الرياح الطلب على تحطيط شبكة الطاقة وتشغيلها.

يعد نظام الطاقة الديناميكي وغير الخطي في وجود مولد الرياح أحد أكثر الأنظمة التي صنعها الإنسان تعقيدًا في العالم. تحدث حالات عدم الاستقرار الصغيرة عادةً بسبب التغيرات في القصور الذاتي ، وتغيرات ظروف الحمل ، والخطأ الكهربائي ، وفشل الجهد الكهربائي ، وتغير كبير في العرض المستمر للطلب. لذلك ، فإن وحدات التحكم الجديدة قادرة على تحسين الجهد والتخميد عن طريق التحكم المنسق القائم على توليد طاقة الرياح التي ناقشها المؤلفون. تقدم هذه الرسالة تحليلاً للتحكم في الجهد والثبات في أنظمة الطاقة في ظل وجود التوليد الموزع (DG) وخاصة توليد الرياح للتقنيات والطرق المختلفة.

أول جهاز تحكم هو نظام الاستدلال العصبي الضبابي التكيفي (ANFIS) ووحدة التحكم PI لتحسين الاستقرار العابر وتنظيم ملف الجهد لـ SMIB المتصل بتوربينات الرياح الصغيرة و SVC. يتم استخدام جهاز التحكم ANFIS المدعوم للتحكم في نظام الإثارة للمولد ؛ يتم التحكم في SVC عن طريق تحسين PI بواسطة خوارزمية وراثية و خوارزمية النحل لتحسين جهد ناقل التحميل. علاوة على ذلك ، يتم دراسة تقييم الاستقرار العابر لنظام الطاقة وتنظيم الجهد في حالة التقلب البسيط للطاقة الميكانيكية.

ثاني جهاز تحكم هو نظام فعال لوحدة تحكم ANFIS لتعزيز ملف جهد نظام الاختبار وتقليل تذبذبات نظام الطاقة في وجود توربينات الرياح المتصل في حمل الناقل الذي يتم تطبيق خطأ ثلاثي الطور قوي. اقترح وحدة تحكم ANFIS جديدة لتحسين الطاقة الميكانيكية المطلوبة في الآلات المتزامنة. فعالية جهاز التحكم ANFIS لتعزيز الاستقرار والجهد. تم التحقق من صحة مزايها منجج التحكم المقترح مع الأخذ في الاعتبار نظام الطاقة IEEE 9 Bus في اضطرابات الأعطال.

جهاز تحكم الثالث هو نظام التحكم الفوري في طاقة الرياح لغرض تحسين جودة ملف تعريف الجهد. علاوة على ذلك ، من أجل فحص كفاءة الطريقة المقترحة ، تم تطبيق العديد من السيناريوهات على نظام طاقة اختبار IEEE 9bus لإثبات كفاءة الطريقة المقترحة. أظهرت النتائج المحصل عليها أن وحدة التحكم القائمة على تنظيم الجهد يمكن أن تضمن خاصية التخميد الجيدة لتذبذبات نظام الطاقة وإدارة القوى اللحظية. يتم إجراء عمليات المحاكاة باستخدام برنامج Matlab-Simulink.

أكدت عمليات المحاكاة متانة وتفوق وحدات التحكم المقترحة لخصائص التخميد لتذبذبات النظام فوق أنواع مختلفة من الاضطرابات العابرة. توضح هذه النتائج أن وحدات التحكم المقترحة تؤكد رفضًا أفضل للاضطراب ، والتحكم في الجهد ، وتحافظ على جودة التحكم في نطاق التشغيل الأوسع وتخفف تذبذبات نظام الطاقة.

كلمات مفتاحية : نظام الطاقة ، مولد الرياح ، جهاز التحكم في الجهد ، الاستقرار العابر ، جهاز التحكم ANFIS ، جهاز التحكم PI ، الطاقة المحقونة.

Résumé

Au cours des dernières années, les systèmes électro-énergétiques sont souvent sujets à des perturbations qui peuvent causer de sérieux problèmes; leur fiabilité est définie par les limites de fonctionnement et les comportements soumis à des perturbations. Ces perturbations entraînent des contraintes supplémentaires, mécaniques, thermiques ou électriques à celles du régime permanent et donnent l'instabilité du système électrique. Tout récemment, une attention considérable a été accordée pour faire face à ses problèmes, deux moyens d'améliorer la stabilité, des moyens classiques tels que le transformateur avec prises réglables, un transformateur de phase à décalage et des moyens modernes tels que l'utilisation d'un contrôleur dans le générateur qui contrôle un signal supplémentaire dans le système d'excitation du générateur, ou en utilisant un contrôleur en ligne qui signal de commande supplémentaire dans les dispositifs FACTS du système. Les systèmes d'alimentation nécessitent des appareils et des techniques de plus en plus avancés. Dans de telles circonstances, la production décentralisée (PD) avec des sources alternatives est une tâche urgente, comme le vent, le solaire, les vagues, les marées, les biocarburants et la biomasse connaissent tous un regain d'intérêt et de nouveaux financements pour la recherche. Une autre technologie d'énergie propre qui mérite d'être examinée est l'énergie éolienne qui a été utilisée pour alimenter les équipements de transport et industriels dans les villes et pour remplacer les centrales électriques. La production d'énergie éolienne se développe rapidement ces dernières années dans le monde entier. La prévision ponctuelle conventionnelle de l'énergie éolienne est difficile à répondre à la demande de planification et d'exploitation du réseau électrique.

Un système d'alimentation dynamique et non linéaire en présence d'une éolienne, l'un des systèmes artificiels les plus complexes que le monde ait connus. De petites instabilités surviennent généralement en raison de changements d'inertie, de variations des conditions de charge, de défaut électrique, de coupure de tension et d'un changement majeur de l'offre de demande continue. Par conséquent, les nouveaux contrôleurs sont capables d'améliorer l'amortissement de la tension et de la stabilité par la production d'énergie éolienne basée sur le contrôle coordonné, a été discuté par les auteurs. Cette thèse présente une analyse du contrôle de la tension dans les réseaux électriques en présence de génération distribuée (PD) en particulier la génération éolienne pour différentes techniques et méthodes.

Le premier contrôleur est le système adaptatif d'inférence neuro-floue (ANFIS) et le contrôleur PI pour améliorer la stabilité transitoire et réguler le profil de tension du SMIB connecté à une petite éolienne et SVC. Le contrôleur ANFIS étayé est utilisé pour contrôler le système d'excitation du générateur; le SVC est contrôlé par PI optimisé par un algorithme génétique (GA) et bees algorithme (BA) pour l'amélioration de la tension du bus de charge. En outre, l'évaluation de la stabilité transitoire du système d'alimentation et de la régulation de la tension est étudiée en cas de faible fluctuation de la puissance mécanique.

Dans le second, une approche efficace du contrôleur ANFIS permet de faire avancer le profil de tension du système de test et de réduire les oscillations du système d'alimentation en présence de l'éolienne connectée dans la charge du bus à laquelle un fort défaut triphasé est appliqué. Proposition d'un nouveau contrôleur ANFIS pour améliorer la puissance mécanique requise dans les machines synchrones. L'efficacité du contrôleur ANFIS pour améliorer la stabilité et le profil de tension. Les avantages de l'approche de commande proposée ont été validés compte tenu du système d'alimentation du bus IEEE 9 en cas de perturbations de défaut.

Enfin, une stratégie de contrôle instantané de l'énergie éolienne est présentée dans le but d'améliorer la qualité du profil de tension. De plus, afin d'examiner l'efficacité de la méthode proposée, de nombreux scénarios ont été appliqués au système d'alimentation d'essai IEEE 9bus pour démontrer l'efficacité de la méthode proposée. Les résultats ont montré que le contrôleur basé sur la régulation de tension peut garantir une bonne caractéristique d'amortissement des oscillations du système d'alimentation et gérer les puissances instantanées. Les simulations sont effectuées à l'aide du programme Matlab-Simulink.

Les simulations ont confirmé la robustesse et la supériorité des contrôleurs proposés pour les caractéristiques d'amortissement les oscillations du système. Ces résultats montrent que les contrôleurs proposés offrent une meilleure contrôle des perturbations et un meilleur contrôle de la tension.

Mots-clés – Réseau électrique, générateur éolien, contrôleur de tension, stabilité transitoire, ANFIS contrôleur, PI contrôleur, Puissance Injectée.

Abstract

In the last few years, Electro-energetic systems are often subject to disturbances that can cause serious problem; their reliability is defined by operating limits and behavior subject disturbances. These disturbances lead to additional constraints, mechanical, thermal, or electrical to those of the steady state and give the instability of the power system. Quite recently, considerable attention has been paid to cope with its problems, two means of improving stability, classical means such as transformer with taps adjustable, shifting phase transformer and modern means such as using a controller in the generator which an additional signal control in the exciter system of the generator, or using a controller in line-side which additional control signal in the systems FACTS devices. The power systems require more and more advanced devices and techniques. Under such circumstances, distributed generation (DG) with alternative sources are an urgent task such as Wind, solar, wave, tidal, biofuel and biomass are all experiencing renewed interest and new research funding. One alternative clean energy technology that bears looking at is wind powers which has been used for powering transportation and industrial equipment in cities and replace the power plants. Wind power generation is growing rapidly in recent years around the world. The conventional point forecasting of wind power is difficult to meet the demand of power grid planning and operation.

A dynamic and nonlinear power system in presence of wind generator one of the most complex man made system that seen. Small instabilities usually transpires due to changes in inertia, load conditions variations, electrical fault, voltage failure and a major change in continuous demand supply. Therefore, new controllers are able to improve the voltage and stability damping by the coordinated control based wind power generation was discussed by the authors. This thesis presents an analysis of voltage and stability control in power systems in the presence of distributed generation (DG) in particularly the wind generation for different technics and methods.

The first Controller is Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) and PI controller to improve the transient stability and regulate the voltage profile of SMIB connected to small wind turbine and SVC. The propped ANFIS Controller is used to control the excitation system of generator; the SVC is controlled by PI optimize by genetic algorithm (GA) and bees algorithm (BA) for load bus voltage improvement. Furthermore, assessment of power system transient stability and voltage regulation is studied in case of small fluctuation of mechanical power.

In the second, an effective approach ANFIS controller to advance the test system voltage profile and reduce the oscillations of the power system in presence of the wind turbine connected in the bus load which strong three-phase fault is applied. Proposed a new ANFIS controller to improve the mechanical power required into the synchronous machines. The effectiveness of the ANFIS controller to enhance the stability and voltage profile. The advantages of the proposed control approach have been validated considering the IEEE 9 Bus power system in fault disturbances.

Finally, injected wind power control strategy is presented for improving the quality of the voltage profile. Moreover, in order to examine the efficiency of the proposed method, many scenarios have been applied to IEEE 9bus test power system to demonstrate the efficiency of the proposed method. The results showed that the voltage regulation based controller can guarantee a good damping characteristic for power system oscillations and manage the instantaneous powers. The simulations are performed using the Matlab-Simulink program.

The simulations have confirmed the efficiency and superiority of the proposed controllers for damping results oscillations of transient disturbances. These results demonstrate that the proposed controllers confirm better disturbance rejection and better the voltage control.

Keywords – Power System, Wind Generator, Voltage Controller, Transient Stability, ANFIS Controller, PI Controller, Injected Power.

INTRODUCTION GENERALE

1. Introduction

Les systèmes électriques modernes sont des systèmes à grande échelle avec une structure complexe composée de réseaux maillés et interconnectés. Les réseaux électriques sont continuellement soumis à des variations du point de fonctionnement dues à des modifications de la topologie, des changements de génération et de fluctuations de charges. De plus, les contraintes environnementales limitent fortement les possibilités d'expansion et peut réduire la capacité des réseaux électriques, qui sont par conséquent exploités à proximité de leurs limites de sécurité. L'objectif de la gestion et du contrôle est alors de planifier, coordonner et effectuer rapidement des actions appropriées et efficaces sur le système dans le respect à ses limites [1].

Les problèmes de fonctionnement et de contrôle du réseau électrique ont été gérés dans le siècle dernier par des structures standards dans lesquelles un service public verticalement intégré possédait, gérait et exploitait l'ensemble du secteur électrique, depuis la production, par la transmission, à la distribution [2]. Dans les structures standards, il n'y avait pas de séparation claire entre la gestion de la centrale et le fonctionnement du réseau électrique. De nos jours, l'industrie de l'énergie électrique s'oriente vers la déréglementation partout dans le monde: la production d'électricité est désormais organisée en une structure du marché tandis que les réseaux de distribution sont exploités localement par la distribution les services publics indépendants de la transmission régionale / nationale système [3]. Ensuite, l'adéquation de l'alimentation de la charge est le résultat des actions de différents opérateurs au niveau du transport et de la distribution. [4]

Le fonctionnement du système de transmission est attribué à un système indépendant qui est l'Opérateur Système (OS). Il est le gestionnaire du Système Production – Transport de l'électricité. L'OS veille en particulier à l'équilibre permanent entre la consommation et la production, la sécurité, la fiabilité et l'efficacité de l'alimentation électrique [5].

Au niveau de la distribution et dans les systèmes électriques industriels, l'exigence principal est d'assurer la qualité de l'alimentation tout en étant soumis à une large gamme de phénomènes. Entre autres, la régulation de tension à la fréquence du fondamentale et le total harmonique distorsion (THD) sont des questions particulièrement importantes, visant à assurer une forme d'onde de tension sinusoïdale avec une amplitude adéquate sur tous les systèmes [6]. Leur importance est dûe au nombre croissant d'appareils électroniques de puissance des équipements permettant de contrôler les charges provoquant une distorsion harmonique, et à la sensibilité élevée des charges aux caractéristiques de

forme d'onde de tension. De plus, un nouveau problème se pose dans les systèmes électriques: il s'agit de l'impact sur qualité de puissance de la génération dispersée (ou production décentralisée), c'est-à-dire la connexion de systèmes de conversion d'énergie de petite taille, exploitant principalement les sources d'énergies renouvelables, aux réseaux moyenne ou basse tension. Quand on compare les coûts de la production d'énergie, la production dispersée n'est pas compétitive par rapport à la production de grandes centrales électriques connectées au réseau de transport. Néanmoins, les politiques environnementales poussent à l'exploitation des sources d'énergie renouvelables [7]. Du point de vue technique, la production dispersée a un impact significatif sur l'exploitation et la gestion du réseau électrique. Se référant toujours aux problèmes de régulation de tension et du THD, le principal problème est de garantir une amplitude de tension et une forme d'onde adéquate sur tout le réseau tandis que la génération dispersée varie de manière aléatoire. Cet objectif doit être réalisé sans modifier la structure actuelle de la tension et le contrôle de la puissance réactive dans les réseaux électrique [8].

2. Evolution du réseau électrique

Avec l'augmentation de la puissance demandée, le système d'alimentation doit être augmenté pour atteindre la valeur requise afin d'éviter la perturbation ou la panne du système électrique. L'extension du système électrique par de nouvelles zones doit ajouter de nouvelles centrales électriques avec un nouveau système de transport pour se relier au réseau principal. Cette nouvelle extension entraînera des conditions dans le système d'alimentation comme la chute de tension, diminution de fréquence, facteur de puissance faible, augmentation des pertes de puissance, etc. On prévoit que la production distribuée (PD) jouera un rôle croissant dans le système d'alimentation électrique dans le future proche. La PD est par définition de taille limitée (2 à 50MW) est interconnecté au niveau du poste, du départ de distribution ou des niveaux de charge du client. Les statistiques montrent que la plupart des coupures de courant sont causées par la défaillance du système de distribution, de sorte que l'évaluation de la fiabilité du système de distribution a été largement préoccupée [9]. Ces dernières années, les générations distribuées (PD) sont de plus en plus connectées au système de distribution pour ses caractéristiques flexibles et respectueuses de l'environnement, ce qui change la structure et le mode de fonctionnement du système traditionnel [10]. À l'heure actuelle, certaines recherches ont été effectuées sur l'évaluation de la fiabilité du système de distribution avec la PD[11]. Le réseau électrique a été intrinsèquement radial, l'introduction de la DG se rend le flux de la puissance bidirectionnel c'est-à-dire l'énergie peut provenir de la PD ainsi que du réseau électrique principal [12], ce qui entraîne de nombreuses complications en ce qui concerne le profil de tension du système, la qualité de l'alimentation, l'adéquation, la sécurité, le contrôle du flux de puissance, la gestion de l'énergie, le contrôle de fréquence et la protection. Des exemples de sources d'énergie renouvelables sont les éoliennes, les systèmes photovoltaïques, la biomasse, les piles à combustible et les petites centrales

hydroélectriques [13]. En particulier, les éoliennes ont suscité un intérêt croissant en raison de leurs énergies électriques produites. Cependant, la connexion de la PD présente à la fois des avantages et des inconvénients sur les aspects techniques, économiques et environnementaux [14]. Un niveau de pénétration de PD élevé peut influencer sur le fonctionnement et le contrôle du système électrique et entraîne des impacts techniques qui doivent être identifiés [15]. Sur la base de la littérature discutée, il a été observé que les différents problèmes dans le domaine de la production distribuée sont basés sur la localisation et le dimensionnement optimal de PD, la minimisation des pertes, l'amélioration de la tension et la reconfiguration du réseau électrique après l'intégration de ressources du PD. Cette thèse se concentre principalement sur les techniques de contrôle de tension et la réduction des pertes de puissance en utilisant des unités de production distribuées. L'impact du fonctionnement du PD en mode de régulation de tension a été analysé.

3. Description de la problématique

Ce thème a pour but de développer des solutions qui doivent s'adapter en fonction des évolutions du réseau électrique. Le bon fonctionnement du réseau exige des groupes de production décentralisés une disponibilité et une prévisibilité qui permette de participer à l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité. La production décentralisée participe aux réglages de la fréquence et de la tension du réseau électrique. Des simulations sont réalisées pour différentes configurations du réseau, avec optimisation des paramètres des contrôleurs en utilisant des techniques intelligentes. L'impact de ces derniers sur le bon fonctionnement est montré sur de différents scénarios.

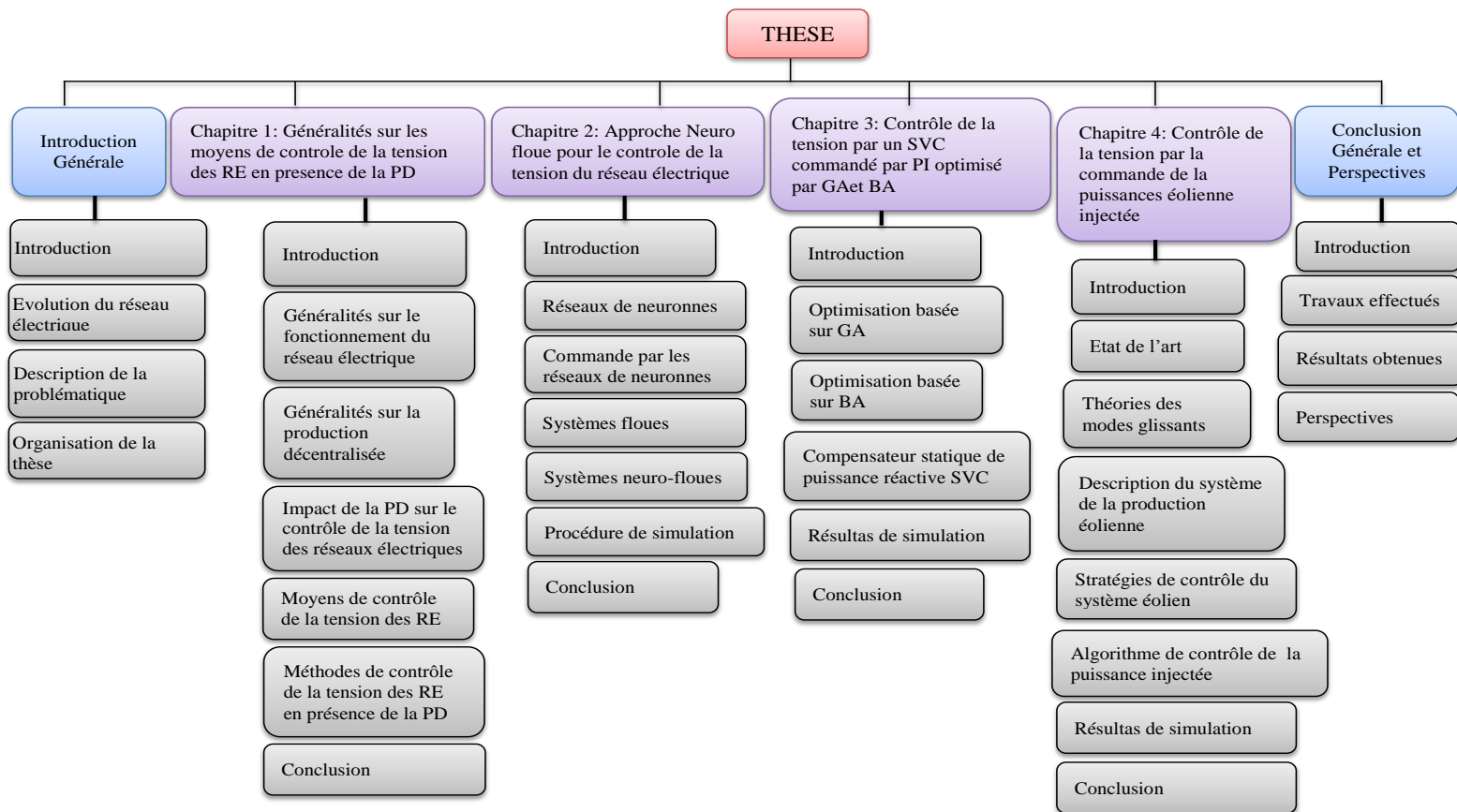
4. Objectifs

Cette recherche représente une étude importante pour le domaine du réseau électrique. Elle se concentre principalement sur les techniques de contrôle de tension et la réduction des pertes de puissance en utilisant des unités de production distribuées. L'impact du fonctionnement du PD en mode de régulation de tension a été analysé. Notre objectifs de ce travail sont résumés comme suit :

1. Faire un point sur les raisons pour lesquels les énergies renouvelables sont devenues une alternative crédible dans les objectifs de dé-carbonisation du mix énergétique et de transition du parc de production d'électricité vers une indépendance des sources fossiles.
2. Développer des régulateurs qui doivent s'adapter en fonction des évolutions du réseau électrique en présence de la production décentralisée.
3. Proposer et développer un outil de réglage de tension et de gestion de la puissance réactive dédiée aux réseaux électriques comportant de la production décentralisée.

5. Organisation de la thèse

L'organisation de la thèse est illustrée dans l'organigramme suivant :



Chapitre 01

GENERALITES SUR LES MOYENS DE CONTROLE DE LA TENSION DES RESEAUX ELECTRIQUES EN PRESENCE DE LA PRODUCTION DECENTRALISEE

1.1. Introduction

Le développement du réseau électrique a été, pendant plus d'un demi-siècle, basé sur de grandes centrales centralisées, avec de grandes unités de production à un nombre relativement restreint d'emplacements. Dans ces stations, la tension est augmentée aux niveaux de haute tension, de très haute tension et d'ultra haute tension (HT, THT et UHT) pour être transmise sur de longues distances via des systèmes de transmission interconnectés. La tension des réseaux de transport HT est ensuite réduite aux réseaux de distribution moyenne tension (MT), puis aux réseaux de distribution radiale basse tension (BT), où l'énergie électrique est distribuée aux charges [16-18].

L'évolution du réseau était basée sur l'économie, la sécurité du système et la qualité de fourniture de l'énergie. Cette vision très centralisée permettait de surveiller et de contrôler le réseau à tout instant. Mais, un certain nombre d'influences ont été combiné pour conduire à un intérêt accru pour l'utilisation de la production à petite échelle, connectée aux systèmes de distribution locaux, communément appelée «Production Décentralisée» (PD) ou « Distributed Generation » (DG) [19-21].

Les évolutions du marché électrique vers la dérégulation ont conduit à libéralisation du marché de l'électricité, contraintes sur la construction de nouvelles lignes de transport, augmentation de la demande d'approvisionnement en électricité hautement fiable et réduction de l'utilisation des ressources en combustibles fossiles, sont quelques-uns des avantages que la DG peut offrir. La DG peut provenir de ressources énergétiques renouvelables ou non renouvelables, utilisant à la fois des technologies modernes et conventionnelles. Les technologies DG comprennent les moteurs à combustion interne, les petites turbines à gaz, les éoliennes, les petites turbines à gaz à cycle combiné, les microturbines, le solaire photovoltaïque, les piles à combustible, la biomasse et les petites centrales géothermiques. La présence de DG aura un impact fondamental sur le fonctionnement du système électrique. Certains des impacts concernent le contrôle de la tension [22-25].

Dans ce chapitre, on décrit les dispositifs et les méthodes de contrôle de la tension dans les réseaux électriques en présence de différents sources d'énergie renouvelable.

1.2. Généralités sur le fonctionnement du réseau électrique

Un réseau d'énergie électrique est un système comprenant la production, le transport, la répartition et la distribution de l'énergie électrique. Le système est stratifié depuis la très haute tension conçue pour interconnecter les centrales de production et transmettre la puissance de ces centres de production vers les points de charges les plus importantes [26-27]. La répartition s'effectue à un niveau plus reliant le niveau de transport et le niveau de distribution. La distribution consiste à acheminer l'énergie vers les consommateurs tout en réduisant les pertes.

1.2.1. Paramètres limites d'utilisation d'un réseau électrique

Les paramètres limites d'utilisation d'un réseau électrique sont exprimées par des valeurs maximales ou minimales sur certaines variables du réseau. Si ces limites sont dépassées, le réseau risque de devenir instable. Généralement deux types de limites seront prises en compte : Les limites physiques en fonctionnement normal et les limites en cas d'incident [28-30].

1.2.1.1. Limites physiques en fonctionnement normal

On distingue deux limites : limite de transit de puissance et limite de tension.

a. Limite de transit de puissance

Les lignes électriques ont des capacités de transport physiquement limitées. On distingue trois types de limite de transit de puissance : limite thermique, limite de tension et limite de stabilité.

- ***Limite thermique***

La limite thermique est liée à l'échauffement des lignes lors du passage du courant électrique. L'effet Joule entraîne une transformation de puissance électrique en puissance thermique. Cette énergie thermique provoque une augmentation de la température de la ligne. Les caractéristiques mécaniques de la ligne sont donc modifiées (dilatation des conducteurs). L'énergie dégagée par l'effet Joule est proportionnelle avec le courant électrique circulant par la ligne. Or, à tout instant, l'exploitant du réseau électrique doit garantir que le courant transité dans les ouvrages de transport (liaisons aériennes et souterraines, transformateurs et autotransformateurs) se situe au-dessous d'un seuil fixe : Intensité maximale admissible en régime permanent pour les lignes et les câbles, courant nominal pour les appareils de transformation. En pratique, la limite thermique ne peut pas être atteinte [31-33].

- **Limite de tension**

La limite de la tension correspond à la tension minimale acceptable aux nœuds du réseau. Cette limite influe considérablement le transit de puissance dans les lignes électriques. La limitation est principalement due à la chute de tension dans la ligne. La chute de tension maximale admissible dans une ligne électrique est fixée à $U_{lim} = 5\%$ de la tension nominale [34-36].

- **Limite de stabilité**

Les limites de stabilité en régime permanent sont dues à ces différences de phase entre les tensions de deux nœuds du réseau. Une limite de stabilité peut être donc spécifiée comme un maximum de flux qui peut passer par la ligne. En théorie, le flux de puissance active dans une ligne est susceptible de croître jusqu'à ce que la différence de phase entre les deux tensions aux extrémités de cette ligne atteigne 90° . Ceci est la limite théorique à la puissance qui peut circuler par la ligne [37].

En pratique, la marge de sécurité de 30% de la puissance maximale est toujours adoptée [21]. Le transit de la puissance est lié aux différentes limites des lignes de transport décrit comme suit : [38-40]

- Les lignes courtes, de longueurs inférieures à 80 km, pour lesquelles le transfert de puissance est limité par la capacité thermique de la ligne ;
- Les lignes dont la longueur est comprise entre 80 km et 320 km où la limitation est principalement due à la chute de tension dans la ligne ;
- Les lignes de longueur supérieure à 320 km dans lesquelles la puissance transmissible est conditionnée par la limite de stabilité statique.

b. Limites de la tension

La tension en un nœud du réseau est en fonction des forces électromotrices des générateurs raccordés au réseau et des chutes de tension dans divers éléments le constituant (lignes, transformateurs, moteurs, etc.). En régime normal de fonctionnement, la tension doit être maintenue en chaque point du réseau dans les plages normatives, préservant la sécurité du matériel et la stabilité de fonctionnement des réseaux électriques. En pratique, des écarts allant jusqu'à 10% de la valeur nominale peuvent être tolérés [39].

1.2.1.2. Limites provoquées par des incidents

En général, les limites provoquées par des incidents sont des limites en cas d'incident qui sont les plus contraignantes et qui fixent les capacités des réseaux électriques. Trois types de limites sont considérées : limite de transit de puissance, limite de la tension et de la fréquence [41].

a. Limite de transit de puissance

Les ouvrages du réseau électriques (lignes, transformateurs et groupes) ne sont pas exploités à leurs vraies limites physiques mais avec des marges de sécurité prévoyant la perte d'un ou de plusieurs ouvrages. Puisque, lorsqu'un ouvrage a déclenché suite à un défaut, le transit supporté initialement par cet ouvrage va se reporter sur les ouvrages voisins. Ce report automatique des flux de puissance risque à son tour de surcharger d'autres lignes interconnectées du réseau, et d'entraîner un écroulement en chaîne du réseau. Actuellement, dans l'exploitation des réseaux électriques, la règle de conduite la plus répandue est celle du « N-1 ». Cette règle impose que le réseau puisse admettre un fonctionnement acceptable en cas de défaillance de n'importe quel équipement du système électrique [42] .

b. Limite de la tension

Pour des raisons diverses (stabilité, qualité de l'énergie, etc.), les exploitants du réseau doivent maintenir une tension aussi proche que possible de la tension nominale en chaque nœud du réseau. En régime de fonctionnement exceptionnel, la valeur de la tension ne doit pas dépasser, vers les valeurs hautes, la valeur maximale de tension admissible par les matériels et vers les valeurs basses, ne doit pas franchir les valeurs pouvant provoquer des phénomènes d'écroulement de la tension [43].

c. Limite de la fréquence

Le réseau électrique fait fonctionner en parallèle un nombre important de groupes de production d'énergie, assurant, via un alternateur la conversion d'une énergie mécanique en énergie électrique. La fréquence observée sur le réseau résulte d'un équilibre entre la production et la consommation. La stabilité des systèmes d'énergie électrique est caractérisée par une fréquence constante du réseau. L'écroulement de la fréquence sera plus rapide que le déséquilibre entre production et consommation sera important. Il faut donc que toutes les unités de productions puissent continuer de fonctionner et garder le synchronisme dans un certain intervalle de fréquence autour de la fréquence nominale , par exemple, pour un réseau de 50 Hz , les valeurs min et max de la fréquence sont 48 à 52 Hz [43].

1.2.2. Contrôle de la tension des réseaux électriques

Une conduite fiable et efficace des réseaux électriques est non seulement d'importance primordiale lorsque le réseau est contraint de fonctionner aux limites de ses capacités mais également dans des conditions de fonctionnement normales. Le contrôle de la tension des réseaux électrique est une tâche importante dans le fonctionnement du système, trois niveau de contrôles sont considérés :

1.2.2.1. Contrôle de la tension dans les systèmes de transmission HT

Les systèmes de transmission HT fonctionnent par l'OS dont la mission principale est d'assurer le fonctionnement sécurisé du système électrique. En tenant compte le profil de tension adéquat dans tout le système, l'OS utilise certains dispositifs de contrôle de tension qui nécessite des générateurs synchrones dans les centrales électriques, services de régulation de tension / puissance réactive. Diverses structures pour la régulation de la tension du système / de la puissance réactive ont été adoptés dans le monde entier [44, 45, 46]. Les architectures de contrôle varient selon le degré de centralisation par rapport à la décentralisation. L'implémentations de contrôle varient selon le degré d'automatisation par rapport au fonctionnement manuel. Dans la plupart des cas, le contrôle est organisé selon une hiérarchie à trois niveaux [47, 48, 49]:

- Le niveau de commande primaire, basé sur la régulation de tension locale [50-53];
- Le niveau de commande secondaire, basé sur la régulation de tension régionale / régulation de tension de zone (RVR) [50-53] ;
- Le niveau de contrôle tertiaire, qui est centralisé dans le système [50-53].

Le détails de ces contrôles sont détaillés dans les sections suivantes.

1.2.2.2. Contrôle de la tension dans les systèmes MT et BT

Comme rappelé dans les sections précédentes, les systèmes MT et BT sont exploités par la distribution des services publics qui sont tenus de garantir la qualité de l'énergie aux clients. Un problème qui est le cas des systèmes électriques industriels, qui fonctionnent par l'industrie elle-même pour répondre aux exigences de charge spécifiques. L'assurance de la qualité de l'énergie vise à assurer une alimentation adéquate pour l'opération des équipements électriques connectés au réseau. Par conséquent, un tel concept dépend de la sensibilité de l'équipement électrique spécifique qui est considérée que la qualité de l'énergie est un objectif absolu [54-56].

Le terme «qualité de l'énergie» fait généralement référence à une grande variété de phénomènes qui caractérisent la tension et le courant à un instant donné et à un endroit donné du système électrique. Il est alors utile de classer les phénomènes électromagnétiques en sept catégories principales [57]:

1. Transitoires
2. Variations de courte durée
3. Variations de longue durée
4. Déséquilibre de la tension

5. Distorsion de la forme d'onde de la tension

6. Fluctuations de la tension

7. Variations de la fréquence et de la puissance.

Cette étude se concentre sur les petites perturbations qui est liées à la forme d'onde de la tension en régime permanent. Le contrôle de la tension des réseaux MT et BT visent principalement à :

- Les perturbations de type 3, par la régulation de la tension à la fréquence du fondamentale;
- les perturbations de type 5, contenant notamment une distorsion harmonique de tension, en filtrant la tension par des filtres actifs ou passifs.

Les problèmes de contrôle de tension associés à ces deux problèmes sont brièvement rappelés dans les deux sous-sections suivantes. Bien entendu, d'autres perturbations, en particulier celles classées de type 6, peut être surmonté en étendant les résultats obtenus dans notre étude. Par exemple, les fluctuations de tension dues à des charges particulières peuvent être neutralisées en envoyant des signaux de référence supplémentaires appropriés aux dispositifs de contrôle de tension, tels que les compensateurs statiques.

1.2.2.3. Contrôle de la tension à la fréquence du fondamentale

Les sursensions peuvent être le résultat d'une commutation de charge ou des variations de la compensation réactive sur le système des batteries de condensateurs. Les creux de tensions sont le résultat d'événements qui inverse des événements qui provoquent des sursensions. Une commutation de charge dans un condensateur et les circuits surchargés peuvent entraîner des creux de tensions [58]. L'amélioration des profils de tension nodale dans les réseaux MT est généralement obtenue en modifiant le rapport du transformateur du poste HT / MT à l'aide de régleur en charge (On-Load-Tap-Changer OLTC) et la connexion / déconnexion des condensateurs dans les postes de transformation des départs du système de distribution. Dans certains cas, l'alimentation des compensateurs statiques à base d'électronique de puissance sont introduite pour faire face à des problèmes particuliers, tels que des charges particulières avec de grandes variations de puissance réactive absorbée. Dans les réseaux BT, le transformateur dans les postes de transformation n'est pas équipé d'un OLTC et très rarement des dispositifs de contrôle sont présents.

Le problème de la régulation de tension dans les réseaux MT est traditionnellement divisé en deux niveaux hiérarchiques: le réglage optimal à vide et en charge [59]. Le réglage à vide est déterminé généralement sur un programme quotidien. Les paramètres pour les signaux de référence de contrôle de la tension en charge est déterminé par la connexion / déconnexion des condensateurs[60]. Le fonctionnement en charge vise à contrôler l'OLTC par une régulation en boucle fermée pour maintenir

l'amplitude de la tension proche de la valeur de référence. La tension contrôlée est la tension du secondaire du transformateur mesurée selon le principe de compensation de la chute de tension. Dans ce dernier cas, les mesures de la tension et du courant du secondaire du transformateur sont nécessaires. L'application de la tension adaptative de contrôle des OLTC est utile, en particulier dans le cas des systèmes de distribution y compris la génération dispersée.

1.2.2.4. Contrôle de la tension en réduisant le taux de distorsion harmonique (THD)

La distorsion de la forme d'onde de la tension peut toujours être inclus dans la classe des petites perturbations du forme d'onde de tension en régime permanent. En fait, la distorsion de la forme d'onde est un état stationnaire par rapport à une onde sinusoïdale idéale de fréquence industrielle. Parmi diverses perturbations, les composants harmoniques sont particulièrement dangereux. La distorsion harmonique est introduite par des sources harmoniques comme les charges non linéaires et équipements à commutation électronique [61]. De tels dispositifs absorbent les formes d'onde de courant qui présentent des composants sinusoïdaux aux fréquences harmoniques, c'est-à-dire des fréquences qui sont des multiples entiers de la fréquence du fondamentale à laquelle le système d'alimentation est conçu pour fonctionner. Les harmoniques ont divers effets dangereux [61, 62]: augmentation des pertes du système, réduction de la durée de vie des composants, surintensités ou surtensions résultant de phénomènes de résonance, interférence avec les équipements de contrôle et de communication et de protection.

Pour contenir la distorsion harmonique, des filtres actifs shunt sont généralement utilisés. Les filtres shunt actifs sont dispositifs électroniques de puissance capables de générer des composants harmoniques de courant. Contrairement aux filtres passifs, les filtres shunt actifs sont des dispositifs contrôlables. Dans les systèmes de distribution et industriels, il est souvent nécessaire d'équiper chaque source harmonique avec un appareil de filtrage dédié. Une sélection appropriée du nœud permet d'étendre les avantages de l'action de filtrage vers les autres nœuds du système électrique.

1.3. Généralités sur la production décentralisée

Le mouvement mondial de désintégration et de recomposition qui touche dans la plupart des pays le secteur électrique, conduit à accroître les gains de productivité dans tous les domaines et tout particulièrement à utiliser les réseaux électriques plus près de leurs limites pour valoriser au maximum les actifs investis. Dans le même temps, la multiplication des acteurs du marché de l'électricité (producteurs indépendants, commercialisateurs, courtiers en énergie, etc.) et la séparation des rôles entre producteurs, transporteurs et distributeurs rendent plus complexes le développement et l'exploitation des systèmes électriques interconnectés. Il en résulte une attention toute particulière qui doit être portée à la sûreté et à l'économie de fonctionnement des systèmes électriques, non seulement

pris globalement, mais aussi au niveau de leurs composants et de leurs sous-systèmes. Dans de telles circonstances, la production distribuée (PD) avec des sources alternatives est une tâche urgente [63]. La PD implique l'utilisation de nombreux petits générateurs d'une puissance de 2 à 50 MW, situés à de nombreux points stratégiques dans les villes et les villages, de sorte que chacun alimente un petit nombre des consommateurs à proximité de la PD. La PD peut provenir de ressources énergétiques renouvelables ou non renouvelables, utilisant à la fois des technologies modernes et conventionnelles [64].

1.3.1. Différents types de la production décentralisée

Il existe de nombreuses technologies de la PD qui peut être basée sur diverses sources d'énergie primaire. Le type de source d'énergie primaire déterminera, dans une large mesure, le type de raccordement au réseau appliqué et la caractéristique de sortie de la PD.

Sur la base de la caractéristique de puissance de sortie, la PD peut être classé comme dispatchable ou non-dispatchable. Lorsque elle est dispatchable, l'opérateur système peut déterminer une puissance de sortie des unités en contrôlant les sources d'énergie primaires qui sont fournies aux unités de la PD. Lorsque elle n'est pas dispatchable, l'opérateur ne peut pas envoyer les unités PD car le comportement des sources d'énergie primaires ne peut pas être contrôlé. Les unités non dispatchable sont normalement celles alimentées par des sources d'énergie renouvelables, où la puissance de sortie dépendra de la disponibilité des sources d'énergie.

Différentes technologies de la PD basées sur diverses sources d'énergie primaire seront examinées brièvement ci-après. La PD est une petite production connectée aux systèmes de distribution locaux. Ainsi, lorsque la taille de la technologie de production expliquée ci-après devient importante, la PD est connecté aux systèmes de répartition ou de transport d'énergie.

1.3.1.1. Les énergies renouvelables

L'électricité, forme propre de l'énergie par excellence, est aujourd'hui produite, à près de 80%, grâce à la combustion des carburants fossiles ou de l'uranium (fission nucléaire), ressources épuisables. Elle contribue ainsi abondamment à la production de déchets nuisibles pour l'environnement. Les ressources énergétiques renouvelables sont pourtant considérables et parfaitement capables, à long terme, de satisfaire la majeure partie de nos besoins malgré les avantages et les inconvénients de chaque source renouvelable. Parmi les sources d'énergie, on trouve :

a. Hydraulique

Les centrales hydrauliques fonctionnent grâce à l'énergie potentielle de la chute de l'eau des rivières, des lacs ou des fleuves. Celle-ci est transformée en énergie électrique par un alternateur

entraîne par une turbine mue par la force de l'eau qui est due soit à la hauteur de chute dans le cas de centrales alimentées par une conduite forcée, soit au débit dans le cas de centrales au fil de l'eau. L'énergie hydraulique est l'énergie renouvelable la plus répandue puisqu'elle est également utilisée dans la production centralisée.

b. Eolien

Les aérogénérateurs, ou éoliennes, tirent leur énergie du vent qui est transmise par le rotor et le multiplicateur de vitesse à une génératrice. Cette source d'énergie, qui commence à atteindre sa maturité technologique, est de plus en plus répandue grâce à son fort attrait écologique. Elle est passée devant la production géothermique au niveau mondial. L'éolien se conçoit particulièrement comme une solution à fort potentiel dans la contribution à la résolution de cette problématique. Mais des questions techniques et économiques doivent être résolues.

Notre étude vise à examiner les conditions techniques d'insertion de quantités d'énergie éolienne croissantes dans les réseaux électriques et à étudier l'impact d'insertion de cette énergie dans le contrôle de la tension du système électrique.

c. Géothermie

Les centrales géothermiques utilisent la chaleur de nappes d'eau souterraines qui peuvent atteindre 350 °C dans les zones les plus favorables. Cette eau chaude est pompée vers la surface pour passer dans des échangeurs de chaleur. La vapeur produite est turbinée dans une installation thermique classique.

d. Solaire photovoltaïque

Les panneaux solaires convertissent directement l'énergie reçue par rayonnement solaire en énergie électrique à courant continu. Ils sont très utilisés pour l'alimentation de sites isolés (non connectés au réseau) en association avec un système de stockage.

e. Solaire thermique

Les centrales solaires thermiques sont des centrales thermiques utilisant des turbines à vapeur, celle-ci étant produite par chauffage de l'eau via un fluide caloporteur en utilisant le rayonnement solaire concentré sur un échangeur par des miroirs paraboliques.

f. Biomasse et déchets

Certaines centrales thermiques à flamme utilisent comme source primaire des combustibles issus de la biomasse (bois, biogaz, paille, déchets organiques, etc.) ou de déchets industriels et domestiques.

g. Marémotrice

Les centrales marémotrices peuvent s'apparenter à des centrales hydrauliques au fil de l'eau à ceci près que les turbines sont réversibles pour profiter du flux et du reflux des marées. Cette source d'énergie, malgré sa disponibilité considérable, reste limitée car elle nécessite la construction de barrages qui modifient les sites côtiers en causant un ensablement ou un envasement du site.

h. Hydrolienne

Les centrales hydroliennes utilisent l'énergie cinétique de la houle dont l'énergie provient du vent. De nombreuses solutions techniques ont été imaginées, mais l'hostilité du milieu sous-marin compromet sérieusement leur développement à l'heure actuelle.

1.3.1.2. Les énergies non renouvelables

Les énergies non renouvelable sont situées dans des régions éloignées des grands centres de consommation. L'électricité ainsi produite est amenée près des centres de consommation, industriels et résidentiels, au moyen du réseau électrique, où elle sera distribuée. L'énergie électrique devra être toujours disponible, sans interruption, à la disposition du consommateur, même si celui-ci ne l'utilise pas continuellement.

a. Energies fossiles (gaz, charbon, pétrole)

Les technologies utilisant ces énergies primaires sont nombreuses et bien éprouvées, ce qui leur confère un grand intérêt économique. Les principales technologies sont:

- Le thermique à flamme, basé sur des turbines ou micro turbines à vapeur;
- Les turbines à gaz à cycles combinés de cogénération ou tri génération;
- Les moteurs atmosphériques, diesel, etc.

b. Hydrogène

Les piles à combustible produisent directement de l'électricité à partir d'hydrogène et d'oxygène par réaction inverse de l'électrolyse de l'eau. C'est une énergie sur laquelle beaucoup d'espoirs sont fondés, bien que l'hydrogène ne se trouve pas sous forme directement exploitable dans la nature, il faut en effet de l'énergie pour le produire.

1.3.1.3. La cogénération

La cogénération électricité – chaleur est une technique permettant de récupérer la chaleur produite par toute microcentrale électrique proche de bâtiments et fonctionnant à haute température, qu'il s'agisse de centrales thermiques classiques ou de certains types de piles à combustible. Le rendement

énergétique global d'une telle installation peut atteindre 90% et l'utilisation locale de la chaleur produite permet d'éviter une consommation supplémentaire d'énergie pour le chauffage des bâtiments

1.3.2. Statistiques de l'évolution de l'énergie électrique

Exploitées à partir de gisements inépuisables, le soleil, le vent, la chaleur de la terre, les chutes d'eau ou encore les marées, les énergies renouvelables se révèlent aujourd'hui, comme sources de production d'électricité vitales dans le bouquet énergétique. Cet éventail de technologies est revêtu d'un fort potentiel de développement depuis ces dernières années. Conséquence du progrès technologique, ces formes alternatives de production d'électricité deviennent, pour certaines, compétitives par rapport aux combustibles fossiles en voie de raréfaction (pétrole, gaz, et dans une moindre mesure, charbon et uranium) et leur déploiement contribue aussi à l'indépendance énergétique [65].

La consommation d'électricité a progressé entre 1999 et 2004 à un rythme comparable à celui de la croissance du Produit Intérieur Brut (PIB). Cela a montré une croissance annuelle moyenne de l'ordre de 2,2%. Pour mieux comprendre, dans le secteur des services, cette croissance de la consommation a été la plus forte. En effet, la hausse se situe autour de 15,6% sur la période 1999-2004 (2% pour la période 2003-2004). Sur cette même période, le domaine industriel et le secteur résidentiel ont vu leur consommation croître de 6,6% et 10,8% respectivement.

De plus, la demande d'électricité continue à augmenter dans la période 2004-2008 au taux annuel de 1.013% comme montre par les données tirées du Global Energy&CO2 Data [66]. Elle continuera à se développer au rythme annuel de 0,9%/an jusqu'en 2030 selon les prévisions de l'Agence International de l'Energie [67].

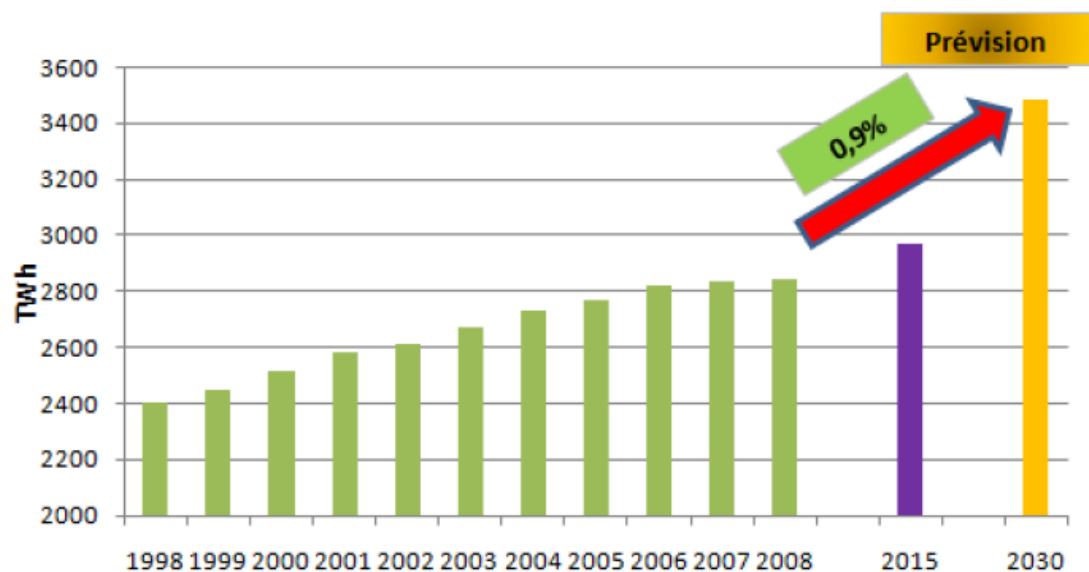


Figure 1.1. Energie totale consommée dans le monde [65]

Après avoir étudié les tendances des différentes énergies renouvelables, nous allons maintenant focaliser sur le développement de la forme d'énergie renouvelable qui a connu le plus grand essor ces dernières années en termes de puissance installée à savoir l'énergie éolienne. La figure 1.2 montre le développement de la production d'électricité à partir des sources renouvelable.

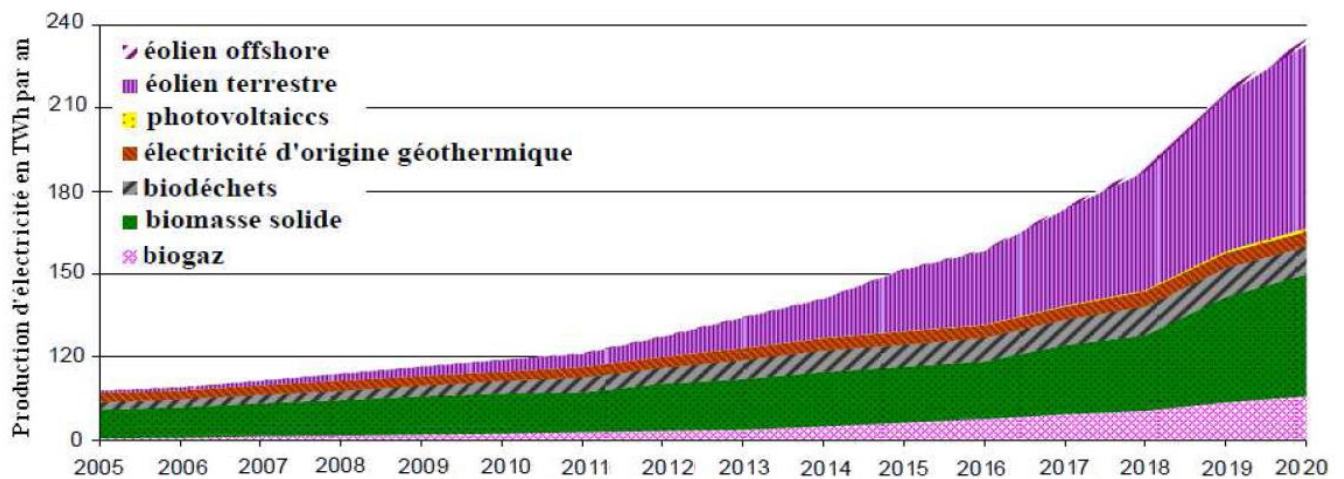


Figure 1.2. Développement de la production d'électricité à partir des sources renouvelables [65]

En Algérie, selon le Centre d'Energie Renouvelable et Efficacité Energétique (CEREFÉ), la consommation finale d'énergie est passée de 31,6 millions tonnes équivalent pétrole (TEP) en 2010 à 50,4 millions TEP en 2019, soit une augmentation de 18,7 millions TEP par rapport à 2010.

- Le rapport d'évaluation du CEREFÉ indique que de la consommation nationale d'énergie par produit durant la dernière décennie (2010-2019), comprend 148 millions TEP en produits liquides (essentiellement des produits pétroliers), 144 millions TEP en produits gazeux, sous forme de gaz naturel et GPL et enfin 116 millions TEP consommés pour produire de l'électricité.
- L'évaluation du CEREFÉ, fait ressortir aussi que le secteur résidentiel et tertiaire vient en tête en matière de consommation finale nationale d'énergie (un total de 177 millions TEP entre 2010 et 2019).
- La consommation par tête d'habitant (en prenant en considération la consommation finale dans le secteur ménages et autres, selon la classification contenue dans les bilans énergétiques du ministère de l'Energie) a évolué de 0,35 TEP/habitant en 2010 à 0,54 TEP/habitant en 2019".

Devant ces chiffres, on peut conclure que la transition énergétique est nécessaire pour l'exploitation des énergies renouvelables.

1.4. Impact de la production décentralisée sur le contrôle de la tension du réseau électrique

La technologie de production distribuée est non seulement propre, respectueuse de l'environnement, économique et efficace, mais peut également rechercher la stabilité et la flexibilité de l'ensemble du réseau électrique [68]. Les fonctions de la production, du transport, de la distribution et de la fourniture d'électricité ont été intégrées au sein des services publics d'électricité individuels. Cela a rendu l'exploitation du réseau moins compliquée car l'exploitant du système avait une connaissance complète de l'état du réseau et un contrôle total sur celui-ci. La libéralisation et la déréglementation de l'industrie ont conduit à l'introduction de la concurrence dans la fonction de la production et de la fourniture d'électricité [69].

Les études montrent qu'un taux de pénétration croissant de production décentralisée n'est pas sans impacts prévisibles sur l'exploitation future des réseaux électrique. En particulier, le plan de tension peut être grandement modifié par la présence de la PD, au point que la tension risque de dépasser la limite supérieure en certains nœuds du réseau alors qu'elle est maintenue à une valeur normale au poste source. Le plan de protection risque également d'être affecté par un fort taux de pénétration des PD du fait de la puissance de court-circuit qu'elles apportent en aval des protections, et de l'inversion possible des flux de puissance active sur certaines lignes, ainsi que de la diminution du temps critique d'élimination de défauts [70].

1.4.1. Impacts sur le sens de transit de puissance

Les réseaux électriques sont dimensionnés pour recevoir les flux d'énergie du réseau de transport vers la distribution. L'insertion des PD dans les niveaux de tension autres que le réseau de transport peut créer une injection de puissance dans le sens contraire, c'est-à-dire de la distribution vers le transport. Les équipements, notamment les protections doivent alors être bidirectionnels. Ainsi, sachant que les réseaux aux niveaux de tension inférieure sont normalement surdimensionnés afin de faire face à l'accroissement de consommation, on n'aura peut-être pas, à court terme, des problèmes liés à des limites de la capacité de transfert d'énergie ; mais à long terme, lorsque le taux de pénétration des PD augmentera, la modification du sens de transit de puissance pourra éventuellement provoquer des congestions locales.

1.4.2. Impacts sur la stabilité du système

Les génératrices de productions décentralisées peuvent être de type synchrone ou asynchrone. L'insertion de générateurs synchrones dans le réseau va changer le temps critique d'élimination de

défaut (correspondant à la durée maximale d'une perturbation à laquelle le système peut résister sans perdre la stabilité). Ceci influencera directement à la limite de la stabilité dynamique du système.

1.4.3. Impacts sur la qualité de service

Les PD de type asynchrone consomment de la puissance réactive afin de magnétiser leur circuit magnétique. Lors de la connexion au réseau, elles appellent un courant fort, ce qui contribue un creux de tension. D'ailleurs, la présence d'interfaces d'électronique de puissance peut faire augmenter le taux des harmoniques qui nuisent gravement à la qualité de service fournie.

1.4.4. Impacts sur l'observabilité et de contrôlabilité du système

Les PD notamment celles à type énergie nouvelle et renouvelable, sont caractérisées par l'intermittence des sources primaires. Cela sera difficile pour l'opérateur d'estimer la puissance de sortie de ces producteurs et par conséquent la puissance fournie aux consommateurs.

1.4.5. Impacts sur la continuité de service

Pour la même raison concernant la caractéristique d'intermittence, l'indisponibilité des PD lors que le système les sollicite peut occasionner la rupture d'électricité par le manque de la puissance fournie.

1.4.6. Impacts sur le plan de protection

Lorsqu'un défaut apparaît sur un départ, le distributeur doit, pour des raisons de sécurité, éliminer ce défaut en ouvrant le disjoncteur du départ. Dans le cas de défauts fugitifs sur un réseau aérien, une mise hors tension très courte est suffisante pour éliminer le défaut et permettre le succès d'un cycle de réenclenchement rapide. La présence d'une installation de production décentralisée ne doit pas perturber le fonctionnement du plan de protection du distributeur en sensibilité et en sélectivité lors d'un défaut sur le départ auquel elle est raccordée. L'installation de la production décentralisée doit se découpler pour ne pas maintenir sous tension le défaut : c'est le rôle de la protection de découplage. Cette protection "de découplage" devant supprimer la parallèle entre générateurs et réseau lors d'un défaut ou d'une autre anomalie sur celui-ci. Le découplage doit répondre à des conditions strictes lorsqu'il est effectué des ré enclenchements automatiques rapides, ce qui est le cas le plus général dans les réseaux aériens.

1.4.7. Impacts sur le plan de tension

Le raccordement des générateurs aux réseaux de distribution modifie la conception radiale et la structure de ces réseaux, dans lesquels le flux de puissance est dans un seul sens, du poste aux charges, cette modification des structures modifie le profil de la tension [70]. Il existe un nombre important d'approches utilisées pour améliorer le profil de la tension des systèmes d'alimentation, telles que l'utilisation de dispositifs FACTS et en particulier le SVC. En effet, les unités de la PD peuvent jouer un rôle important dans l'amélioration et la régulation de la tension du système d'alimentation en augmentant la pénétration de charge maximale ainsi qu'en augmentant les marges de stabilité de tension.

En conséquence, les technologies PD sont regroupées de la manière suivante [70, 71] :

- La PD capable d'injecter à la fois de la puissance active (P) et de la puissance réactive (Q). Les générateurs distribués DG basées sur une machine synchrone pour les petites centrales hydroélectriques, géothermiques et combinés entrent dans cette catégorie. Les DG avec le mode de contrôle de la tension sont considérés comme des nœuds PV (jeu de barre générateur) et les DG avec le mode de contrôle du facteur de puissance sont considérés comme des nœuds PQ (jeu de barre charge) [72].
- La PD capable d'injecter de la puissance active (P) uniquement. Le photovoltaïque (PV), les micro-turbines, les piles à combustible qui sont intégrés au réseau principal à l'aide de convertisseurs d'électronique de puissance sont des exemples de cette catégorie [73].
- La PD capable d'injecter de la puissance réactive (Q) uniquement. Les unités DG équipées d'un compensateur synchrone entrent dans cette catégorie.
- La PD capable d'injecter de la puissance active (P), mais consommant de la puissance réactive (Q). Le générateur à induction à cage d'écureuil à vitesse fixe (SQIG) utilisé pour le système de génération d'éoliennes (WTG) entre dans cette catégorie. Le SQIG en mode super-synchrone est capable d'injecter de la puissance active dans le système et qu'il exige de la puissance réactive au fonctionnement du système. Il est donc intéressant de noter que le type de technologie PD adopté aura une influence significative sur les performances du réseau électrique [70-73]. L'installation d'unités DG à base de la machines synchrones proches des charges peut avoir un impact bénéfique sur la marge de stabilité de la tension du réseau électrique.

Dans ce travail, on suppose que les unités DG de cette catégorie n'absorbent que la puissance réactive et ne fonctionnent qu'avec un facteur de puissance unitaire.

1.5. Moyens de contrôle de la tension des réseaux électriques

La tension est une grandeur locale qui est sensible à de nombreux facteurs. Elle dépend principalement des forces électromotrices des générateurs qui sont les sources de tension du système électrique, mais aussi des charges et des transits de puissance réactive qui induisent des chutes de tension entre les sources et les points de consommation. Limiter les transits de puissance réactive permet de réduire sensiblement les pertes par effet Joule, et donc de réduire la production de puissance active nécessaire. Cela permet aussi par conséquent de faciliter le réglage du plan de tension grâce à la diminution des chutes de tension. Du fait de ces chutes de tension, la puissance réactive se transporte mal. Il est donc nécessaire dans la mesure du possible de produire l'énergie réactive au plus près de ses points de consommation, c'est-à-dire de réaliser un équilibre local entre les puissances réactives produites et consommées. C'est ce que l'on appelle la compensation de puissance réactive. Afin de préserver l'équilibre entre la production et la consommation et de maintenir à tous les niveaux la tension dans les limites contractuelles, les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution disposent des moyens de réglage adaptés à chaque niveau.

1.5.1. Réglage de la tension dans le réseau de transport

Le réglage de la tension sur les réseaux de transport et de répartition nécessite une coordination temporelle et spatiale des actions de contrôle pour assurer un contrôle rapide et performant, et pour éviter des interactions entre différentes actions de contrôle qui pourraient avoir des conséquences graves sur la stabilité et la sûreté du réseau. En effet, des consignes contradictoires reçues simultanément par un régulateur risqueraient de provoquer des oscillations qui peuvent être critiques. Ce contrôle est réalisé par un système hiérarchisé qui se compose de trois niveaux distincts représentés dans la figure 1.3 [74].

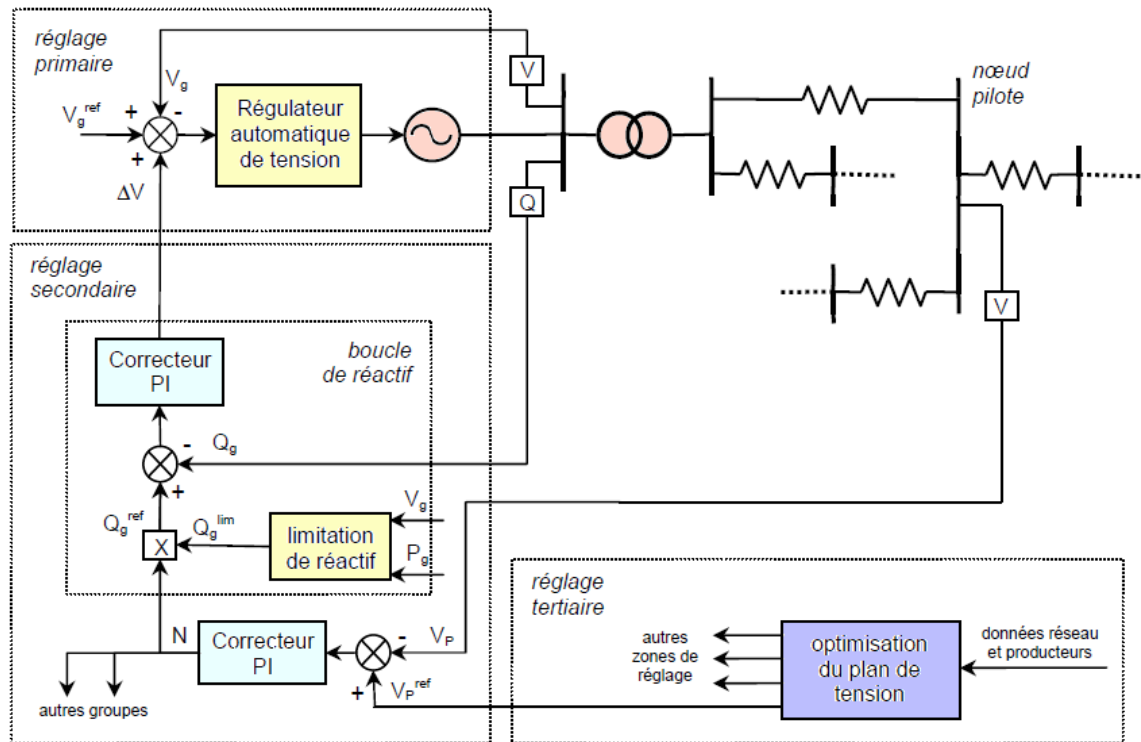


Figure 1.3. Organisation du réglage hiérarchisé de tension [74]

V_g et V_{gref} représentent les tensions mesurée et de consigne de l'alternateur;

ΔV est la correction de la tension de référence de l'alternateur élaborée par la boucle de gestion de puissance réactive;

Q_g et Q_{gref} représentent les puissances réactives mesurée et de consigne de l'alternateur;

Q_{lim} est la limitation de puissance réactive qui peut fournir ou absorber par l'alternateur ;

N est le niveau de participation (compris entre -1 et +1) envoyé à tous les groupes participant au réglage ;

V_p et V_{pref} représentent les tensions mesurée et de consigne du nœud pilote.

Les trois niveaux hiérarchiques du réglage de tension sont décrits ci-après.

1.5.1.1. Le réglage primaire

Le réglage primaire agit au niveau local avec une constante de temps de l'ordre de 100 ms sur la tension aux bornes des groupes pour faire face à des variations rapides de la tension qui peuvent être induites par des variations de demande de puissance réactive, par des défauts ou par des manœuvres sur le réseau. En cas de variation de plus grande amplitude de la tension, l'action des régleurs en charge des transformateurs vient soulager le réglage effectuée par les alternateurs. Le réglage primaire est le premier à intervenir suite à une perturbation. Il se caractérise par une action basée sur des critères locaux en

asservissant la tension aux bornes du groupe à une valeur de référence. Le réglage primaire permet donc, dans la limite des réserves primaires des groupes, de maintenir l'équilibre local entre la production et la consommation de puissance réactive et de répondre rapidement aux fluctuations aléatoires de la tension [74].

1.5.1.2. Le réglage secondaire

Le réglage secondaire de tension a pour but de faire face de manière à coordonner de fortes, mais lentes fluctuations de la tension à l'échelle régionale, ce que le réglage primaire ne peut assurer seul. Le réglage secondaire est automatisé et centralisé par régions dites zones de réglage, ces zones de réglages doivent être indépendantes du point de vue de la tension. Cela signifie que chaque zone est en théorie insensible à toute variation de tension pouvant survenir dans une zone voisine. Il a pour objet de limiter les transits de puissance réactive sur les lignes d'interconnexion, et de maintenir la tension en certains nœuds représentatifs de la tension de chaque zone à sa valeur de consigne. Ces nœuds spécifiques sont appelés nœuds pilotes (il y en a un par zone de réglage).

Cette action est réalisée en élaborant une correction des valeurs de consigne de chaque groupe participant au réglage secondaire. Le correcteur du réglage secondaire élabore un niveau de participation à partir de l'écart entre la consigne de tension du nœud pilote et la tension mesurée en ce même nœud. Ce niveau est ensuite utilisé par la boucle de réactif de chaque alternateur pour déterminer la correction à apporter sur la consigne de tension de ce dernier. Afin de protéger le réseau contre d'éventuelles oscillations dues à des actions contradictoires des réglages primaire et secondaire, ce dernier à un temps de réponse nettement plus long que le précédent, il est de l'ordre de la minute [74].

1.5.1.3. Le réglage tertiaire

Le réglage tertiaire, manuel, effectuée par l'opérateur système (OS), consiste à réévaluer, à intervalles de temps, les consignes de tension des nœuds pilotes de chaque zone de réglage selon des critères technico-économiques dont les principaux sont les suivants :

- Exploiter le réseau en assurant au mieux sa sûreté;
- Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels;
- Minimiser les pertes et les coûts de production;
- Utiliser au mieux la capacité des ouvrages de transport.

Il a pour but d'assurer une bonne tenue globale du plan de tension, et d'éviter des situations engendrant des surcoûts ou des risques pour le système électrique. Les consignes de tension des nœuds pilotes sont calculées par l'écoulement de puissance optimal (Optimal Power Flow, OPF) en tenant compte des critères précédemment cités [74].

1.5.2. Réglage de la tension dans le réseau de distribution

1.5.2.1. Régleurs en charge

Les transformateurs des postes sources sont également équipés de régleurs en charge qui permettent de modifier le rapport de transformation par pas de 1 %. Ceux-ci permettent d'ajuster la tension des jeux de barres en fonction de l'évolution des charges et des fluctuations de la tension amont.

1.5.2.2. Compensateurs classiques

a. Condensateur statique

Le condensateur statique offre une solution pour améliorer le facteur de puissance. La fourniture de l'énergie réactive par les condensateurs est due à la présence du champ électrique. Cette énergie est en fonction de la capacité, de la tension aux bornes des condensateurs et de la taille de ces derniers.

On distingue deux types d'insertion des condensateurs : Les condensateurs shunt qui fournissent de la puissance réactive au système au point où elles sont connectées, principalement pour exploiter les longues lignes au-dessus de leurs puissances naturelles, et l'introduction de condensateur série dans un réseau, réduit la réactance de la ligne, augmente la tension à la charge et la capacité de transmission de la ligne.

b. Inductances

Elles sont utilisées pour compenser la puissance réactive fournie par les lignes et les réseaux de câbles souterrains en heures creuses. Elles sont raccordées soit directement au réseau, soit branchées sur les tertiaires des autotransformateurs. Toutefois, ces inductances engendrent des harmoniques importants dont les filtrages nécessitent des installations importantes où les pertes peuvent ne pas être négligeables. Compte tenu de ces problèmes, elles sont en cours de déclassement.

c. Compensateurs synchrones

Les compensateurs synchrones sont des machines tournantes branchées sur le tertiaire du transformateur THT/HT qui peuvent fournir ou absorber de l'énergie réactive sans mettre en jeu de puissance active. La fourniture de la puissance réactive est limitée par l'échauffement des enroulements.

1.5.2.3. Compensateurs moderne « système FACTS »

Les moyens cités ci-dessus sont certes efficaces mais présentent tout de même certaines limitations telles que : temps de réaction élevé, et génération d'harmoniques. Aujourd'hui des systèmes de contrôle plus sophistiqués et de nouvelles structures à base d'électronique de puissance sont de plus

en plus requis. Selon l'IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers), la définition du terme FACTS est la suivante: Systèmes de Transmission en Courant Alternatif comprenant des dispositifs basés sur l'électronique de puissance et d'autres dispositifs statique utilisés pour accroître la contrôlabilité et augmenter la capacité de transfert de puissance du réseau. Les FACTS représentent une alternative aux dispositifs de réglage de puissance utilisant des techniques passives : bobine d'induction et condensateur déclenchés par disjoncteur, transformateur déphaseur à régleur en charge mécanique, etc. dans les dispositifs FACTS, les interrupteurs électromécaniques sont remplacés par des interrupteurs électroniques. Ils disposent ainsi de vitesses de commande très élevées. De ce fait, les FACTS possèdent une très grande fiabilité et une flexibilité pratiquement sans limite.

Dans un réseau électrique, les FACTS permettent de remplir des fonctions tant en régime stationnaire qu'en régime transitoire. Ils agissent généralement en absorbant ou en fournissant de la puissance réactive, en contrôlant l'impédance des lignes ou en modifiant les angles des tensions. En régime permanent, les FACTS sont utilisés principalement dans les deux contextes suivants :

- Le maintien de la tension à un niveau acceptable en fournissant de la puissance réactive ;
- Le contrôle des transites de puissances de manière à réduire, voire supprimer, les sur charges dans les lignes ou les transformateurs ainsi que pour éviter les flux de bouclage dans le réseau.
- Ils agissent alors en contrôlant la réactance des lignes et en ajustant les déphasages.

Les systèmes FACTS peuvent être classés en trois catégories, à savoir :

a. Compensateur statiques shunt

La compensation shunt est utilisée pour influencer sur les caractéristiques électriques de la ligne de transport afin d'augmenter la rentabilité 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 : le SVC (Static Var Compensator), et le STATCOM (STATic synchronous COMPensator).

- **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 [75]. 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.

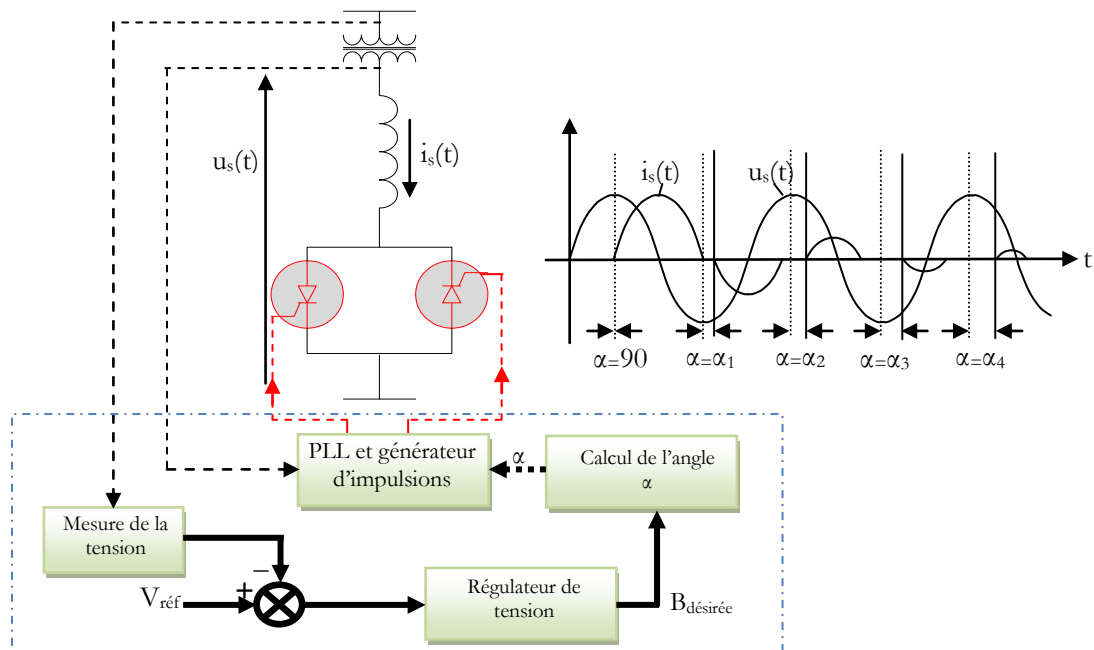


Figure 1.4. Réactance contrôlée par thyristor [75]

➤ 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. Un élément TCR pour une phase est représenté dans la figure 1.4. 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 [76].

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.

➤ 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 1.5 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 de 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 [77]. 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.

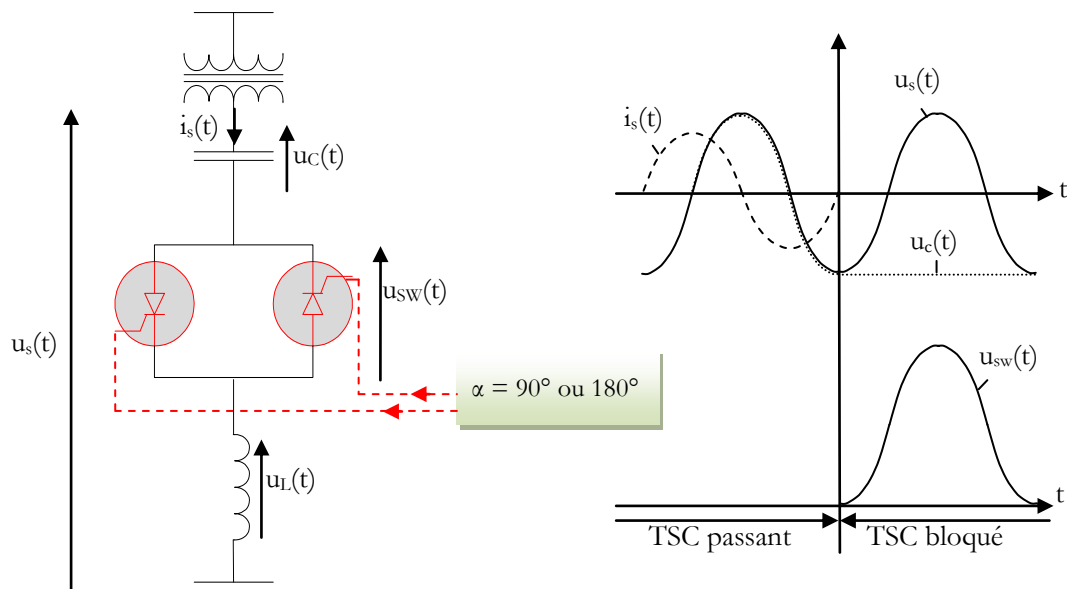


Figure 1.5. Capacité commutée par un thyristor [77]

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.

- **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.

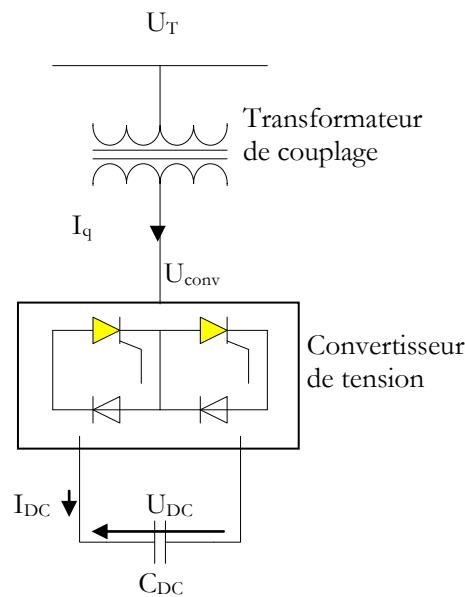


Figure 1.6. Compensateur statique synchrone [78]

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 [78]. Le STATCOM est capable de réguler la tension du réseau mieux que le SVC sans avoir besoin de grands condensateurs et inductances externes.

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.

b. 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 [79].

- **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 1.7. La capacité entre en série avec la ligne lorsque la valve est bloquée, et court-circuitée quand la valve est en conduction totale.

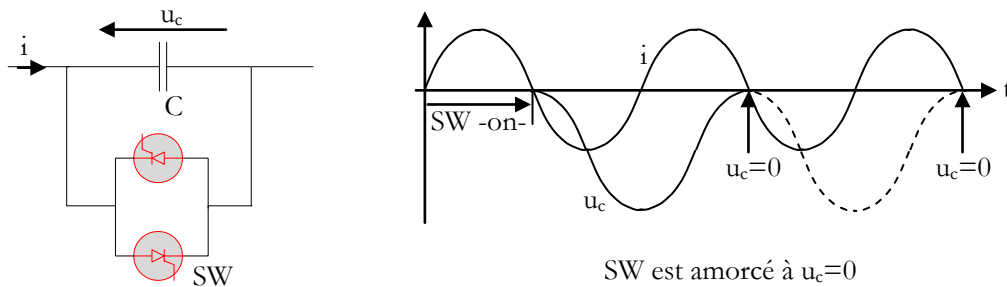


Figure 1.7. Élément de base d'un TSSC [79]

- **TCSC (capacité série contrôlée par thyristor)**

Le schéma de base de la capacité série contrôlée par un thyristor est donné dans la figure 2.8. 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.

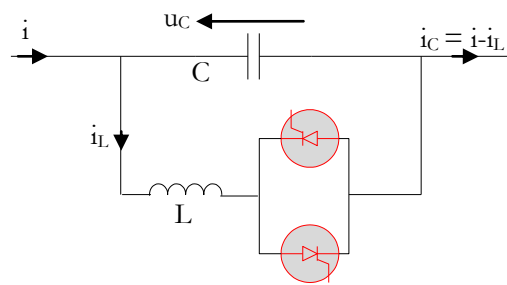


Figure 1.8. Capacité série contrôlée par thyristor (TCSC) [79]

- **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. 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 de la ligne [79].

c. Compensateur statiques hybrides

- **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 shunt 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 [80].

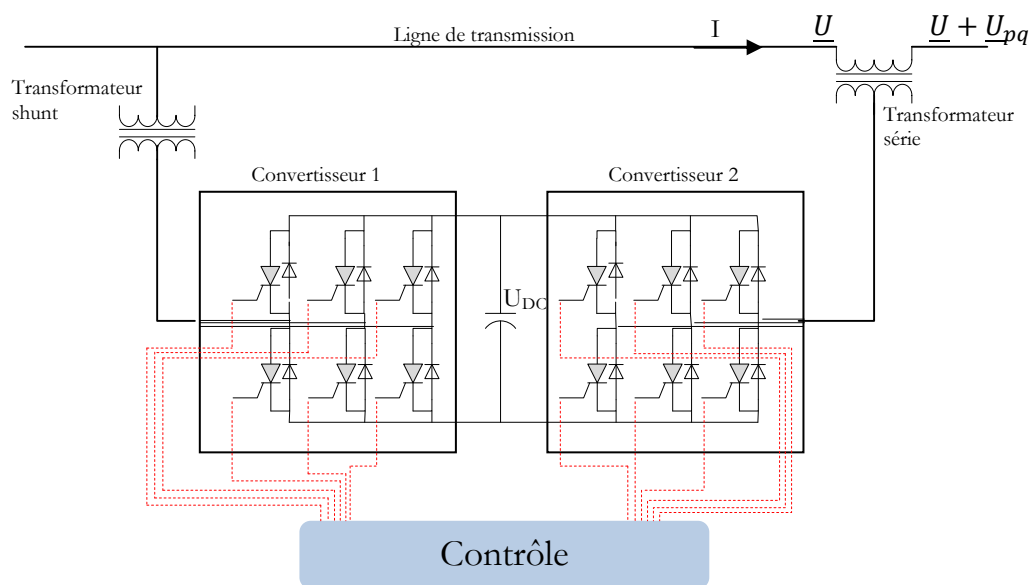


Figure 1.9. Forme générale d'un UPFC [80]

- **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. La figure 1.10 montre une structure générale d'un IPFC [81].

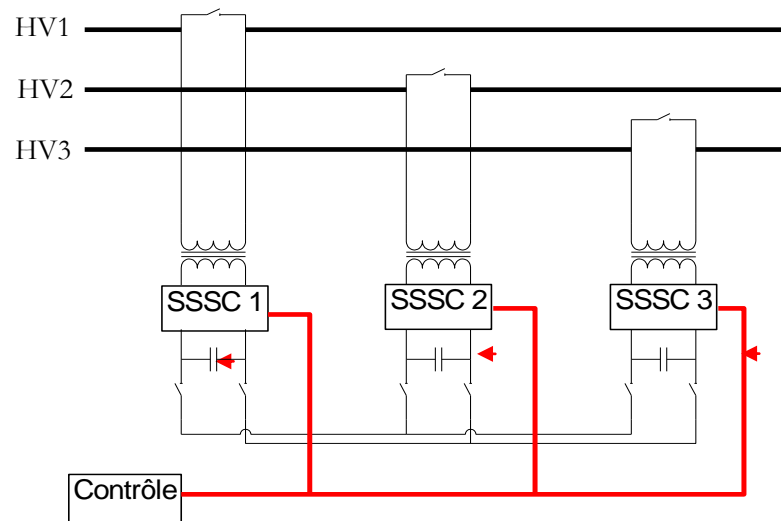


Figure 1.10. Contrôleur de puissance interlignes [81]

En résumé, Les compensateurs shunts, séries ainsi que les compensateurs hybrides ont été expliqués.. 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 1.1.

Tableau 1.1. 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	SVC, STATCOM
		Réduire la réactance de la ligne	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
		Ajuster l'angle de transport	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

1.6. Méthodes de contrôle de tension des réseaux électriques en présence de la PD

1.6.1. Principe de base

Un aperçu de base sur la chute de tension dans un système électrique est présenté dans le schéma unifilaire présenté par la figure 1.11. Le courant I est en fonction de la puissance apparente complexe de la charge $S = P_L + jQ_L$ et la tension au jeu de barre charge est U_2 .

$$I = \frac{S^*}{U_2^*} = \frac{P_L - jQ_L}{U_2^*} \quad (1.1)$$

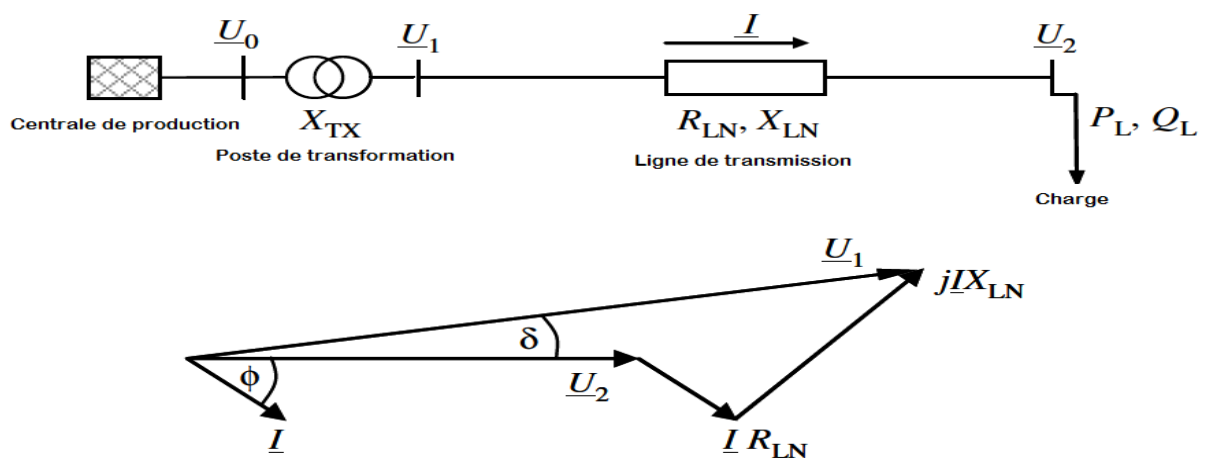


Figure 1.11. Schéma unifilaire et diagramme vectorielle correspondant pour une illustration de la chute de tension dans un système électrique.

La chute de tension sur le départ est donnée par :

$$\begin{aligned} |U_1 - U_2| &= |I(R_{LN} + jX_{LN})| \\ &= \left| \frac{(R_{LN}P_L + X_{LN}Q_L) - j(X_{LN}P_L - R_{LN}Q_L)}{U_2} \right| \end{aligned} \quad (1.2)$$

Pour un petit flux de puissance, l'angle de tension δ entre U_2 et U_1 dans l'équation (1.2) est petite, et la chute de tension $\Delta U = |U_1 - U_2|$ peut être approximée par :

$$\Delta U \approx \frac{R_{LN}P_L + X_{LN}Q_L}{U_2} \quad (1.3)$$

La PD peut être connecté au réseau directement à l'aide de générateurs synchrones ou à induction ou via une interface électronique de puissance. Les générateurs synchrones à interface électronique de puissance peuvent être exploités avec différents modes de la puissance réactive. Les générateurs ou les PD basées sur une interface électronique de puissance peuvent également être impliqués dans la commande de tension du système électrique, c'est-à-dire lorsque la PD fonctionne à une tension constante en faisant varier sa sortie de puissance réactive. D'autre part, la PD basée sur un générateur à induction absorbe toujours de la puissance réactive.

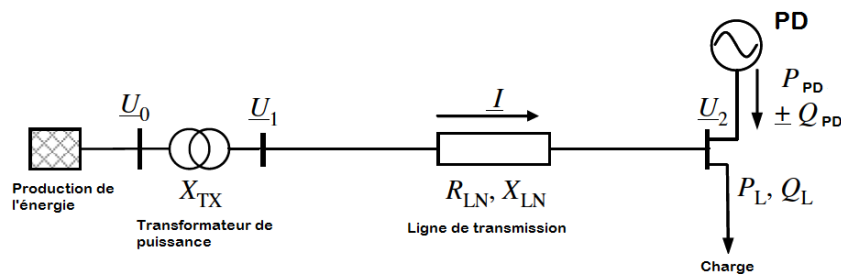


Figure 1.12. Schéma unifilaire pour illustrer la chute de tension dans un système électrique avec PD.

Pour un système avec une charge et une PD comme illustré à la figure 1.12, la chute de tension peut être approximé par :

$$\begin{aligned} \Delta U &= |U_1 - U_2| \\ &= \left| \frac{(R_{LN}(P_L - P_{PD}) + X_{LN}(Q_L - (\pm Q_{PD})))}{U_2} \right| \end{aligned} \quad (1.4)$$

1.6.2. Contrôle de puissance réactive avec condensateurs shunt commutés

Les condensateurs shunt injectent de la puissance réactive au système selon l'équation suivante :

$$Q_C = Q_{C,nom} U_C^2 \quad (1.5)$$

Tel que : Q_C est la puissance réactive injectée par le condensateur en Mvar, $Q_{C,nom}$ est la valeur nominale du condensateur en Mvar, U_C est la tension en pu (par rapport à la tension nominale du condensateur).

La puissance réactive injectée par le condensateur compensera la demande de puissance réactive et augmentera ainsi la tension. Par exemple, considérons que sur la figure 1.11, un condensateur shunt

injectant de la puissance réactive Q_C est connecté au jeu de barre de charge. La chute de tension sur le départ peut alors être approximée comme suit :

$$\Delta U \approx \frac{R_{LN}P_L + X_{LN}(Q_L - Q_C)}{U_2} \quad (1.6)$$

Cette équation indique que le condensateur réduit la chute de tension. En outre, lorsque le condensateur compense correctement la demande de puissance réactive, le condensateur diminuera le courant d'alimentation qui diminuera à son tour les pertes d'alimentation P_{pert} selon les équations suivantes:

$$I = \frac{\sqrt{P_L^2 + (Q_L - Q_C)^2}}{U_2} \quad (1.7)$$

$$P_{pert} = R_{LN}I^2 \quad (1.8)$$

1.6.3. Méthodes de contrôle de la tension des réseaux électriques en présence de la PD proposées

Dans cette partie, nous donnerons un second regard sur l'importance de la production décentralisée en tant qu'approche d'intégration des sources d'énergie verte et renouvelable. De plus, nous présentons les concepts qui ont été proposés dans ce travail.

1.6.3.1. Méthode de contrôle en utilisant le PI conventionnelle

Il s'agit d'une méthode classique de contrôle de tension basée sur une régulation proportionnelle-intégrale (PI). Cette technique de contrôle est convaincante en termes de performances de contrôle et donne de bons résultats de commande pour les applications de la PD [82, 83].

1.6.3.2. Contrôles basés sur la rétroaction d'état

La théorie du contrôle linéaire standard a été utilisée pour contrôler la tension dans le réseau électrique en présence de la PD. L'approche proposée est basée sur un algorithme de contrôle utilisant un compensateur d'avance-retard de phase basé sur un modèle de fonction de transfert. L'extension de cette méthode est une technique de contrôle par rétroaction d'état basée sur un modèle d'espace d'états. Cette méthode a également utilisé un indice quadratique linéaire en plus du contrôle de rétroaction d'état linéaire traditionnel pour obtenir des performances optimisées [82, 84].

1.6.3.3. Commandes par mode glissant

La commande de mode glissant a également utilisée dans le contrôle de la tension des réseaux électriques en présence d'une PD, et en particulier l'éolienne, en raison de sa robustesse et de sa capacité de suivi rapidement sans dépassement.. Les résultats montrent de bonnes performances [85].

1.6.3.4. Correction du THD

Cette méthode consiste à la correction de Taux Global de Distorsion Harmonique THD basée sur le contrôle par hystérésis. Cette structure est utilisée comme un système d'entraînement AC / DC / AC pour une machine asynchrone utilisé dans un système éolien. Le courant de source non sinusoïdal du système est amélioré en la forme d'onde par le nouveau système de correction THD contrôlé par un filtre actif commandé par hystérésis. Les résultats de simulation et expérimentaux montrent l'amélioration significative du courant de source avec la réduction du THD de la valeur 25,4 à 4,3 [86].

1.7. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons traité les différents aspects techniques et économiques de l'insertion massive de la PD dans les réseaux électrique. Il existe de nombreux projets de recherche en cours pour l'étude de différents aspects de la problématique de l'insertion de PD dans les réseaux électrique. Les solutions proposées dans ce chapitre de cette thèse pour répondre au problème du réglage de la tension dans les réseaux électrique ont été exposées. Nous développerons pour cela dans les chapitres suivants les différents méthodes de contrôle et de réglage de la tension dans le système électrique en présence de la PD.

Chapitre 02

APPROCHE NEURO FLOUE POUR LE CONTROLE DE LA TENSION DU RESEAU ELECTRIQUE

2.1. Introduction

L'utilisation des réseaux de neurones artificiels et des systèmes flous 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. Ce chapitre est organisé en deux 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., la classification des principales approches de la commande par réseaux de neurones rencontrées dans la littérature. Nous exposons dans la deuxième partie différentes simulations avec plusieurs scénarios.

2.2. Réseaux de neurones

2.2.1. 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 :

$$U_i = \sum w_{ij} x_j + b_i \quad (2.1)$$

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.

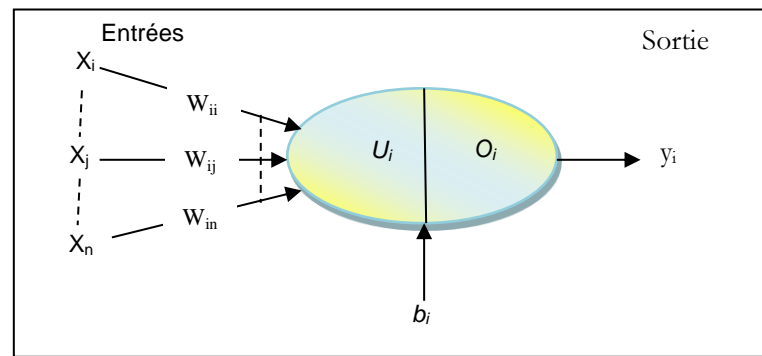


Figure 2.1. Modèle de base d'un neurone formel [87]

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 [87].

2.2.2. 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 2.2, illustre un perceptron à trois couches [88]. 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.

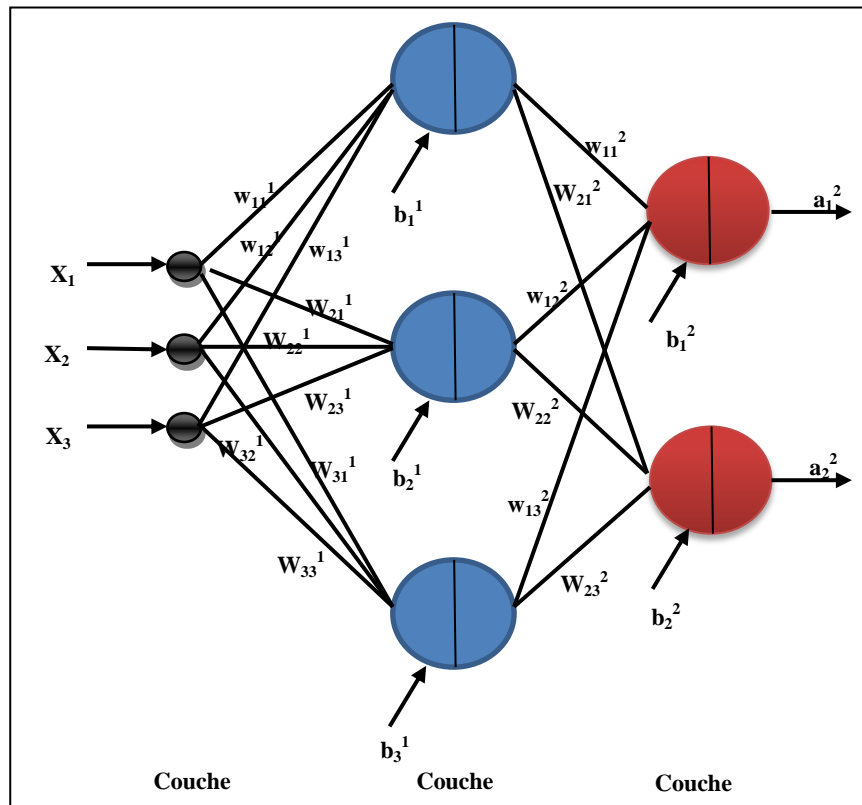


Figure 2.2. Perceptron à une couche cachée [88]

Sur la figure 2.2, 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

$$U_i^l = \sum_j^{N_{l-1}} w_{ij}^l \times O_j^{l-1} + b_i^l \tag{2.2}$$

$$O_i^l = g^l(U_i^l) \tag{2.3}$$

$l = 1, 2$: 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 :

$$\underline{U}^l = \underline{W}^l \times \underline{O}^{l-1} + \underline{b}^l \tag{2.4}$$

$$\underline{O}^l = \underline{g}^l(\underline{U}^l) \tag{2.5}$$

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

$$W^l = \begin{pmatrix} w'_{11} & w'_{12} & \cdots & w'_{1N_{l-1}} \\ w'_{21} & w'_{22} & \cdots & w'_{2N_{l-1}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ w'_{N_l1} & w'_{N_l2} & \cdots & w'_{N_lN_{l-1}} \end{pmatrix}$$

Le perceptron multicouche présente une alternative prometteuse pour la modélisation des systèmes complexes. Avec une seule couche cachée, il constitue une approximation universelle. 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 [89].

2.2.3. 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) [90]. 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.

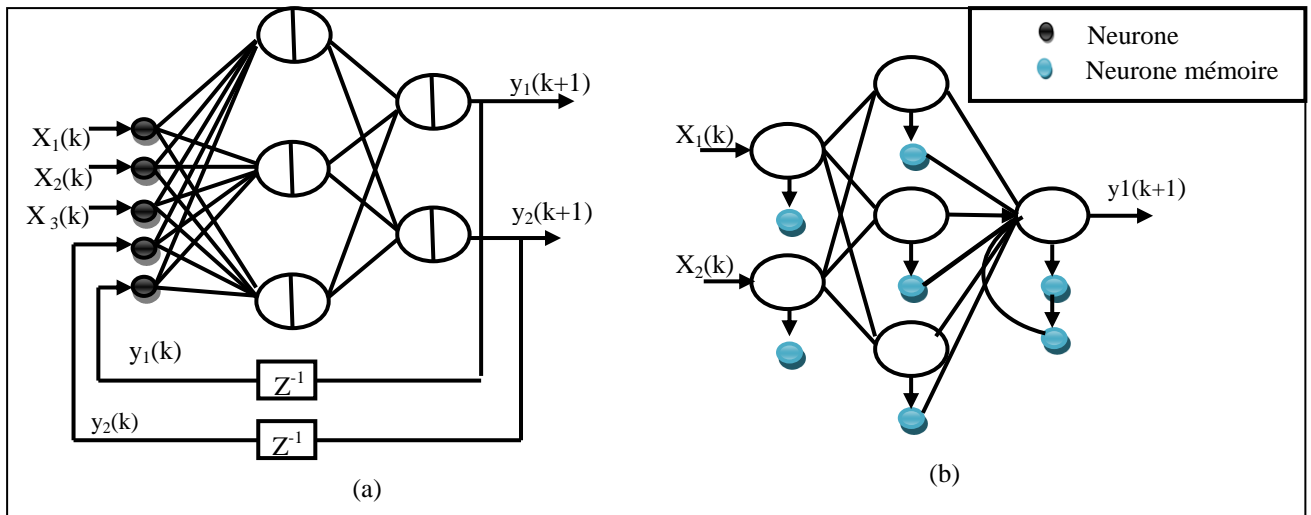


Figure 2.3. Réseaux de neurones récurrents [90]

2.2.4. 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 [91].

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).

2.2.4.1. 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 multicouches [91].

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 :

$$J(t) = 0.5 \times \sum_{i=1}^{N_t} (O_i^L(t) - d_i(t))^2 \quad (2.6)$$

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:

$$w_{ij}^l(t+1) = w_{ij}^l(t) - \eta \frac{\partial J(t)}{\partial w_{ij}^l(t)} \quad (2.7)$$

$$b_i^l(t+1) = b_i^l(t) - \eta \frac{\partial J(t)}{\partial b_i^l(t)} \quad (2.8)$$

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

2.2.4.2. 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 "boîte 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 [92]. La figure 2.4 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.

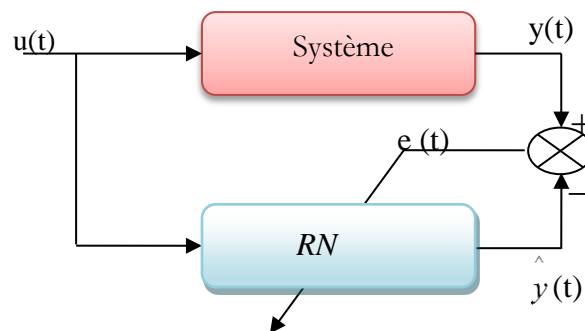


Figure 2.4. Schéma de principe d'identification par réseau de neurones [92]

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 2.5), la structure d'identification est dite série parallèle, par opposition à la structure parallèle qui exploite les sorties du réseau (figure 2.6). 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.

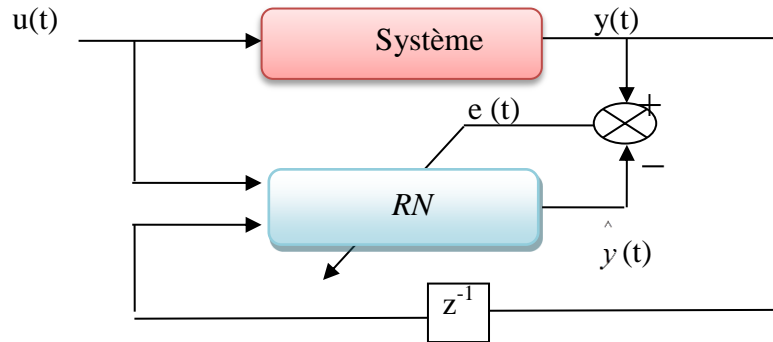


Figure 2.5. Structure d'identification série parallèle [92]

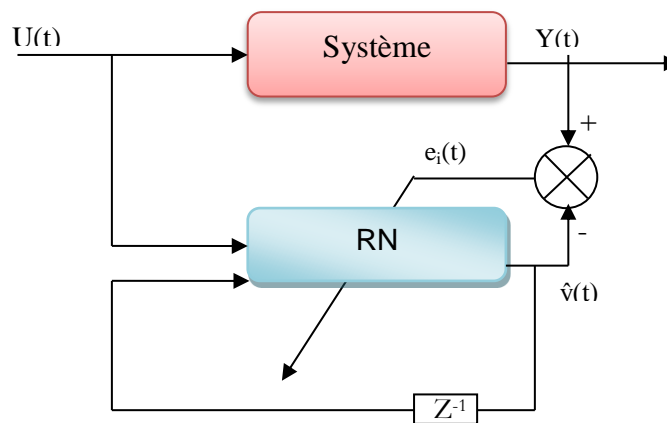


Figure 2.6. Structure d'identification parallèle [92]

2.3. 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.

2.3.1. 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 [92].

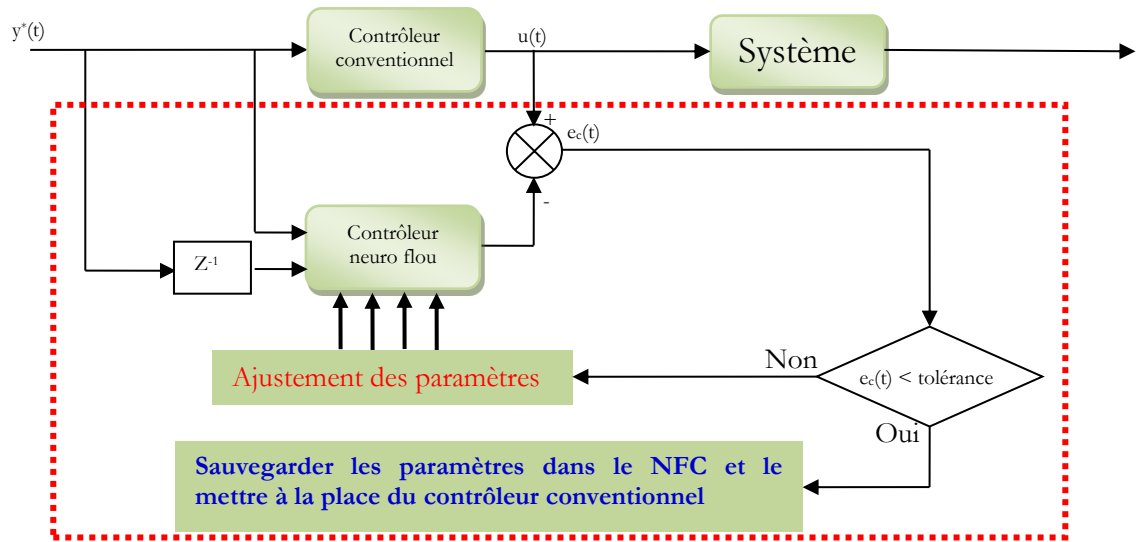


Figure 2.7. Commande neuronale par réplique d'un contrôleur conventionnel

La figure 2.7 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.

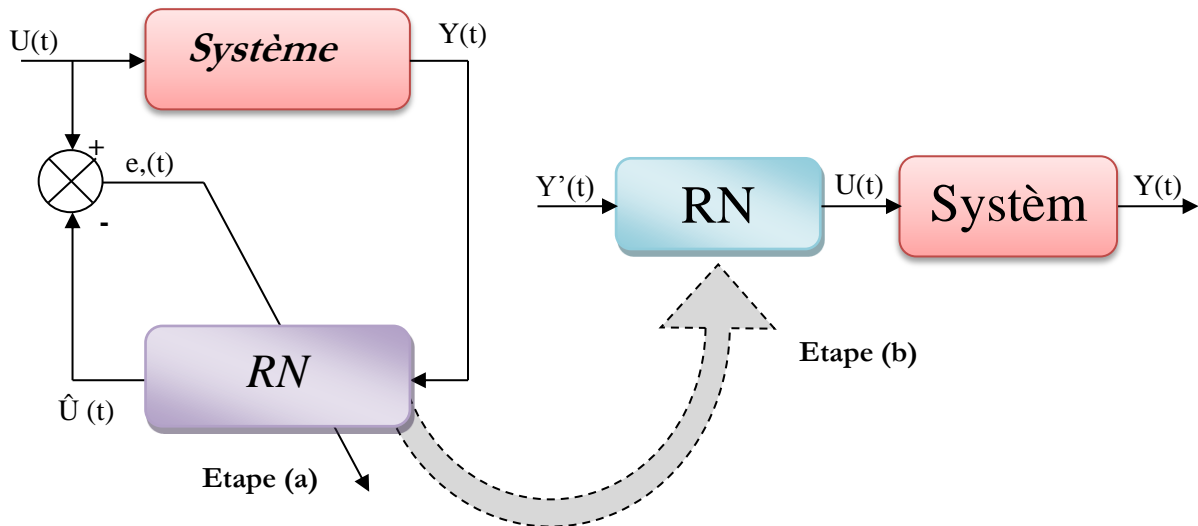


Figure 2.8. Commande neuronale par identification du modèle inverse

2.3.2. 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 2.8, 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 [92].

2.4. 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.

2.4.1. 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.

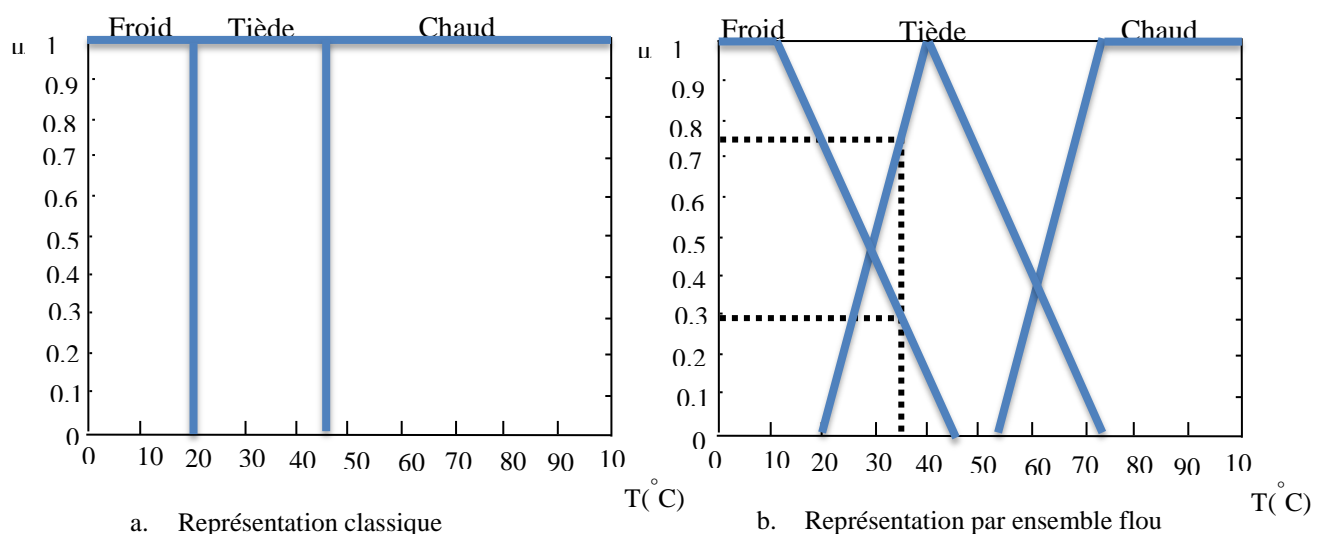


Figure 2.9. Représentation de la température d'un corps par les ensembles classiques et flous

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 [93].

2.4.2. 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) [94]. La figure 2.10 illustre un exemple de la variable linguistique 'vitesse' avec trois termes linguistiques: petite, moyenne et grande.

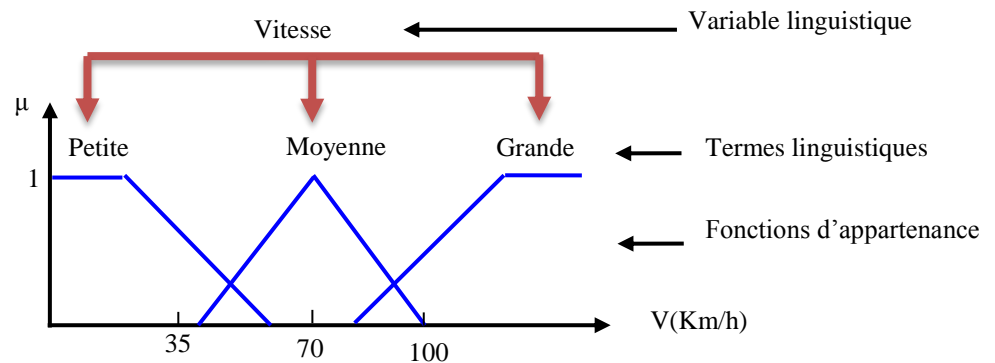


Figure 2.10. Variables linguistiques [94]

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

$$\forall x, \exists i, \mu_{A_i}(x) \neq 0 \quad (2.9)$$

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 [94].

Dans la partie inférieure de la Figure 2.11, 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.

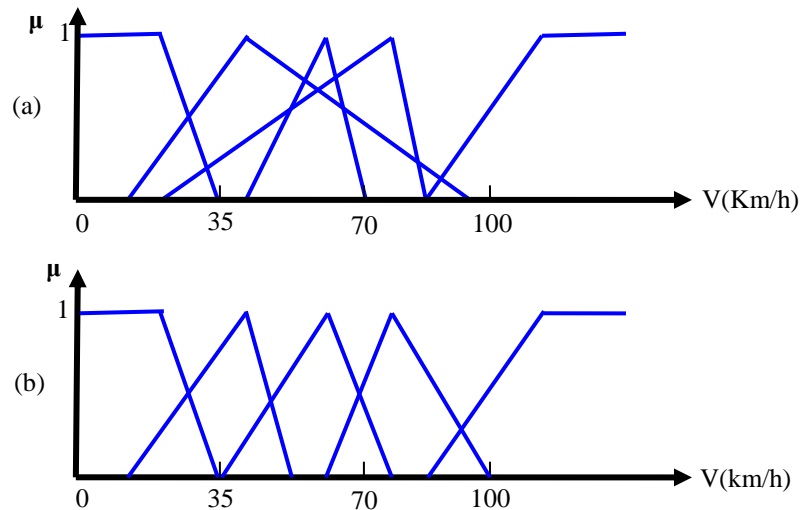


Figure 2.11. La partition supérieure ne peut s'interpréter en termes linguistiques [94]

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.

2.4.3. 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 [95]. 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)

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:

$$\text{Si } (X_1 \text{ est } A_1) \text{ ET } (X_2 \text{ est } A_2) \text{ alors } (Y \text{ est } B) \quad (2.10)$$

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 :

$$\text{Si } (X_1 \text{ est } A_1) \text{ ET } (X_2 \text{ est } A_2) \text{ Alors } (Y \text{ est } B) \quad (2.11)$$

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

2.4.4. 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 2.12 qui inclut quatre blocs [96] :

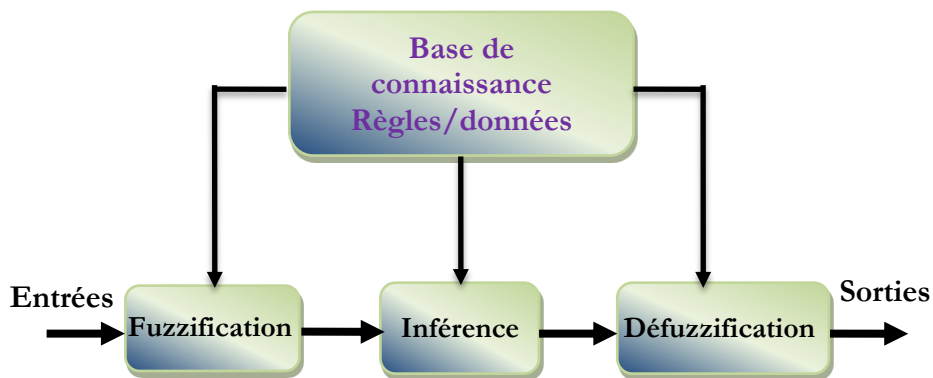


Figure 2.12. Structure interne d'un système flou [96]

- 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.

2.5. 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.

2.5.1. 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 [97]:

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

Avec :

$$c = \begin{cases} B(\text{type1}) \\ f(X_1, X_2, \dots, X_n)(\text{type2}) \\ \mathcal{G}(\text{type3}) \end{cases} \quad (2.12)$$

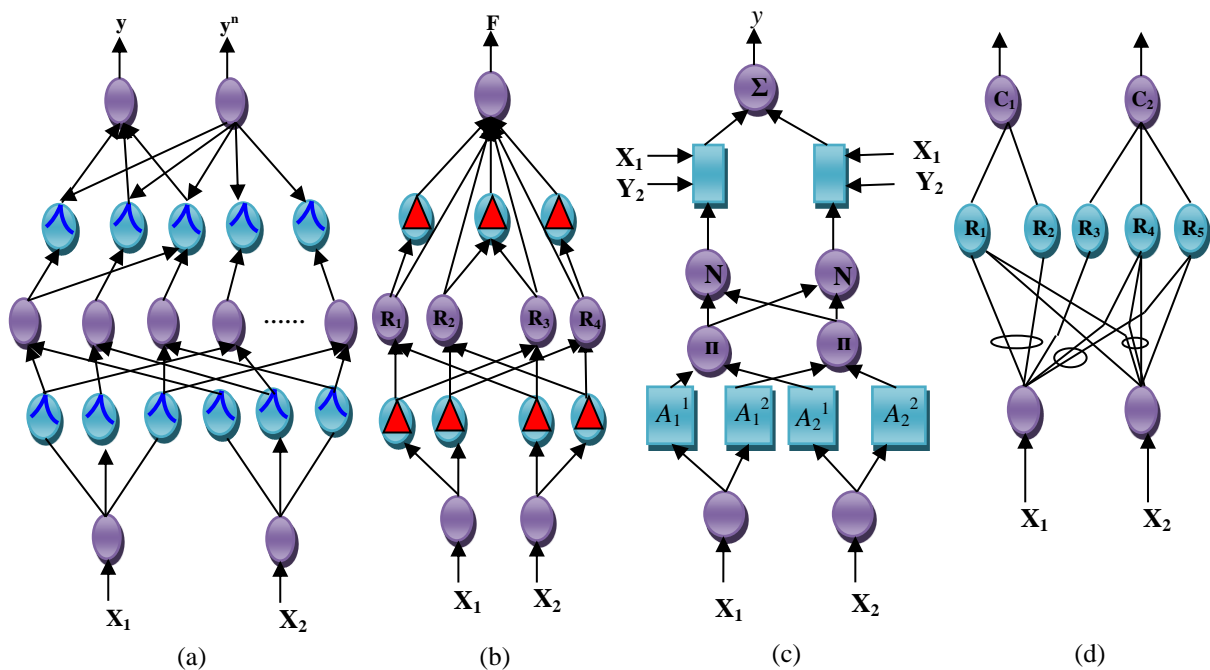


Figure 2.13. Différentes architectures des systèmes neuro-flous [98]

Type 3 est un cas particulier du type 1

La figure 2.13 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 [98].

2.5.2. Système ANFIS (Adaptative Neural Fuzzy Inference System)

Le système ANFIS est une classe de réseau adaptatif proposé par JANG [99]. 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 [100].

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 'Neuro-fuzzy' 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.

2.6. Procédure de simulation

Afin de montrer l'efficacité du contrôleur ANFIS pour le système électrique, deux applications ont été effectuées. La première application concerne un système électrique mono machine et la deuxième sur un système multi-machines.

2.6.1. Application sur un système mono machine

L'efficacité de la méthode proposée a été testée en utilisant un système mono machine connectée à un jeu de barre infinie (SMIB) qui est équipé par un SVC et une petite éolienne illustré par la figure 2.14. Les paramètres de ligne R_e et X_e pour la connexion entre le générateur synchrone et le jeu de barre infini auquel la charge, l'éolienne et le SVC sont connectés. Les paramètres de ce réseau sont donnés dans l'annexe A. Dans cette simulation, on s'intéresse au contrôle du réseau électrique en terme de stabilité après une perturbation.

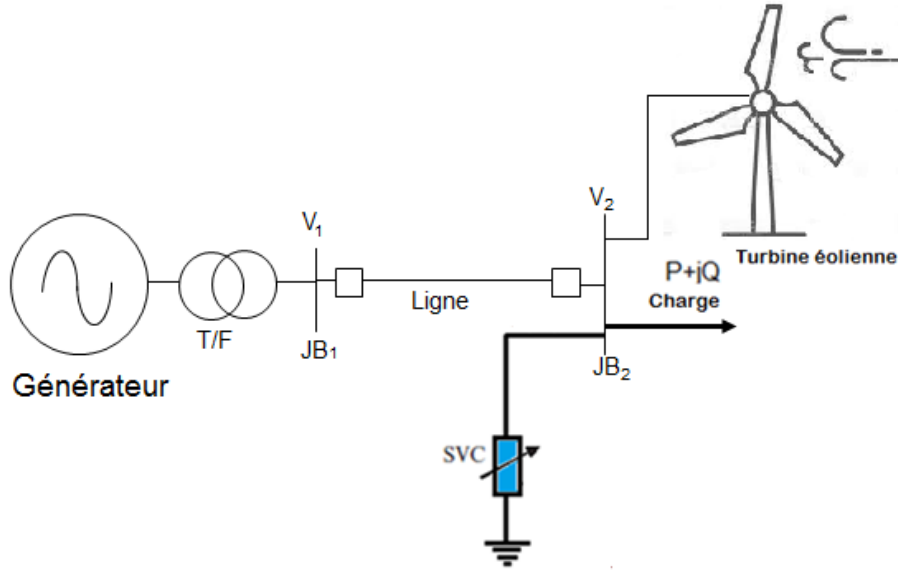


Figure 2.14. Réseau à jeu de barres infini avec turbine éolienne et un SVC

Pour démontrer la validité de la méthode proposée, le modèle standard à deux axes du générateur avec enroulement de champ sur l'axe direct et enroulement d'amortisseur sur l'axe direct et quadrature, un système d'excitation IEEE de type I et un modèle de turbine / régulateur simplifié sont adoptés dans cette étude. La modélisation détaillée est illustrée dans l'annexe A.

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

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

$$\begin{aligned} v_q &= -(r_s + R_e)I_q - (x'_d + X_e)I_d + E'_q \\ v_d &= -(r_s + R_e)I_d - (x'_q + X_e)I_q + E'_d \end{aligned} \tag{2.13}$$

$$\dot{\delta} = (\omega - \omega_b) \tag{2.14}$$

$$\dot{\omega} = \frac{\omega_b}{2H} [P_m - P_e - D(\omega - \omega_b)] \tag{2.15}$$

$$\dot{E}'_q = \frac{1}{T'_{d0}} [V_{ex} - E'_q + (x_d - x'_d)I'_d] \tag{2.16}$$

$$\dot{E}'_d = \frac{1}{T'_{q0}} [-E'_d - (x_q - x'_q)I'_q] \tag{2.17}$$

Tel que $r_s, H, D, \omega, \delta, P_m, P_e$ sont les parameters de la machine synchrone.

La puissance électrique est donnée par :

$$P_e = P_{gen} + P_{wind} \tag{2.18}$$

Tel que P_{gen} est la puissance électrique générée par le générateur synchrone, P_{wind} est la puissance électrique générée par l'éolienne dont la puissance peut s'écrire par l'équation suivante [101]:

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \rho_w \cdot A_{rw} \cdot V_w^3 \cdot C_{pw}(\lambda_w, \beta_w) \tag{2.19}$$

Tel que ρ_w densité de l'air (kg/m^3), A_{rw} surface balayée par les pales (m^2), V_w vitesse du vent (m/s), λ_w le ratio de vitesse, β_w angle de calage des pales (degrees) and C_{pw} coefficient de puissance.

2.6.1.1. Conception et calcul du contrôleur neuro-flou

a. Emplacement du contrôleur NF

Le stabilisateur a pour fonction d'améliorer l'amortissement des oscillations de rotor de générateur en commandant son excitation, utilisant les signaux stabilisants auxiliaires. Le PSS existe sous plusieurs types et avec différents signaux d'entrée. Les signaux d'entrée les plus fréquents sont: La vitesse du rotor, la puissance d'accélération, la fréquence, la puissance active de sortie, la tension aux bornes de la machine et/ou une combinaison d'elles. Le PSS va être une partie non séparable des systèmes d'excitation modernes. Le schéma bloc du PSS est celui de la figure 2.15.

Le bloc du PSS consiste: un gain K_{PSS} , a washout block avec son constant de temps (T_w) et bloc de compensation avec ses constant de temps (T_1, T_4). D'après la Fig.2.15, le signal d'entrée de PSS est la déviation de la vitesse du rotor ($\Delta\omega(\text{syn})$) et la sortie est le signal de stabilisation (V_{sup}) soumis à un limiteur $V_{sup}^{\min}, V_{sup}^{\max}$

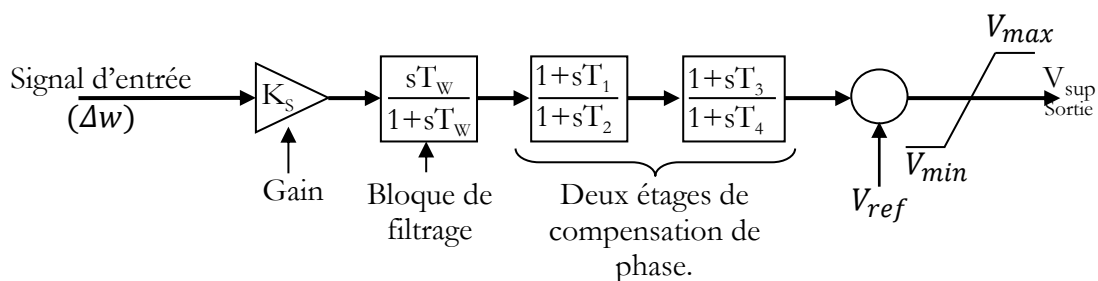


Figure 2.15. Système de PSS

Le contrôleur neuro-flou sera placé au niveau de la boucle de compensation pour fournir un signal supplémentaire pour l'excitation de la machine synchrone.

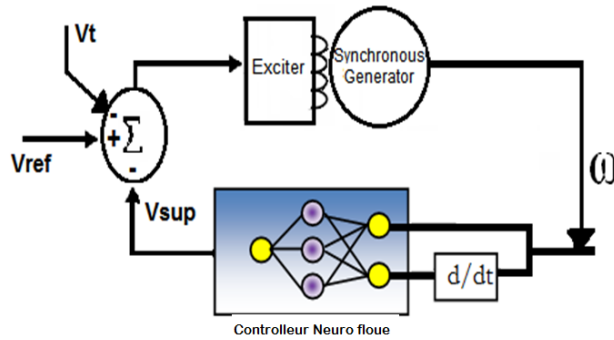


Figure 2.16. Emplacement du contrôleur neuro-flou sur le système d'excitation

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

$$\frac{V_{ex}}{E_f} = \frac{1}{K_E + sT_E} \tag{2.20}$$

Où K_E et T_E sont respectivement gain constant et constante de temps de l'excitateur.

Dans les systèmes d'excitation standard, pour obtenir les performances dynamiques souhaitables et pour donner une meilleur réponse du régulateur, un circuit de stabilisation est utilisé, caractérisé par un gain K_F et une constante de temps T_F .

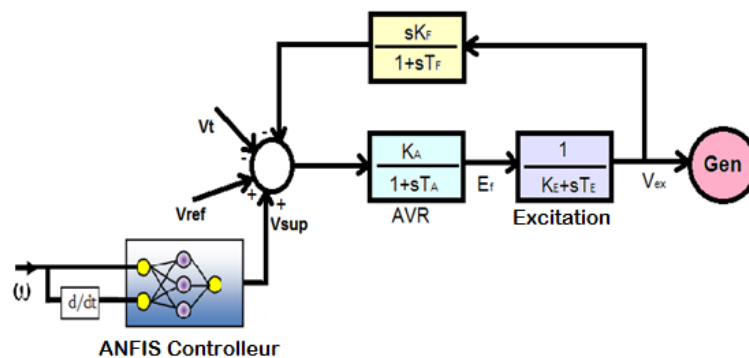


Figure 2.17. Fonction de transfert du système d'excitation

b. 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 V_{sup} . 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.

$$f(inp) = \exp\left(\frac{-0.5(inp - c)^2}{sig^2}\right) \quad (2.21)$$

Le réseau neuro-flou proposé pour le contrôle du système d'excitation de la machine synchrone est représenté dans la figure 2.18. L'apprentissage du notre contrôleur est effectué par le biais de l'algorithme de rétro-propagation du contrôleur conventionnel qui détermine les paramètres liés aux fonctions d'appartenance.

c. Calcul du contrôleur neurone flou

Avant de procéder au calcul des paramètres des fonctions d'appartenance par apprentissage, il faut générer les données nécessaires. Pour cela, nous procédons à une simulation du réseau sous test en utilisant un contrôleur conventionnel. 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 V_{Sup} sur la troisième colonne.

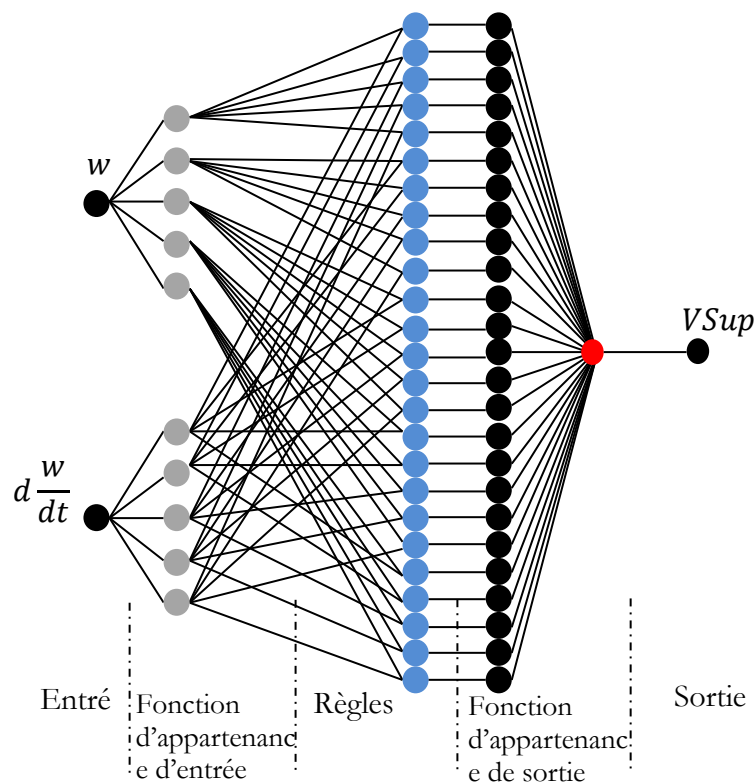


Figure 2.18. Structure neurone flou proposée.

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.

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. Les conditions de fonctionnement pour générer les données d'apprentissages sont données dans l'annexe A. La perturbation de couple autour du point de fonctionnement de 5% du couple nominal avec une durée de 0,1s.

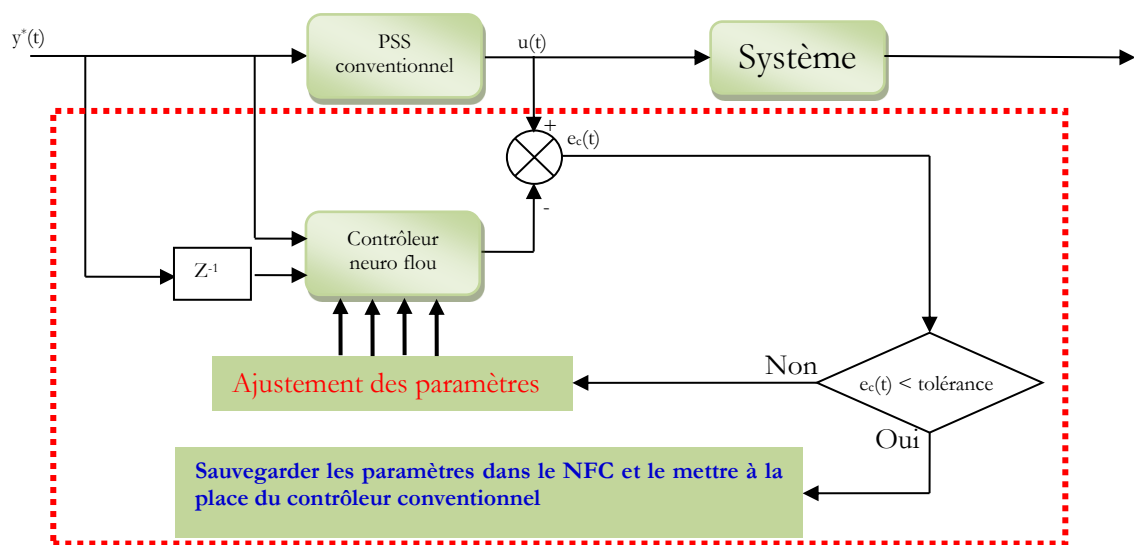


Figure 2.19. Commande par réplique du contrôleur.

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 de l'excitation de la machine.
- 25 règles floues.
- Apprentissage hybride (back propagation de l'erreur et les moindres carrés).
- Tolérance ($\epsilon = 0.001$) et le nombre des itérations ($it = 100$)

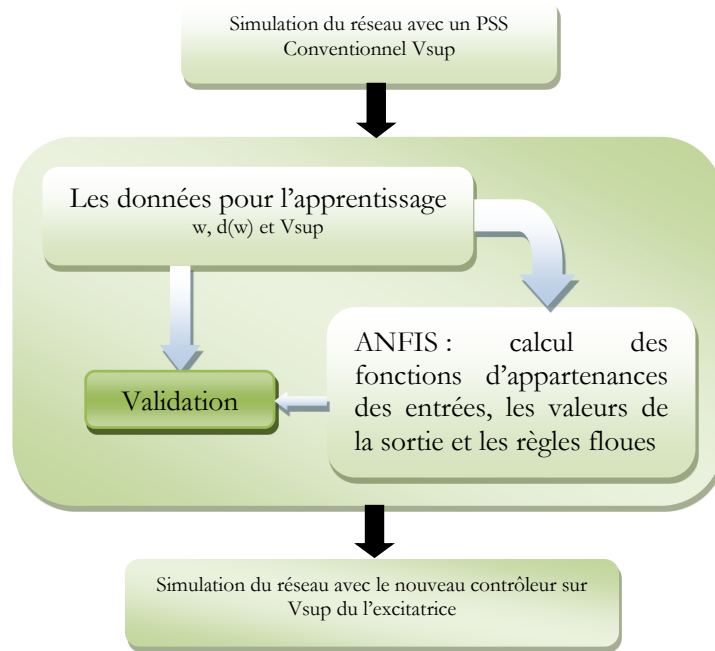


Figure 2.20. Procédure de simulation pour le calcul du NFC

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.

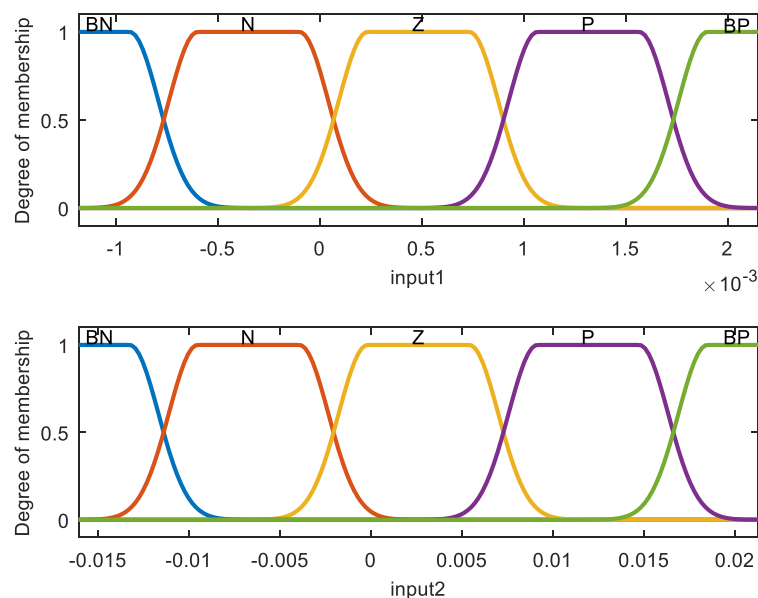


Figure 2.21. Fonctions d'appartenances calculées par l'ANFIS

2.6.1.2. Simulation et interprétation des résultats

Le réseau est simulé au premier temps avec un contrôleur conventionnel du PSS afin de définir les paramètres du nouveaux contrôleur neuro-flou ANFIS. Les résultats sont présentés dans la figure 2.22. Les courbes présentent respectivement la vitesse de la machine, l'angle du rotor, puissance active et réactive.

L'importance d'un contrôleur conçu pour la commande du réseau électrique est qu'il soit fonctionnelle non seulement autour du point de fonctionnement normal mais il doit être aussi efficace un régime de fonctionnement perturbé. Les résultats obtenus dans ce cas montre l'efficacité du contrôle neuro-flou dans différents points de fonctionnement.

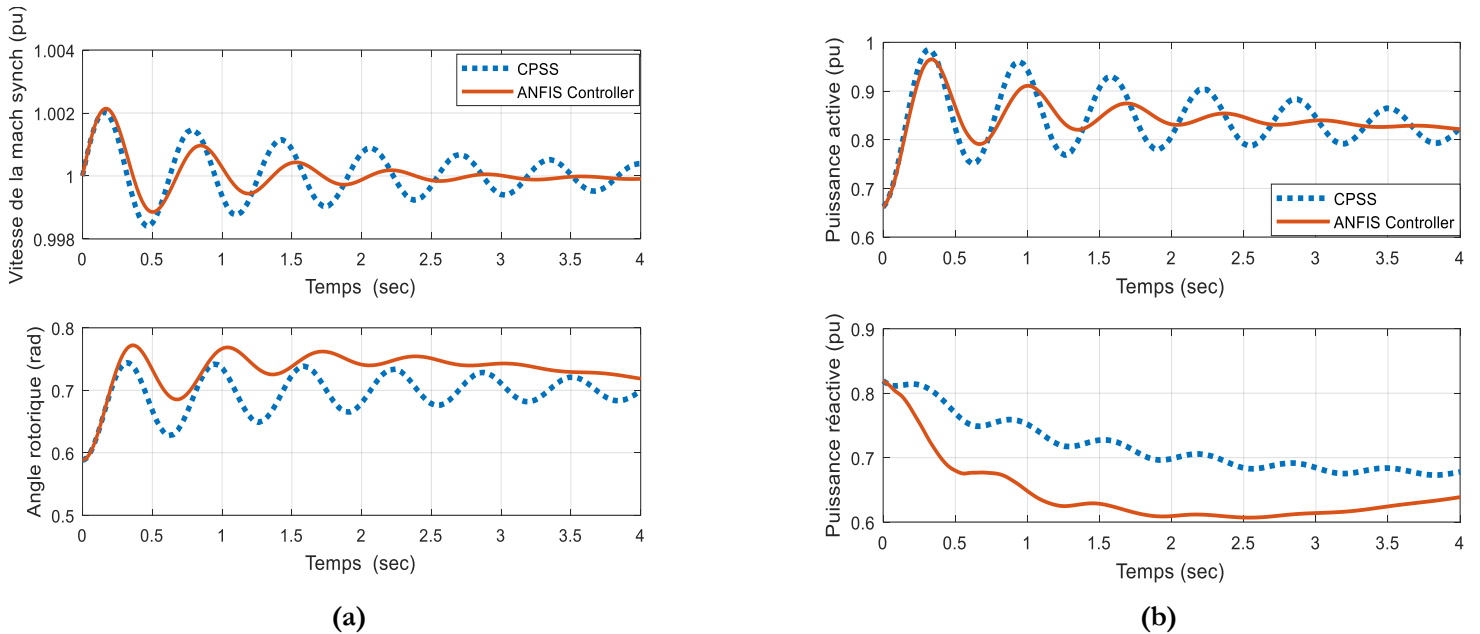


Figure 2.22. Résultats de simulation

- (a) Vitesse de la machine synchrone, l'angle rotorique de la machine synchrone
 (b) Puissance active et réactive délivrée par la machine synchrone

2.6.2. Application sur un réseau multi-machines

Dans cette étude, la nouvelle approche du contrôleur ANFIS est proposée pour étudier la stabilité et de contrôler la tension du système d'alimentation multi-machines en présence d'une turbine éolienne. Ce modèle hybride est illustré à la figure 2.23. qui comprend principalement deux scénarios de simulation dans le domaine temporel.

2.6.2.1. Réseau test étudié

La figure 2.23 montre un système électrique comprenant 3 générateurs reliés entre eux par 6 lignes 230 kV lignes de différentes longueurs dont les paramètres sont résumés dans l'annexe A. Ce réseau a été conçu pour examiner les oscillations électromécaniques à basse fréquence dans les grands systèmes électriques interconnectés en présence d'une production décentralisée comme l'éolienne. Chaque générateur synchrone est équipé d'une puissance nominale de 247,5, 192, 128 MVA respectivement. La charge est représentée par des valeurs constantes, est d'environ 125, 90, 100 MW situées respectivement dans le bus 5, 6 et 8. Les données détaillées des jeux de barres, lignes, caractéristiques dynamiques des machines, excitatrices et les charges se trouvent dans l'annexe A. [3].

Pour étudier l'efficacité de la méthode proposée, deux cas de simulations ont été conçus :

- Le premier cas : la ferme éolienne connectée au jeu de barre générateur
- Le deuxième cas : trois fermes éoliennes sont connectés aux jeux de barres de charges 5, 6 et 8

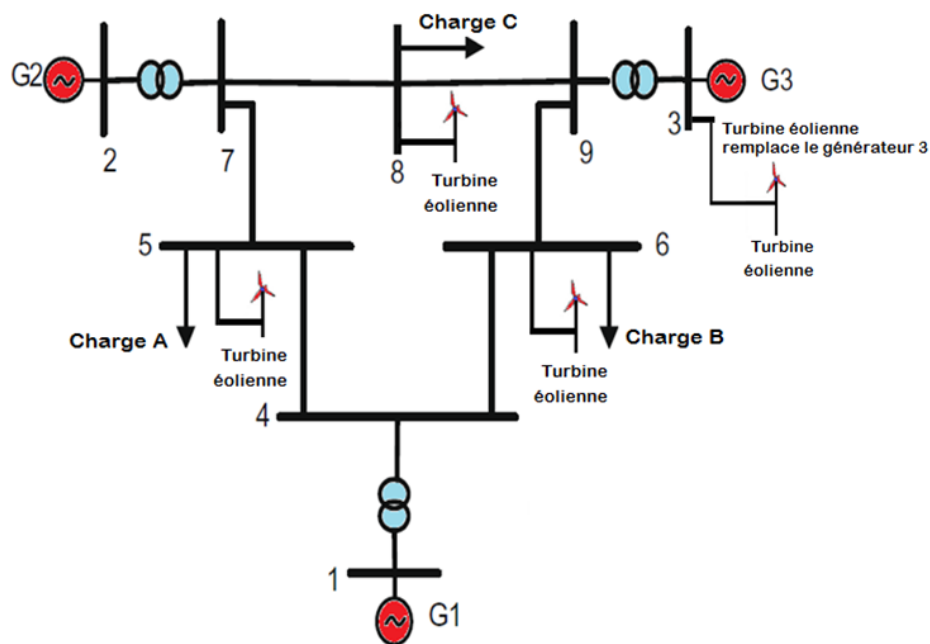


Figure 2.23. Réseau de test IEEE 3 Générateurs 9 jeux de barres avec intégration des fermes éoliennes [3]

2.6.2.2. Dynamique de la machine synchrone

Les modèles mathématiques des différentes composantes d'un réseau d'énergie électrique sont nécessaires dans la formulation du problème de la stabilité du réseau électrique. Nous avons commencé par le modèle du système en état d'équilibre pour dériver les équations d'écoulement de puissance. Ensuite, les équations mécaniques décrivant les mouvements des rotors. Les expressions des puissances des générateurs sont dérivées en tenant compte du changement du flux rotorique, ce qui définit le

modèle à deux axes de la machine synchrone. Moyennant quelques hypothèses, le modèle de second ordre, largement utilisé dans les programmes d'étude de la stabilité transitoire, est obtenu. Des représentations dans l'espace d'état, des deux modèles, sont décrites et simulé.

Dans cette étude, le comportement dynamique des machines est décrit par les équations suivantes. Pour $i = 1 \dots m$, dans notre cas $m=3$.

$$\dot{\delta}_i = (\omega_i - \omega_b) \tag{2.22}$$

$$\dot{\omega}_i = \frac{\omega_b}{2H_i} [P_{mi} - P_{ei} - D_i (\omega_i - \omega_b)] \tag{2.23}$$

$$\dot{E}'_{qi} = \frac{1}{T'_{d0i}} [V_{exi} - E'_{qi} + (x_{di} - x'_{di}) I'_{di}] \tag{2.24}$$

$$\dot{E}'_{di} = \frac{1}{T'_{q0i}} [-E'_{qi} - (x_{qi} - x'_{qi}) I'_{qi}] \tag{2.25}$$

$$\frac{dV_{ex}}{dt} = \frac{1}{T_E} [V_R - (S_E + K_E)V_{ex}] \tag{2.26}$$

$$\frac{dV_1}{dt} = \frac{1}{T_R} (V_{ref} - V_t - V_1) \tag{2.27}$$

$$\frac{dV_2}{dt} = \frac{1}{T_F} \left(K_F \frac{dV_{ex}}{dt} - V_2 \right) \tag{2.28}$$

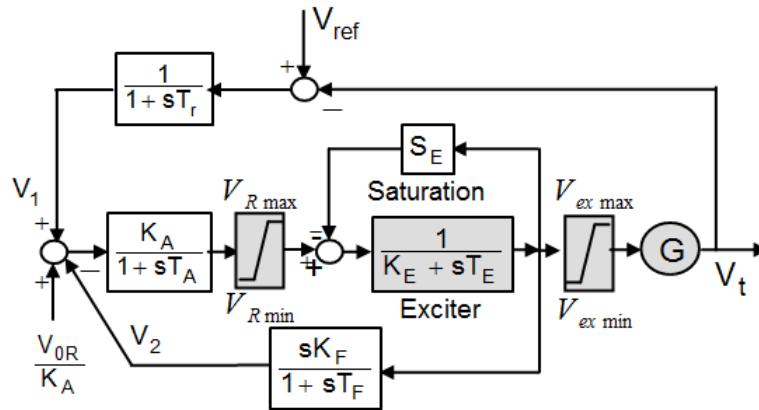


Figure 2.24. Modèle de régulateur de tension automatique (AVR)

La puissance mécanique P_w capturée à partir d'une éolienne d'un rayon de pale (R) fonctionnant dans un courant de vent de vitesse V_w est donnée par [101]:

$$P_w = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) V_w^3 \tag{2.29}$$

$$\lambda = \frac{R\omega_T}{V_w} \quad (2.30)$$

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5109 \left(\frac{116}{X} - 0.4\beta - 5 \right) \exp\left(-\frac{21}{X}\right) + 116\lambda \quad (2.31)$$

Tel que:

$$X = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3} \quad (2.32)$$

De plus, l'énergie éolienne globale générée est donnée par l'équation suivante:

$$P_{WTotal} = \sum_{i=1}^n P_W \quad (2.33)$$

Dans notre cas, le nombre d'éoliennes est de 21 dont la puissance totale injectée est de 35,28 MW.

La détermination du point de fonctionnement du réseau (obtenu par écoulement de puissance) qui précède la perturbation est primordiale. Elle nous permet d'obtenir les conditions de fonctionnement stable du système avant défaut. Ceci exige la résolution d'un ensemble d'équations algébriques non linéaires appelées : équations de performance du réseau. Les résultats pour un plan de charge donné, sont les tensions (amplitudes et angles) pour tous les nœuds du réseau, les puissances (actives et réactives) dans les lignes de transmissions, la puissance totale produite et les pertes totales dans le système.

Considérons un réseau d'énergie de $m+n$ nœuds dont n nœuds de génération et m nœuds de charge. Prenons un nœud de référence, l'équation de performance du réseau sous forme matricielle est donnée par :

$$\bar{I}_{BUS} = \bar{Y}_{BUS} \bar{V}_{BUS} \quad (2.34)$$

avec :

\bar{V}_{BUS} : vecteur des tensions complexes des nœuds de dimension $(n+m \times 1)$ mesurées par rapport au nœud de référence.

\bar{I}_{BUS} : vecteur des courants complexes des nœuds de dimension $(n+m \times 1)$ (pris positifs lorsqu'ils circulent vers le réseau).

\bar{Y}_{BUS} : matrice nodale carrée des admittances complexes du réseau de transport d'énergie de dimension $(n+m \times n+m)$

La matrice \bar{Y}_{BUS} est formée comme suit :

- l'élément diagonal \bar{Y}_{ii} est égal à la somme de toutes les admittances des éléments connectés au nœud i .
- l'élément non diagonal \bar{Y}_{ik} est égal à la valeur négative de l'admittance de l'élément connectant les nœuds i et k . S'il n'y a pas de connexion entre les nœuds i et k alors l'élément correspondant est nul.

L'équation de performance (2.34) peut se transformer en un ensemble de $(n+m-1)$ équations algébriques complexes simultanées de la forme :

$$\bar{V}_i = \frac{1}{\bar{Y}_{ii}} \left(\bar{I}_i - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+m} \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \right) \quad (i = 1, \dots, n+m, \quad i \neq \text{noeud balancier}) \quad (2.35)$$

La puissance complexe injectée au nœud i est donnée par le produit de la tension complexe et le courant complexe conjugué :

$$P_i + j Q_i = \bar{V}_i \bar{I}_i^* \quad (2.36)$$

De l'équation (2.36), on peut avoir l'expression des courants complexes injectés au nœud i :

$$\bar{I}_i = \frac{P_i - j Q_i}{\bar{V}_i} \quad (2.37)$$

Substituons l'équation (2.37) dans (2.35), on peut avoir l'équation de base de calcul d'écoulement de puissance :

$$\bar{V}_i = \frac{1}{\bar{Y}_{ii}} \left(\frac{P_i - j Q_i}{\bar{V}_i} - \sum_{j=1, j \neq i}^{n+m} \bar{Y}_{ij} \bar{V}_j \right) \quad (i = 1, \dots, n+m, \quad i \neq \text{noeud balancier}) \quad (2.38)$$

Les $(n+m-1)$ équations algébriques simultanées données par (2.38) décrivent complètement la performance du système en état d'équilibre. Elles sont non linéaires. Pour les résoudre, on utilise les méthodes numériques itératives classiques (Gauss-Seidel, Newton-Raphson ou la technique de Newton modifiée). Dans notre programme, nous avons utilisé la méthode de Newton-Raphson.

La solution de ces équations donne les tensions complexes du système. Une fois toutes les tensions des nœuds sont déterminées, on peut calculer directement les puissances circulant dans les lignes, les puissances active et réactive du générateur du nœud de référence, les pertes dans les lignes de transport et les pertes totales dans le système

2.6.2.3. Conception et calcul du contrôleur neuro-flou

a. Emplacement du contrôleur NF

Le contrôleur neuro-flou est placé au niveau de la turbine de la machine synchrone pour fournir un signal de commande au niveau du couple mécanique fournie à la machine.

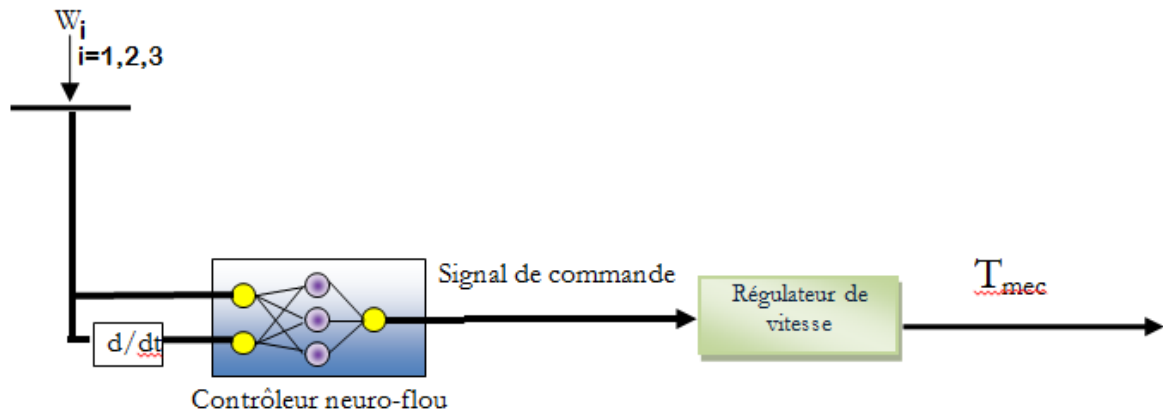


Figure 2.25. Emplacement du NFC sur le régulateur de vitesse

b. 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 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 vitesse et sa dérivée, la sortie est le couple mécanique de fournie par la turbine T_{mec} . 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 décrite précédemment.

c. Calcul des paramètres du contrôleur neuro-flou

On considère la même technique utilisée dans l'application précédente mais cette fois ci, on utilise le régulateur de vitesse classique pour obtenir les paramètres des fonctions d'appartenances des entrées, les règles floues et les paramètres des fonctions de sortis.

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

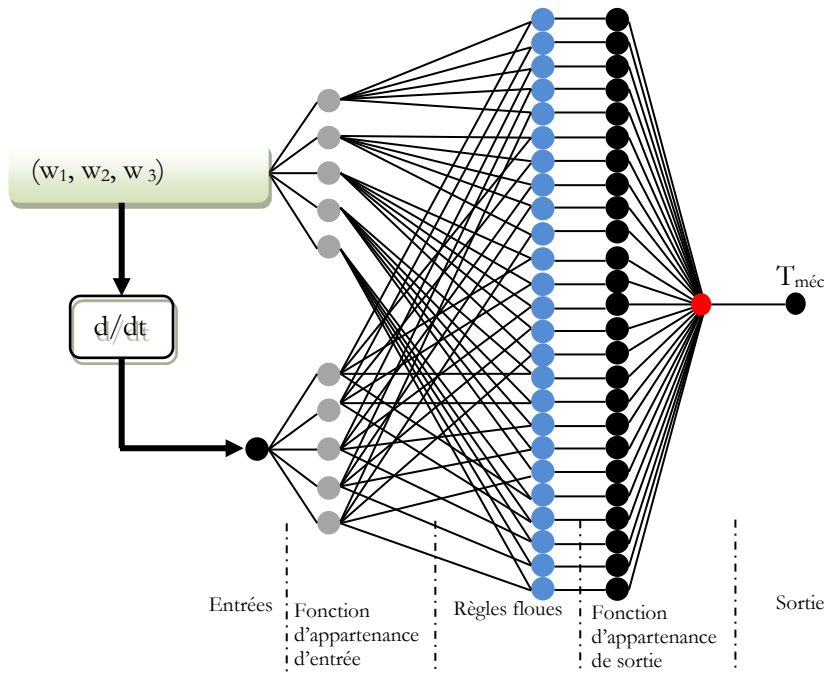


Figure 2.26. Structure du NFC calculé

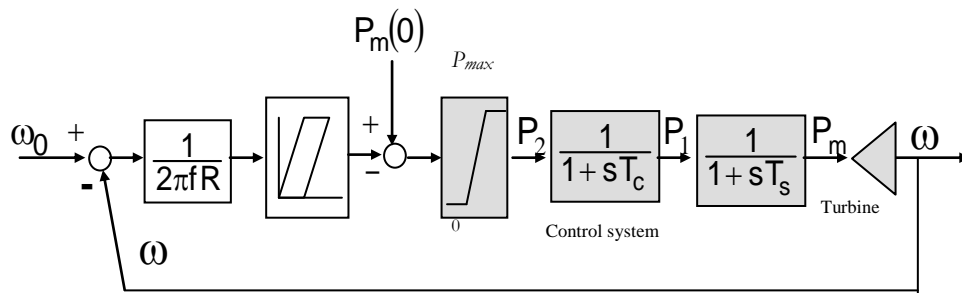


Figure 2.27. Contrôleur de vitesse classique.

Les variables d'état du régulateur sont liées par les équations suivantes:

$$\frac{dP_m}{dt} = \frac{1}{T_s} (P_1 - P_m) \tag{2.39}$$

$$\frac{dP_1}{dt} = \frac{1}{T_c} (P_2 - P_1) \tag{2.40}$$

$$P_2 = P_m(0) - \frac{1}{R} \left[\frac{\omega_b - \omega}{2\pi f} \pm DBt \right] \tag{2.41}$$

Où: R est la régulation de vitesse, T_c, T_s sont les constantes de temps, P_m est la puissance mécanique, $P_m(0)$ est la puissance mécanique initiale, P_1, P_2 sont les variables d'état intermédiaires, DBt est la course de la bande morte.

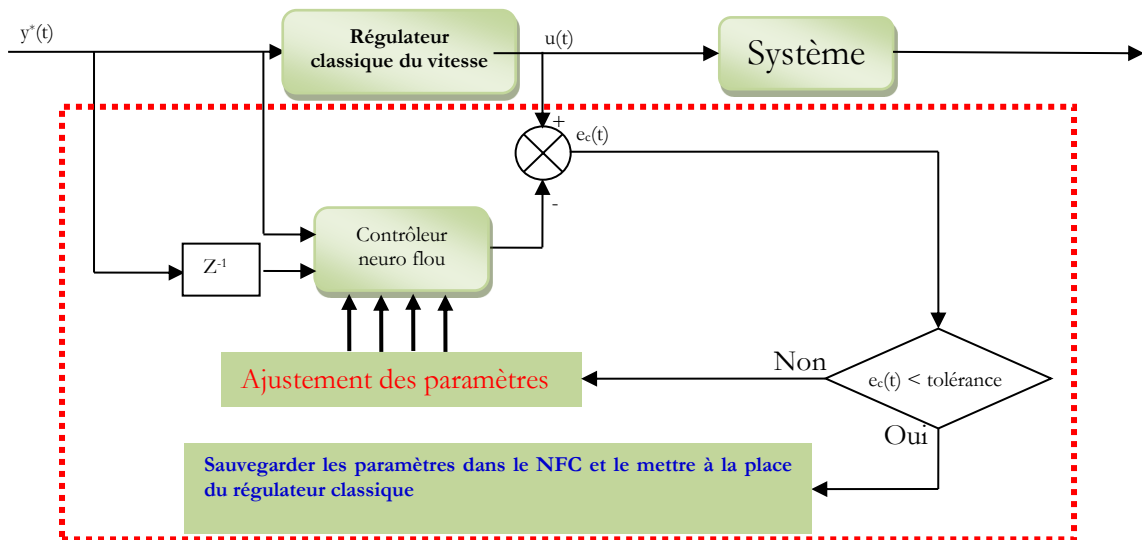


Figure 2.28. Commande par réplique du contrôleur

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

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

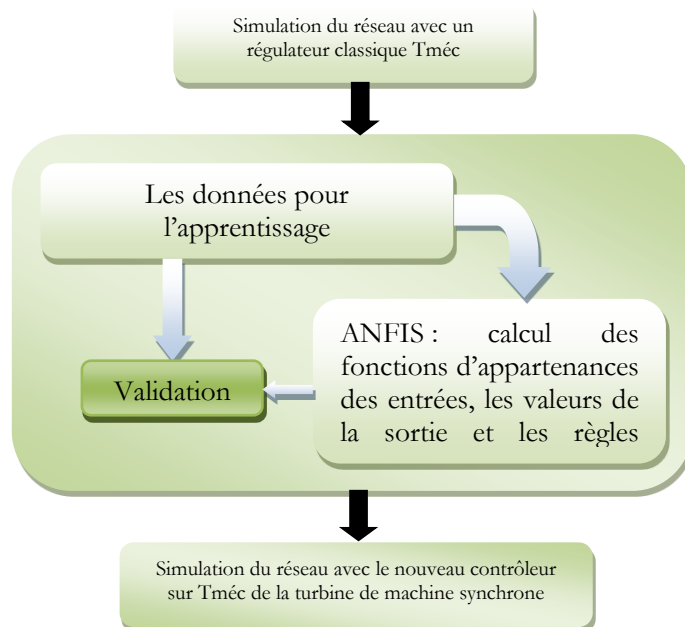


Figure 2.29. Procédure de simulation pour le calcul du NFC

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 donne les paramètres des fonctions de la sortie. On distingue deux cas :

- Cas N°1 : la ferme éolienne connectée au jeu de barre générateur
- Cas N°2 : la ferme éolienne connectée au jeu de barre charge

Pour le premier cas, la fonction d'appartenance est illustrée par la figure 2.30.

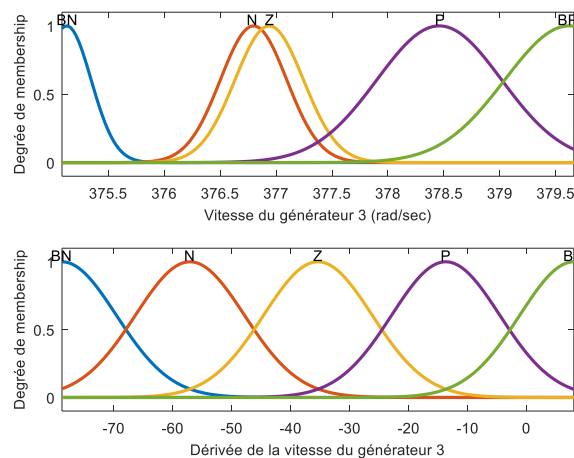


Figure 2.30. Fonctions d'appartenance calculées par l'ANFIS pour le cas de la ferme éolienne connectée au jeu de barre générateur

Pour le deuxième cas, les fonctions d'appartenance pour les trois machines sont illustrée par la figure 2.31.

2.6.2.4. Analyse de la tension et de la stabilité lors d'un défaut de court-circuit

a. Le premier cas : la ferme éolienne connectée au jeu de barre de générateur

L'objectif de cette simulation est d'étudier l'impact de l'intégration d'une ferme éolienne sur le profile de tension ainsi que pour la stabilité transitoire. Ceci est analysé en presence d'un défaut triphasé symétrique de 0,2 s appliqué au jeu de barre 4 sur la ligne 4-5. Le système étudié est simulé par Matlab illustré par figure 2.32. La procédure de simulation est illustrée dans l'organigramme présenté par la figure 2.33.

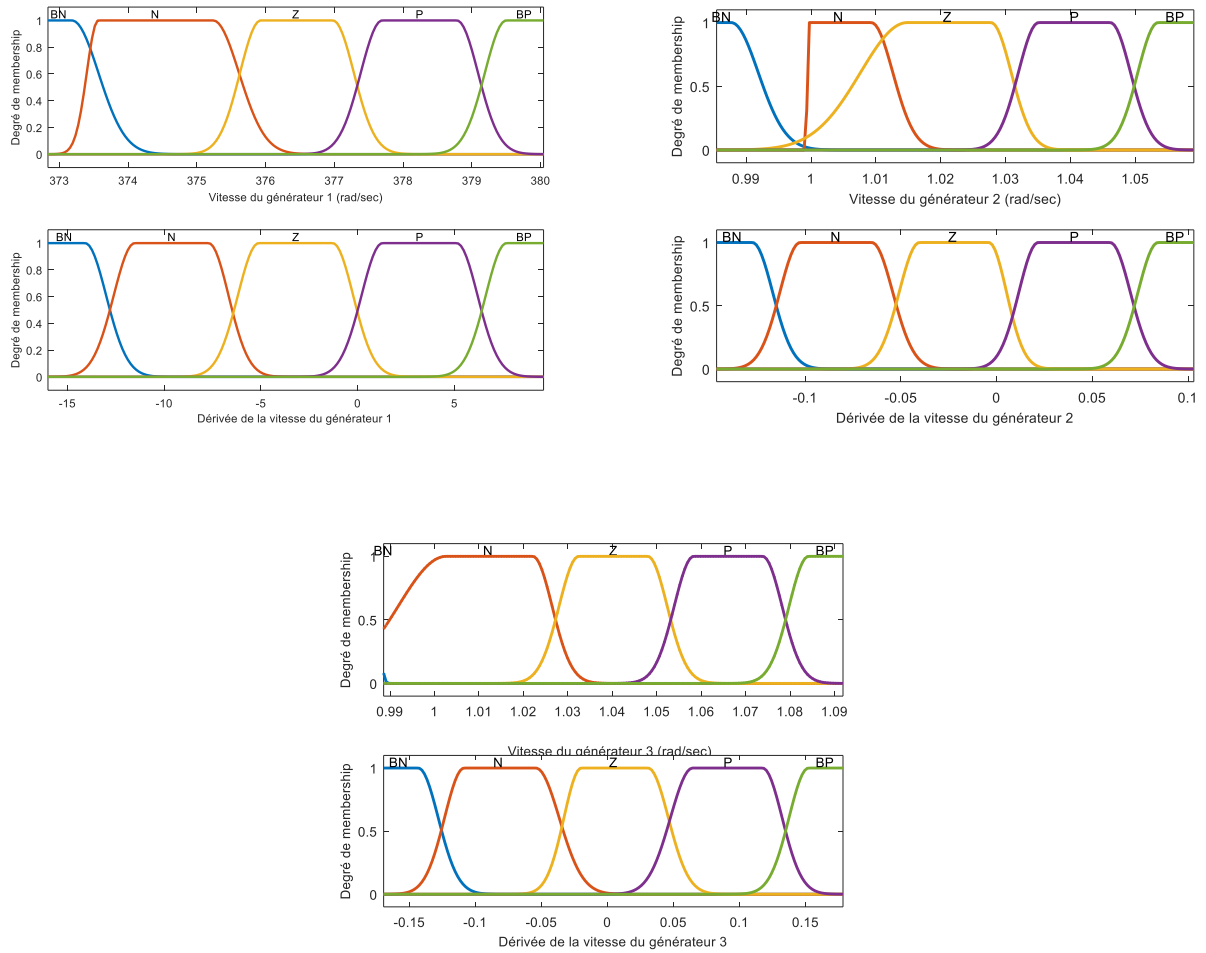


Figure 2.31. Fonctions d'appartenance calculées par l'ANFIS pour le cas de la ferme éolienne connectée au jeu de barre charge

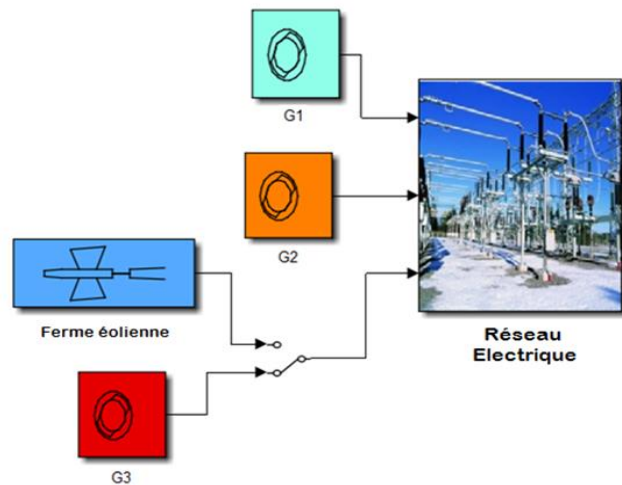


Figure 2.32. Schéma de simulation pour le cas de la ferme éolienne connectée au jeu de barre générateur

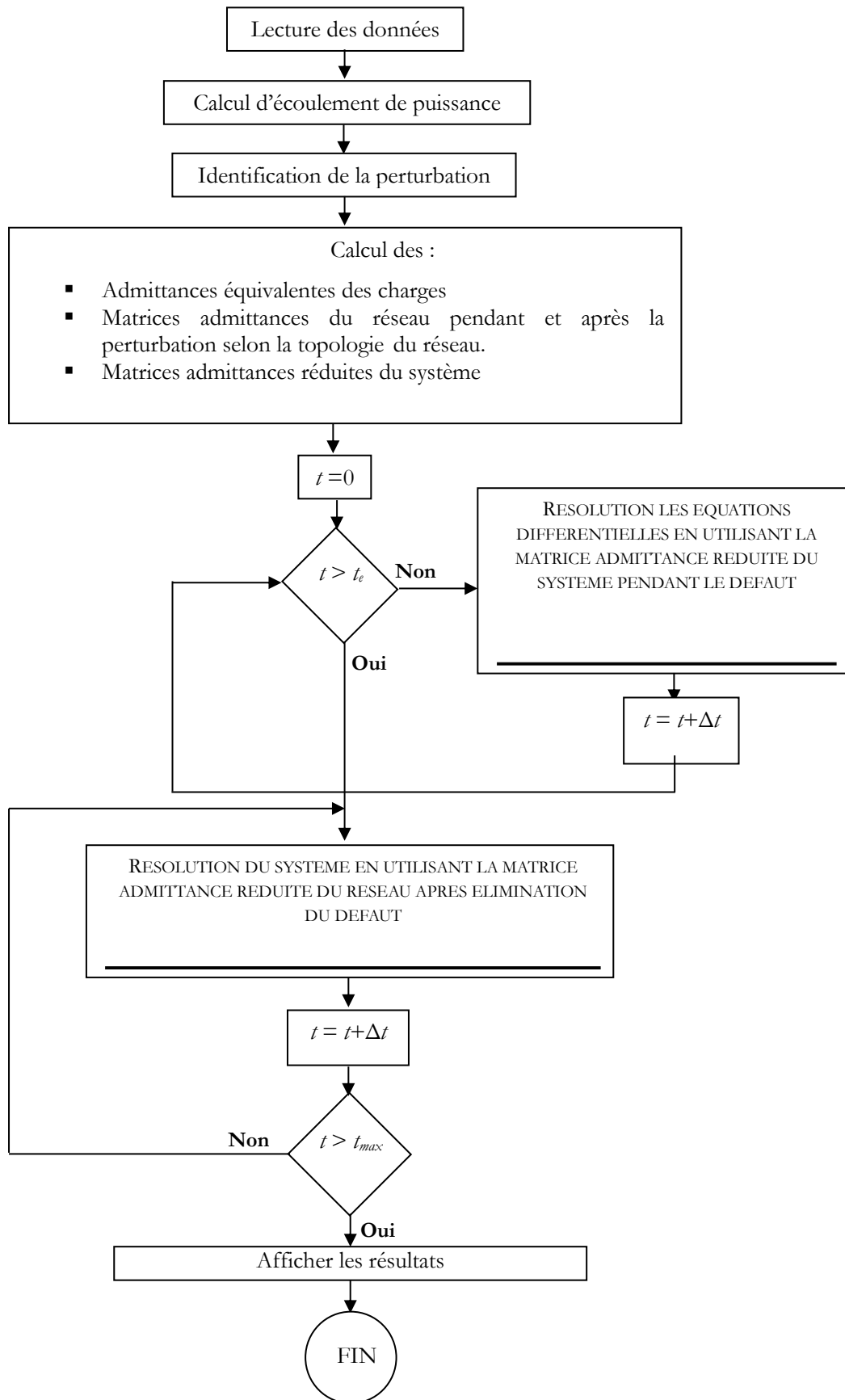


Figure 2.33. L'organigramme de la procédure de simulation

Une étude comparative est montrée dans les figures 2.34, 2.35 et 2.36. La figure 2.34 montre les résultats de simulation sans l'intégration de la ferme éolienne. Les oscillations sont rapidement amorties, ce qui signifie une meilleure réponse dynamique et un amortissement plus rapide. On peut noter que le système est transitoirement stable dans ces conditions.

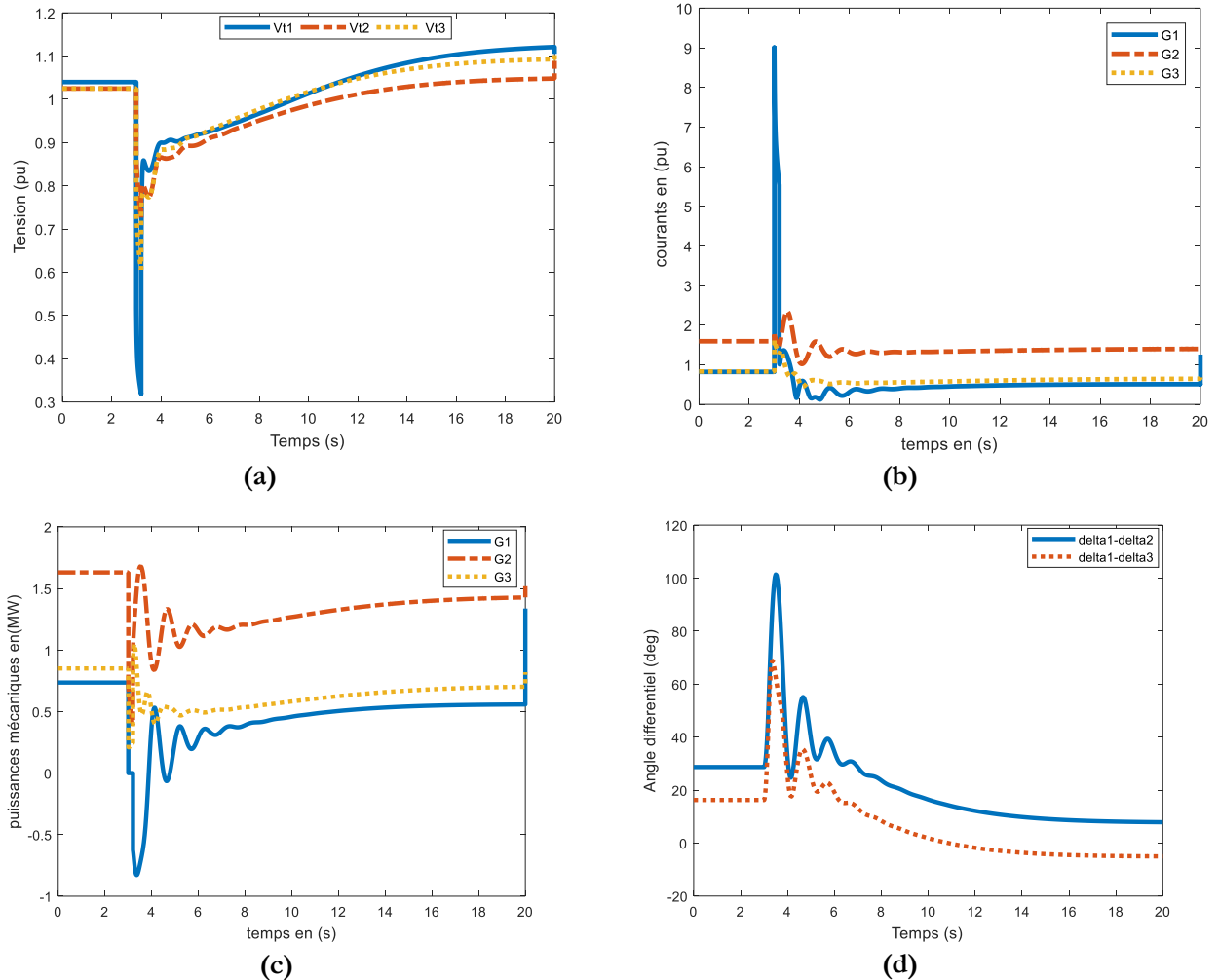


Figure 2.34. Résultats de simulation sans l'intégration de la ferme éolienne et sans contrôleur

- (a) Tensions terminales au niveau de trois générateurs
- (b) Courants délivrés au niveau de trois générateurs
- (c) Puissances mécaniques au niveau de trois générateurs
- (d) Angles différentielles au niveau de trois générateurs

Maintenant, une ferme éolienne de même puissance du générateur 3 est connectée au réseau. Une autre perturbation est considérée, c'est-à-dire qu'un défaut triphasé est appliqué au même emplacement mentionné ci-dessus. La figure 2.35 affiche les oscillations de la réponse du système à cette perturbation. Il ressort clairement de ces figures que le système perd sa stabilité. Comme prévu, les critères de stabilité en présence de la ferme éolienne ont une valeur plus longue.

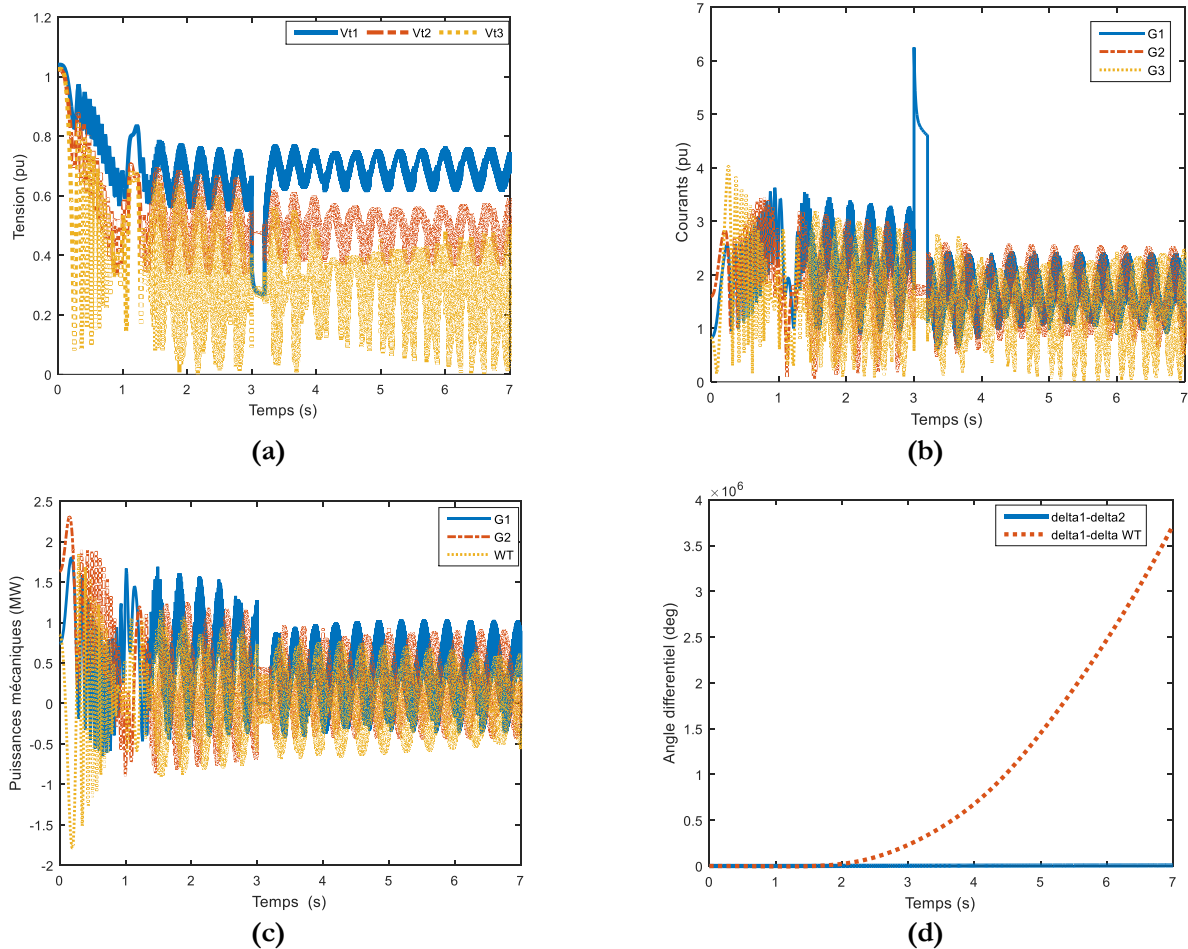


Figure 2.35. Résultats de simulation avec l'intégration de la ferme éolienne et sans contrôleur

- (a) Tensions terminales au niveau de trois générateurs
- (b) Courants délivrés au niveau de trois générateurs
- (c) Puissances mécaniques au niveau de trois générateurs
- (d) Angles différentielles au niveau de trois générateurs

Vue les résultats de simulation présentés par la figure 2.35, il est impérativement nécessaire d'introduire un contrôleur robuste pour rétablir la situation initiale du fonctionnement du réseau en présence de la ferme éolienne. Pour cela, le contrôleur ANFIS peut supprimer toutes les oscillations de manière satisfaisante et stabilise le système rapidement.

Le défaut est éliminé avec le déclenchement de la ligne 4-5 et le système est rétabli une fois le défaut éliminé. La réponse du système à cette perturbation est illustrée par la figure.2.36.

De toute évidence, le contrôleur ANFIS améliore le fonctionnement du réseau électrique en présence de la ferme éolienne (stabilité transitoire, profil de tension). Il maintient la marge de stabilité et le profil de tension dans des plages admissible.

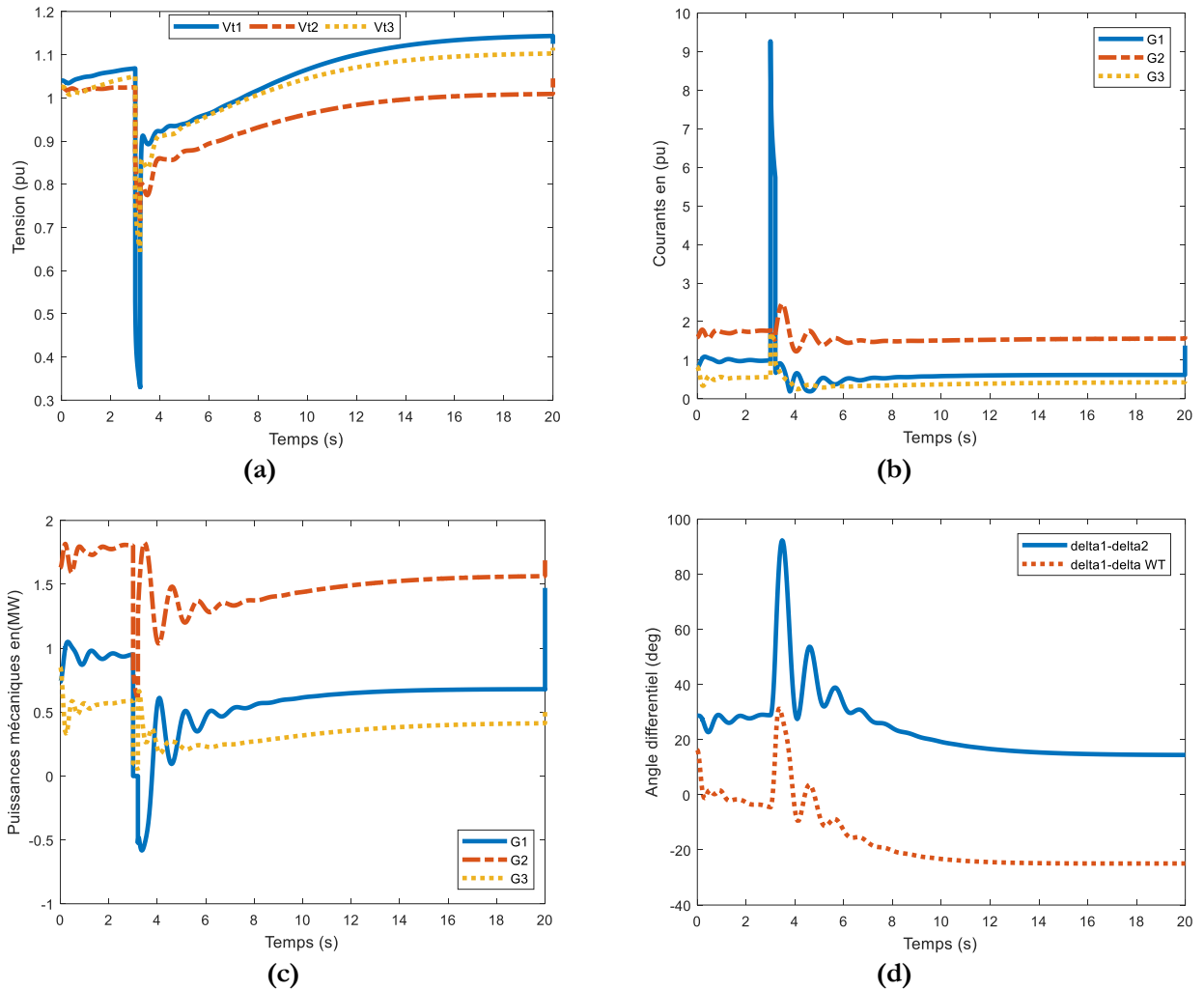


Figure 2.36. Résultats de simulation avec l'intégration de la ferme éolienne et avec le contrôleur ANFIS

- (a) Tensions terminales au niveau de trois générateurs
- (b) Courants délivrés au niveau de trois générateurs
- (c) Puissances mécaniques au niveau de trois générateurs
- (d) Angles différentielles au niveau de trois générateurs

b. Le deuxième cas : la ferme éolienne connectée au jeux de barres de charges

Afin de montrer l'efficacité du contrôleur proposé, un système de IEEE 3 machines-9 jeux de barres est utilisé pour évaluer le modèle proposé. Des simulations sont effectuées pour un défaut triphasé de 0,1 s appliqué au jeu de barre 4 sur la ligne 4-5 illustrée par la figure 2.37.

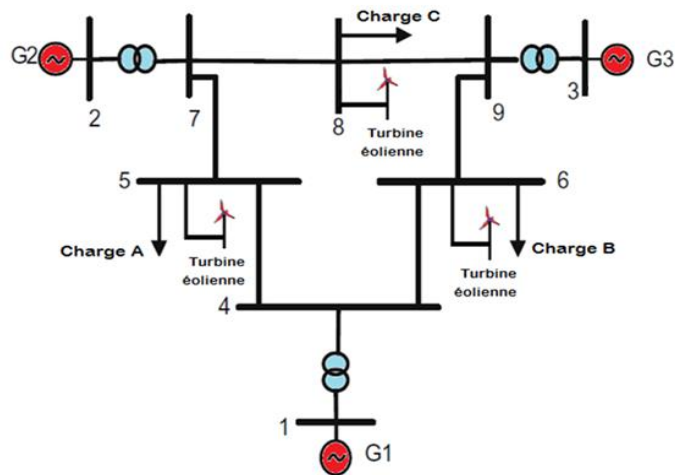


Figure 2.37. Réseau de test IEEE 3 Générateurs 9 jeux de barres avec intégration des fermes éoliennes[15]

Le système étudié est simulé par Matlab illustré par figure 2.38, et la procédure de simulation est similaire que le premier cas.

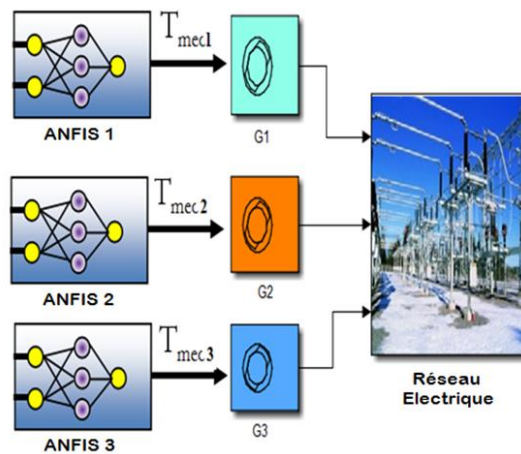


Figure 2.38. Schéma de simulation pour le scénario 2

La figure 2.39 affiche les valeurs propres et son taux d'amortissement sans l'intégration de la ferme éolienne et sans contrôleurs. On peut noter que le système est transitoirement stable dans ces conditions.

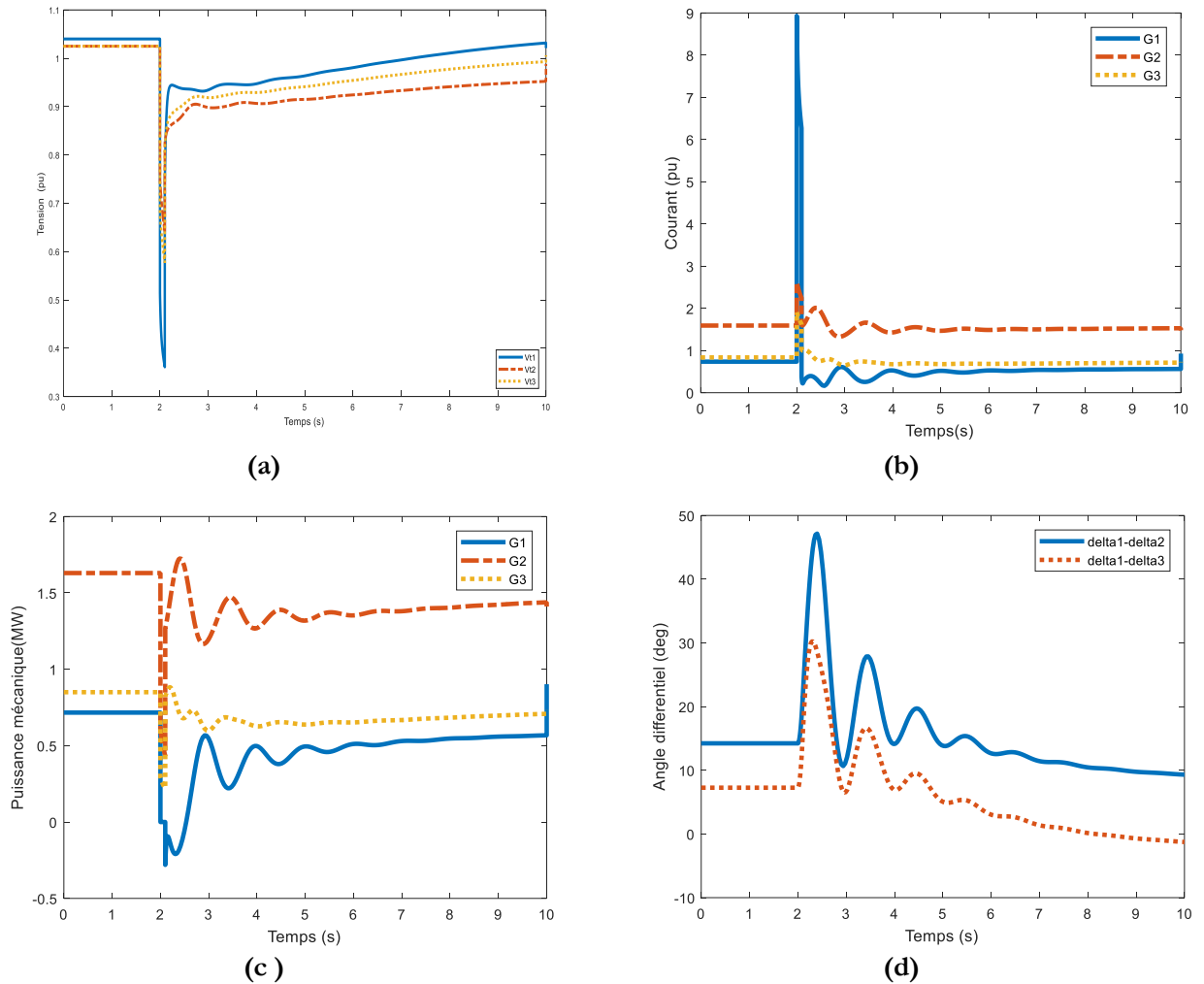


Figure 2.39. Résultats de simulation sans l'intégration de la ferme éolienne et sans contrôleur

- (a) Tensions terminales au niveau de trois générateurs
- (b) Courants délivrés au niveau de trois générateurs
- (c) Puissances mécaniques au niveau de trois générateurs
- (d) Angles différentielles au niveau de trois générateurs

On suppose maintenant que 3 parcs éoliens sont connectés dans les bus 5, 6 et 8. Chaque parc éolien contient 21 éoliennes chacune de 1,68 MW. Dans cette simulation, les 3 machines synchrones sont équipées par le régulateur classique de vitesse. La figure 2.40 affiche les oscillations du système de test après un défaut. Il ressort clairement de cette situation que le système perd sa stabilité. Comme prévu, les critères de stabilité en présence d'éolienne ont une valeur plus longue.

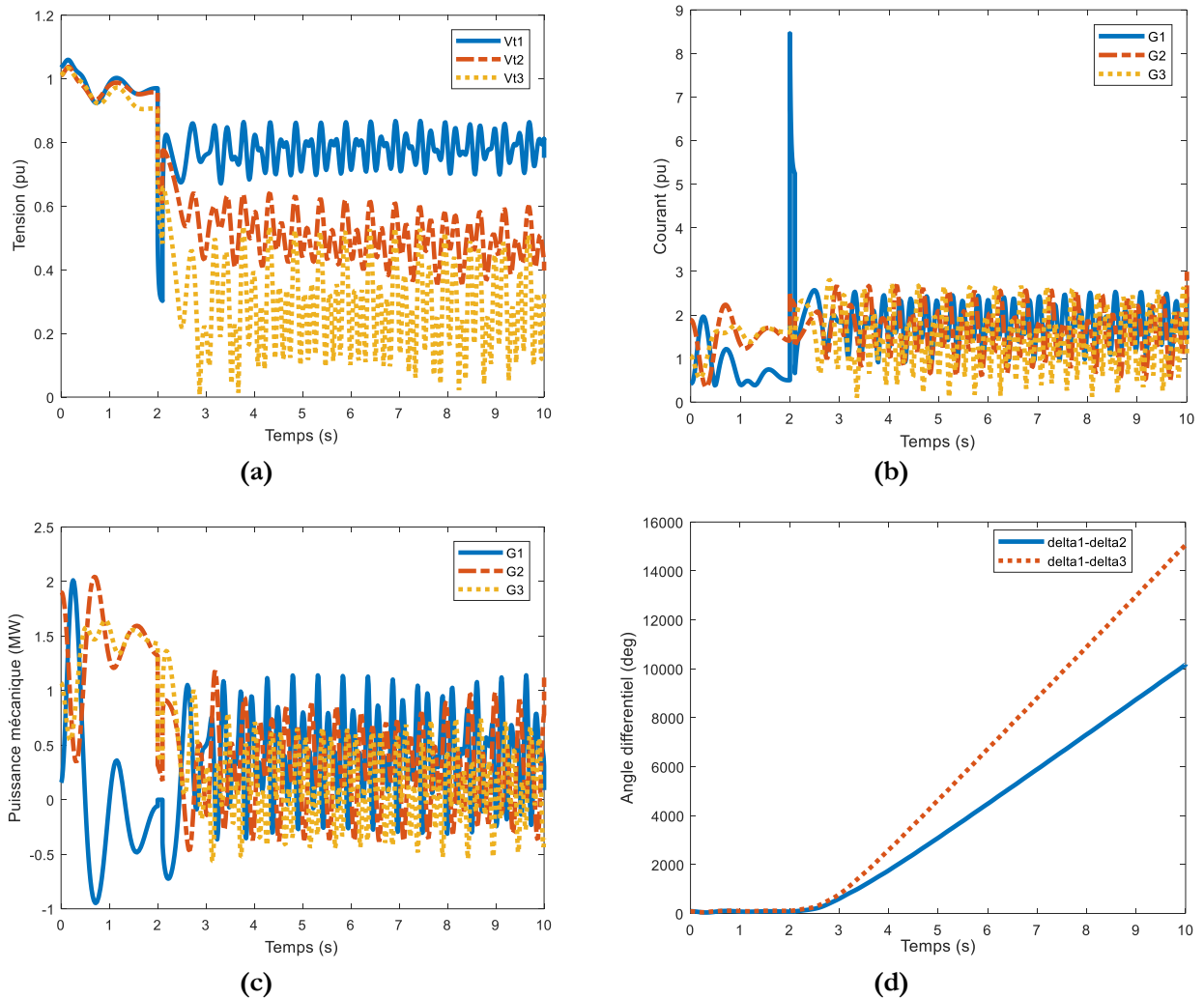


Figure 2.40. Résultats de simulation avec l'intégration de la ferme éolienne et avec le régulateur classique de vitesse

- (a) Tensions terminales au niveau de trois générateurs
- (b) Courants délivrés au niveau de trois générateurs
- (c) Puissances mécaniques au niveau de trois générateurs
- (d) Angles différentielles au niveau de trois générateurs

Maintenant, pour examiner la fiabilité du contrôleur proposé, l'ANFIS proposé est appliqué au réseau électrique et ses performances ont été comparées aux simulations précédentes.

La figure 2.41 comprend quatre graphiques identiques à ceux du système de test. La réponse du système avec la nouvelle réponse du contrôleur révèle que la stabilité dynamique du système de test est améliorée en utilisant le contrôleur proposé en présence des fermes éoliennes. Les contrôleurs proposés donnent des performances contenant le nombre minimal d'oscillations. Il est noté que le contrôleur proposé convient également aux grands systèmes d'alimentation.

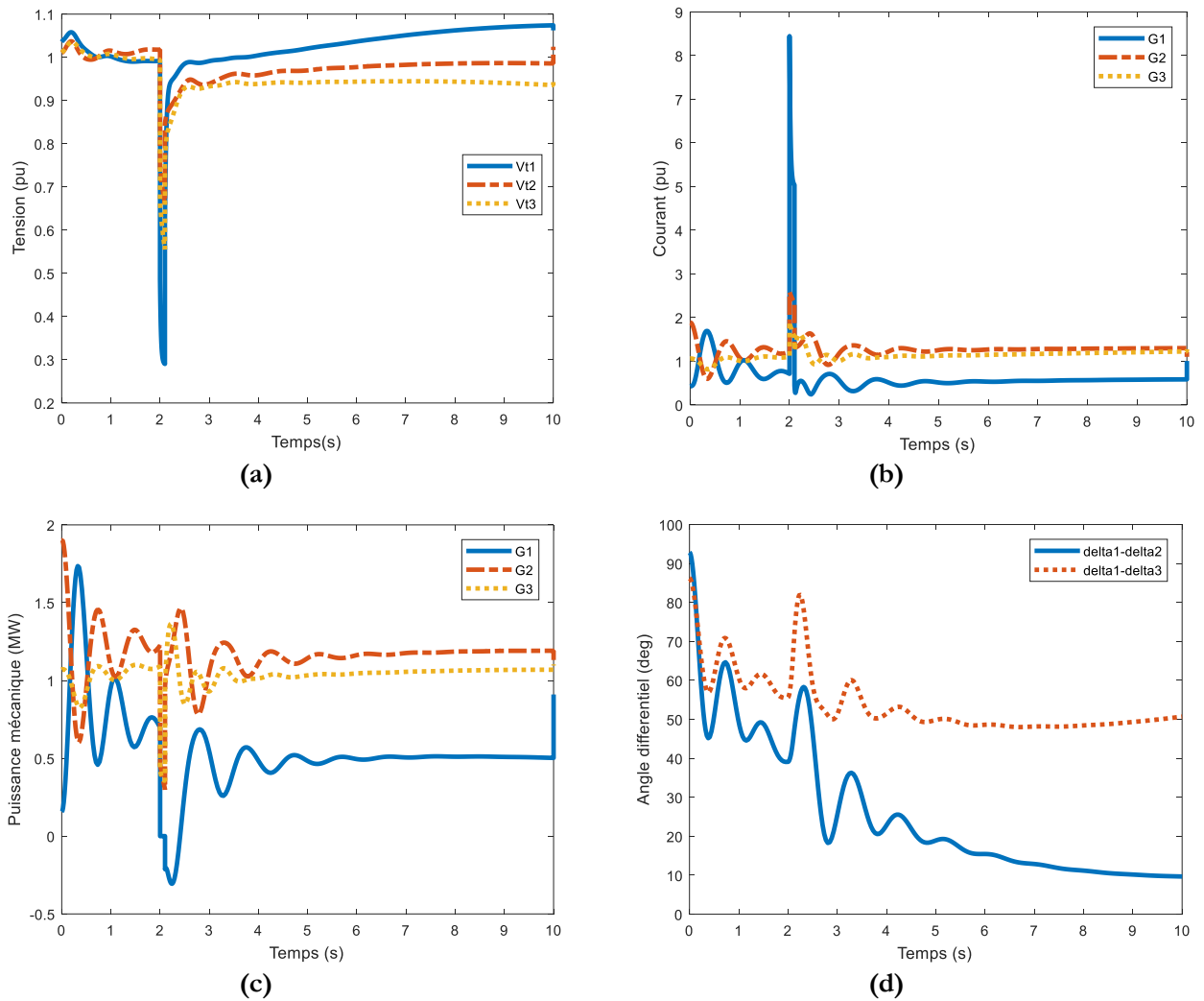


Figure 2.41. Résultats de simulation avec l'intégration de la ferme éolienne et avec le contrôleur ANFIS

- (a) Tensions terminales au niveau de trois générateurs
- (b) Courants délivrés au niveau de trois générateurs
- (c) Puissances mécaniques au niveau de trois générateurs
- (d) Angles différentielles au niveau de trois générateurs

2.7. Conclusion

Les réseaux de neurones présentent un certain nombre de points forts. En premier lieu, ils constituent des approximations 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 chapitre, les contrôleurs que nous avons développé sont à base de ces systèmes flous. Les différents paramètres seront calculés par apprentissage en se basant sur la structure ANFIS.

Le contrôleur proposé a été appliqué avec succès à la conception coordonnée des paramètres du système d'alimentation avec la production d'énergie éolienne afin d'améliorer la tension du système d'alimentation multi-machines. Les simulations ont confirmé la robustesse et la supériorité du contrôleur proposé pour l'amortissement des oscillations du système au-dessus de divers types de perturbations transitoires. Ces résultats montrent que le contrôleur proposé assure une meilleure réjection des perturbations, un meilleur contrôle de la tension, maintient la qualité du contrôle dans la plage de fonctionnement la plus large et amortit les oscillations du système d'alimentation.

Chapitre 03

CONTROLE DE LA TENSION PAR UN SVC COMMANDE PAR UN PI OPTIMISE PAR GA ET BA

3.1. Introduction

Il a été exploré dans les chapitres précédents que les contrôleurs FACTS et en particulier le SVC est des moyens efficaces pour contrôler la tension. Cependant, les performances de ces contrôleurs dépendent de leurs paramètres et de leur emplacement approprié dans tout réseau électrique. Plusieurs méthodes sont rapportées dans la littérature pour trouver ces paramètres dans un réseau électrique. Ce chapitre utilise des méthodes d'optimisation heuristique pour déterminer le réglage des paramètres optimaux des contrôleurs du SVC. Les techniques d'optimisation conventionnelles prennent du temps nécessitent des calculs lourds charge et ont des taux de convergence lents. De nombreuses méthodes de recherche heuristiques telles comme réseau neuronal artificiel, logique floue et essaim de particules l'optimisation (PSO) [102-105] a été progressivement utilisée pour gérer le problème d'optimisation du système électrique. Chacun a ses propres avantages et inconvénients. Ils ont besoin de moins efforts de calcul et ont des caractéristiques de convergence plus rapides et une bonne précision.

En réalité, un système de contrôle sans aucune robustesse ne peut pas fonctionner normalement car les sorties seront hors de leur région autorisée avec l'effet de perturbations inévitables. Si la sortie d'un système stable en boucle fermée n'est pas sensible aux entrées de perturbation du système, en d'autres termes, si l'influence d'entrées de perturbation aux sorties d'un système est suffisamment petite, alors on dit que ce système a une robustesse suffisante aux perturbations. Si l'action d'un contrôleur un système stable en boucle fermée peut réduire suffisamment l'influence des entrées de perturbation aux sorties du système, alors nous disons que ce contrôleur est un contrôleur robuste. Ce chapitre résout ce problème, un contrôleur robuste proportionnel intégrateur (PI) basé sur une sensibilité absolue avec les contraintes de variation de tension. Les gains du contrôleur sont optimisés par GA et BA qui a été conçu pour un SVC afin d'obtenir un réglage robuste des variations de tension dans un système de puissance. Dans notre travail, tout d'abord, le contexte et le concept général du contrôleur PI, la théorie du GA et BA ont été décrite pour concevoir le SVC. Enfin, les performances de ce contrôleur ont été examinées pour différents scénarios d'exploitation d'un système d'alimentation.

Dans ce chapitre, nous avons utilisé les Algorithmes Génétiques (GA) et les Bees Algorithme (BA) pour l'optimisation des paramètres d'un contrôleur SVC dans un système d'alimentation mono machine en présence une production décentralisée comme l'éolienne.

3.2. Optimisation basée sur l'algorithme génétique (AG)

Les algorithmes génétiques (GA) [106] sont essentiellement des algorithmes de recherche globaux basés sur la mécanique de la nature (par exemple, la sélection naturelle, la survie du plus apte) et la génétique naturelle. Les GA ont été utilisés pour l'optimisation des paramètres du système de contrôle qui sont complexes et difficiles à résoudre par les méthodes d'optimisation conventionnelles. Particulièrement, les GA sont des algorithmes pratiques et faciles à mettre en œuvre dans l'analyse du réseau électrique. Les GA sont considérés comme une méthode robuste car aucune restriction sur la solution l'espace est fait pendant le processus. La puissance de cet algorithme vient de sa capacité pour exploiter les structures d'informations historiques de la solution précédente et tenter d'augmenter les performances des futures structures de solutions. GA maintient une population des individus qui représentent les solutions candidates. Chaque individu est évalué à donner une certaine mesure de son aptitude au problème à partir de la fonction objective. Dans chaque génération, une nouvelle population est formée en sélectionnant les individus les plus aptes en fonction stratégie de sélection particulière. Deux opérateurs génétiques couramment utilisés sont crossover et la mutation. Crossover est un opérateur de mélange qui combine le matériel génétique parent sélectionné. La mutation agit comme un opérateur d'arrière-plan l'espace de recherche inexploré en modifiant aléatoirement les valeurs à une ou plusieurs positions du chromosome sélectionné. Les sections suivantes décrivent un aperçu et des applications de la méthode d'optimisation basée sur GA.

3.2.1. Généralités sur les algorithmes génétiques (AGs)

Les algorithmes génétiques implémentent une version très simplifiée et très schématique des mécanismes de l'évolution biologique. A partir d'un problème qu'on cherche à résoudre, un algorithme génétique est défini, selon Lerman et Ngouenet (1995), par la donnée des quatre éléments de base suivants :

- Individu/chromosome/séquence : une solution potentielle du problème qui correspond à une valeur codée de la variable (ou des variables) en considération.
- Population : un ensemble de chromosomes ou de points de l'espace de recherche (donc des valeurs codées des variables).
- Environnement : l'espace de recherche (caractérisé en termes de performance correspondant à chaque individu possible).

- Fonction de performance : la fonction - positive - que nous cherchons à maximiser car elle représente l'adaptation de l'individu à son environnement.

3.2.2. Fonctionnement des Algorithmes Génétiques

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes évolutionnistes d'optimisation qui recherchent le ou les extrêmes d'une fonction définie sur un intervalle de données. Fondés sur la théorie de l'évolution de Darwin et sur les lois de la génétique. Ces algorithmes fonctionnent de la façon dont peut évoluer une population, utilisent des règles de transition probabilistes (inspirées de la nature), c'est l'interaction entre les différentes solutions pour arriver à une meilleure solution et la plus adaptée : des opérateurs comme la fonction d'évaluation permet de choisir de s'intéresser à une solution qui semble représenter un optimum local, on fait donc un choix délibéré, puis de la croiser avec une autre solution optimale localement, en général la solution obtenue par croisement est meilleure ou du même niveau que ses parents [6]. Un algorithme génétique fonctionne typiquement à travers un cycle simple de Cinq étapes :

- Initialisation : Une population initiale de N chromosomes est tirée aléatoirement.
- Évaluation : Chaque chromosome est décodé, puis évalué.
- Sélection : Création d'une nouvelle population de N chromosomes par l'utilisation d'une méthode de sélection appropriée.
- Reproduction : Possibilité de croisement et mutation au sein de la nouvelle population.
- Retour à la phase d'évaluation jusqu'à l'arrêt de l'algorithme.

Le schéma de principe décrit par la figure 3.1, est inspiré de la terminologie génétique. Les AGs fonctionnent avec une population regroupant un ensemble d'individus. Cette population est créée aléatoirement ou à partir d'une connaissance précédente concernant le problème à étudier. Chaque chromosome est constitué d'un ensemble de gènes. Pour chaque individu, on attribue une valeur calculée par une fonction appelée fonction d'adaptation ou fitness, c'est l'étape de l'évaluation. Ceci permet de sélectionner les chromosomes les plus adaptés. Ces chromosomes appelés "parents" sont soumis à des opérations génétiques (croisement, mutation) pour la production d'autres chromosomes appelés "enfants" constituant la nouvelle génération. Les étapes de l'AG sont répétées durant t cycles, l'arrêt de l'algorithme est fixé d'après un critère d'arrêt [108]. La figure 3.1 illustre le cycle génétique de fonctionnement d'un algorithme génétique

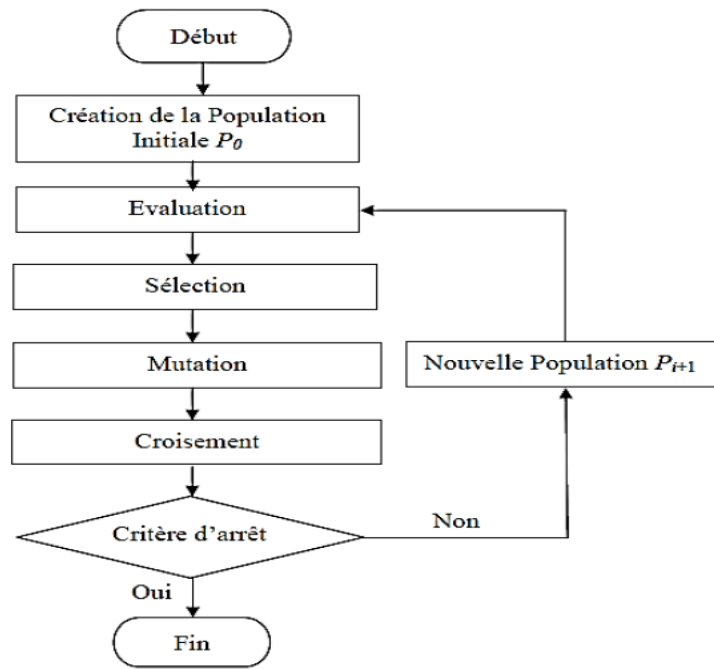


Figure 3.1. Schéma de principe d'un algorithme génétique [109]

3.2.3. Description détaillé des algorithmes génétiques

Dans cette section on va présenter avec plus de détails les différents opérateurs et paramètres d'un AG à savoir, la population, le codage des chromosomes, l'évaluation, les opérateurs de sélection, de croisement et de mutation. Les étapes importantes de GA sont décrites ci-dessous.

3.2.3.1. Population initiale

Le premier pas dans l'implantation des algorithmes génétiques est de créer une population composée de N individus représentant chacun une solution possible du problème donné. Le choix des individus conditionne fortement la rapidité de l'algorithme. Si la position de l'optimum dans l'espace de recherche est totalement inconnue, il est intéressant que la population soit répartie sur tout l'espace de recherche. Si par contre des informations à priori sur le problème sont disponibles, il paraît évident de générer les individus dans un espace particulier afin d'accélérer la convergence[109].

3.2.3.2. Codage des chromosomes

Le codage est une modélisation d'une solution d'un problème donné. Par analogie avec la biologie, chaque individu de la population est codé par un chromosome ou génotype. Une population est donc un ensemble de chromosomes, chaque chromosome code un point de l'espace de recherche. L'efficacité de l'algorithme génétique va donc dépendre du choix du codage d'un chromosome. Il existe principalement deux types de codage : le codage binaire et le codage réel. [109].

3.2.3.3. Fonction d'adaptation évaluation (Gestion des contraintes) ou performance

Les AGs étant une technique d'optimisation, ils cherchent la qualité maximale, ce qui nécessite généralement la définition d'une opération rendant compte de la pertinence des solutions potentielles, à partir des grandeurs à optimiser. Pour but d'orienter l'ensemble de la recherche génétique vers la meilleure solution, l'évaluation est une opération très importante, elle assure la survie d'un individu optimal, cela se fait par une fonction dite « Fitness ».(fitness function ; en terminologie anglo-saxonne) appelée aussi fonction d'évaluation, fonction de qualité ou fonction coût [110].

Le résultat fourni par la fonction d'adaptation va permettre de sélectionner ou de refuser un individu pour ne garder que les individus ayant le meilleur coût en fonction de la population courante. Elle donne, en valeur numérique positive (habituellement réelle), la qualité d'un individu. C'est selon cette valeur numérique qu'est calculée la chance de sélection de cet individu [109].

3.2.3.4. Opérateurs d'un AG

Le fonctionnement d'un AG est régi par trois opérateurs de base : la sélection, le croisement et la mutation. Ces opérateurs sont appliqués aux individus de la population avec l'espoir d'améliorer leurs caractéristiques génétiques et de les amener à s'adapter à leur environnement [111].

a. Sélection

La sélection conditionne la capacité d'un individu à se reproduire. Elle détermine également la nouvelle topologie génétique qui servira de modèle pour la génération de nouveaux individus. Le résultat est une population intermédiaire constituée de copies des individus de la population des parents. C'est donc un outil d'exploitation des données génétiques contenues dans la population courante. En règle générale, le nombre de copies d'un individu est lié directement à la fitness relative de l'individu au sein de la population. Plus la performance d'un individu est élevée par rapport à celle des autres, plus il a une chance d'être reproduit dans la population. Les individus ayant une grande fitness relative ont donc plus de chance d'être sélectionnés [112].

La sélection des parents pour produire des générations successives joue un rôle important en GA. L'objectif permet aux individus les plus aptes d'être plus souvent sélectionnés pour se reproduire. Un groupe de méthodes de sélection est disponible dans la littérature [113]: «stochastic universal échantillonnage »,« uniforme »,« classement »et« tournoi », etc.« Échantillonnage universel stochastique» sélection est utilisée dans ce travail de «Algorithme génétique et recherche directe Boîte à outils MATLAB. Dans cette sélection, les parents sont créés à l'aide de la «roulette» et «Échantillonnage uniforme», basé sur les attentes et le nombre de parents. [114]

b. Mutation

La mutation consiste simplement à changer la valeur allélique d'un gène d'un individu avec une probabilité p_m très faible, généralement comprise entre 0.001 et 0.01. On peut aussi prendre $p_m = 1/l_g$ où l_g est la longueur de la chaîne de bits codant notre chromosome. Il est possible d'associer une probabilité différente de chaque gène. Les probabilités peuvent être fixes ou évoluer dans le temps. L'opérateur de mutation modifie donc de manière complètement aléatoire les caractéristiques d'une solution, ce qui permet d'introduire et de maintenir la diversité au sein de notre population de solutions. Cet opérateur joue le rôle d'un élément perturbateur, il introduit du bruit au sein de la population. Il est primordial puisqu'il donne la garantie de tous les points de l'espace de recherche qui peut être atteint lors du processus d'exploitation, ce qui correspond à la propriété d'ergodicité de parcours d'espace, essentielle aux AG pour leurs propriétés de convergence.

La mutation ne crée généralement pas de meilleures solutions au problème, mais, elle évite l'établissement de populations uniformes incapables d'évoluer. Ceci permet à l'AG de converger vers des solutions globales et éviter les extrema locaux [114].

L'opérateur de mutation fonctionne comme suit : pour les problèmes discrets, un gène du chromosome est tiré aléatoirement et sa valeur est remplacée par une des autres valeurs possibles, tirée aléatoirement aussi. Dans le cas des problèmes continus, le gène est également tiré aléatoirement et remplacé par une valeur aléatoire du domaine d'extension des gènes (espace d'état)[114].

c. Reproduction (Croisement ou Crossover)

Après avoir sélectionné les chaînes les mieux adaptées, celle-ci vont subir l'opération de croisement qui consiste à échanger des matériels génétiques entre deux chaînes reproductrices (parents) pour produire deux nouvelles chaînes (enfants). Il permet donc l'échange d'information entre les chromosomes (individus). Cet échange d'informations offre aux algorithmes génétiques une part de leur puissance : quelque fois, de bons gènes d'un parent viennent remplacer les mauvais gènes d'un autre et créent des fils mieux adaptés que les parents. Pour effectuer cette opération, un pourcentage de la population sélectionnée sera soumis au croisement. L'opérateur de croisement choisit au hasard avec une probabilité fixée notée de deux individus (deux parents) parmi cette population. Il construit alors deux enfants en faisant l'échange de certains gènes choisis aléatoirement d'un parent avec ceux de l'autre. Les deux enfants issus de ce croisement sont injectés dans la population. Cette dernière sera alors constituée d'un pourcentage issu du croisement. Le reste est issu directement de la population sans aucune modification. Le nombre total d'individus dans est toujours égal au nombre d'individus de la population initiale. Dans la littérature, Il existe plusieurs opérateurs de croisement qui dépendent essentiellement du type du codage et de la nature du problème à traiter, on peut citer : Croisement à un

point de coupure, Croisement à deux points, Croisement multiple, Croisement arithmétique, Croisement uniforme[109,115, 116].

3.2.4. Influence des paramètres d'un AG

L'élaboration d'un algorithme génétique nécessite le réglage de certains paramètres. Ce réglage a une influence sur la convergence, la rapidité et les résultats obtenus. Cependant, il n'existe pas de règle spécifique pour ajuster les paramètres d'un AG, et ils sont souvent choisis de manière empirique. Quelques remarques sont alors à soulever [117].

3.2.4.1. Taille de la population

Les conditions de convergence changent avec la taille de la population, lorsque celle-ci est grande, sa diversité augmente ce qui diminue la convergence vers un optimum local, le temps d'exécution de chaque génération augmente, la recherche risque de s'effectuer d'une façon redondante et l'efficacité de l'algorithme est globalement affectée. Par contre, si la taille de la population est petite, alors la probabilité de s'attarder sur des extremums locaux (mauvais chromosome) est grande. Le problème qui se pose c'est comment fixer la taille de cette population. Le choix de ce paramètre exige un bon compromis entre le temps de calcul et la qualité du résultat. Certains chercheurs fixent la taille de la population entre 20 et 100 d'une manière empirique, on trouve même ceux qui ont fixé ce nombre à 50. De plus, il y'a des chercheurs qui utilisent une taille de population de 5 à 10 fois le nombre des variables à optimiser [118].

3.2.4.2. Probabilité des opérateurs génétiques

On distingue :

a. Probabilité de croisement

La probabilité de croisement a une influence considérable sur la vitesse de convergence d'un algorithme génétique. Elle dépend en général de la forme de la fonction de performance. Son choix est bien souvent heuristique. Plus elle est élevée, plus la population subit de changements importants et plus elle favorise la recombinaison des individus tout en favorisant de tomber dans un optimum local. Par contre, si ce taux est trop bas, la population n'évolue pas assez vite. Pour trouver des valeurs optimales de ce paramètre des critères sont proposés par des chercheurs à travers des expériences effectuées et des connaissances a priori. Les valeurs généralement admises sont comprises entre 0.5 et 0.99.

b. Probabilité de mutation

Ce taux doit être assez faible par rapport à celle du croisement de manière à ne pas perturber l'évolution de l'algorithme. Une valeur élevée transformera l'algorithme en une recherche aléatoire et ainsi, de s'éloigner de l'optimalité (solution sous-optimale), alors qu'une valeur très faible rendra impossible l'extraction des optimums locaux. Les valeurs classiques pour ce paramètre varient de 0.001 à 0.25 [117].

3.2.4.3. Critère d'arrêt

Comme dans tout algorithme itératif, il faut définir un critère d'arrêt. Celui-ci peut être choisi par plusieurs façons, soit par le test de la fonction coût (lorsque le résultat atteint une solution satisfaisante), soit par le nombre de générations (si un certain nombre de générations est dépassé), soit par le test de changements dans la population (s'il n'y a d'amélioration pendant un certain nombre de générations) [115].

3.3. Optimisation basée sur Bees Algorithme (BA)

L'optimisation par colonies d'abeilles artificielles (Artificial Bee Colony – ABC) [119- 120] est une métaheuristique récente qui s'inspire du modèle naturel du comportement des abeilles mellifères lors de la recherche de leur nourriture. Le processus de recherche de nourriture chez les abeilles est fondé sur un mécanisme de déplacement très efficace. Il leur permet d'attirer l'attention d'autres abeilles de la colonie aux sources alimentaires trouvées dans le but de collecter des ressources diverses. En fait, les abeilles utilisent un ensemble de danses frétilantes comme moyen de communication entre elles. Ces danses permettent aux abeilles de partager des informations sur la direction, la distance et la quantité du nectar avec ses congénères. La collaboration et la connaissance collective des abeilles de la même colonie sont basées sur l'échange d'information sur la quantité du nectar dans la source de nourriture trouvée par les différents membres.

Dans un algorithme d'optimisation par colonies d'abeilles, une source de nectar correspond à une solution possible au problème à traiter. La colonie d'abeilles artificielles est composée de trois types d'abeilles: les ouvrières, les spectatrices et les scoutes :

- L'ouvrière exploite la source de nourriture trouvée. Elle se base sur sa mémoire et essaye d'apporter des modifications à sa position (solution) actuelle pour découvrir une nouvelle position (i.e. source de nourriture).
- La spectatrice attend le retour des ouvrières au champ de danse pour observer leurs danses et recueillir des informations sur les sources de nectar qu'elles ont trouvé.

- L'abeille scout explore l'espace de recherche en lançant une recherche aléatoire d'une nouvelle source de nourriture.

3.3.1. Initialisation de l'algorithme

La population initiale de solution est constituée d'un nombre N_{FS} de sources de nourriture générées aléatoirement dans l'espace de recherche. En supposant que la $i^{\text{ème}}$ source de nourriture de la population soit représentée par $X_i = (x_{i1}, \dots, x_{ij}, \dots, x_{in})$ où n est la dimension du problème, alors chaque source de nourriture est générée par :

$$x_{ij} = X_{minj} + rnd(0,1)(X_{maxj} - X_{minj}), j = 1, \dots, n, i = 1, \dots, N_{FS} \quad (3.1)$$

Ces sources de nourriture sont assignées aléatoirement aux N_o ouvrières de la ruche et les valeurs des fonctions de cout correspondantes sont évaluées. Nous supposons ici que $N_o = N_{FS}$. De même nous supposons que le nombre d'abeilles spectatrices N_s est égal à N_o . Enfin chaque source de nourriture dispose d'un compteur d'abandon initialisé à 0. La $k^{\text{ème}}$ itération consiste à réaliser successivement les 3 phases décrites ci-dessous.

3.3.2. Description de l'algorithme

On distingue trois phase :

3.3.2.1. Phase ouvrière

Dans cette phase, chaque abeille employée génère une nouvelle source de nourriture x_{new} choisie au voisinage de la position actuellement trouvée :

$$x_{newij} = X_{ij} + rnd(-1,1)(x_{ij} - x_{kj}), j = 1, \dots, N_o \quad (3.2)$$

Où $k \in \{1,2,3, \dots, N_{FS}\}$ tel que $k \neq i$ et $j \in \{1,2,3, \dots, n\}$ sont choisis aléatoirement.

On procède ensuite à une sélection après évaluation de la fonction de coût pour cette nouvelle solution. X_{new} remplace X_i dans la population si $f(X_{new}) \leq f(X_i)$ (et son compteur d'abandon est réinitialisé) sinon X_i est conservée et son compteur d'abandon est incrémenté.

3.3.2.2. Phase spectatrice

Dans cette étape les spectatrices récupèrent de la part des ouvrières de l'information sur la quantité de nectar de la source x_i . La probabilité p_i que les spectatrices choisissent la source x_i est déterminée comme suit :

$$p_i = \frac{fit_i}{\sum_{k=1}^{N_{FS}} fit_k} \quad (3.3)$$

Ou fit_i est la quantité de nectar de la $i^{ème}$ source de nourriture X_i

On trouve aussi dans la littérature l'expression suivante [121] :

$$p_i = 0.1 + \frac{0.9fit_i}{\max(fit_k)} \quad (3.4)$$

La quantité de nectar associée à la source X_i est déterminée par :

$$fit_i = \begin{cases} \frac{1}{1+f(X_i)} & \text{si } f(X_i) \geq 0 \\ 1 + |f(X_i)| & \text{si } f(X_i) < 0 \end{cases} \quad (3.5)$$

D'après (3.4) et (3.5), il est clair que plus fit_i est élevée, plus la probabilité de sélectionner la source X_i correspondante est importante.

Une fois que la $i^{ème}$ source est sélectionnée par les spectatrices, elles en réalisent une modification en utilisant (3.2).

Si la source ainsi modifiée est meilleure que X_i alors la source modifiée remplace X_i dans la population (son compteur d'abandon est alors réinitialisé), sinon X_i est conservé et son compteur d'abandon est incrémenté.

3.3.2.3. Phase scout

La $i^{ème}$ source de nourriture est abandonnée si elle ne peut être améliorée au bout d'un certain nombre prédéterminé d'essais T_{limit} (c'est-à-dire si son compteur d'abandon dépasse T_{limit}) et l'abeille ouvrière correspondante devient alors une abeille scout. L'abeille scout génère alors sa source de nourriture aléatoirement :

$$x_{ij} = X_{minj} + rnd(0,1)(X_{maxj} - X_{minj}), j = 1, \dots, n \quad (3.6)$$

3.3.3. Pseudo-code de l'algorithme

Le pseudo code de l'algorithme est donné ci-dessous.

Pour chaque ouvrière
 Générer une solution initiale X_i pour chaque ouvrière avec (3.1),
 Evaluer la fonction de cout $f(X_i)$
 Evaluer la quantité de nectar (fit_i) associée en utilisant (3.5),
 Initialiser un compteur d'abandon $C_i = 0$

Tant que le critère d'arrêt n'est pas satisfait, répéter :

Phase ouvrière

Pour chaque ouvrière

Générer une nouvelle position X_{new} avec (3.2),

Evaluer la fonction de cout correspondante $f(X_{new})$,

```

    Evaluer sa quantité de nectar ( $fit_{new}$ ) en utilisant (3.5),
    Si  $f(X_{new}) \leq f(X_i)$ , alors
         $X_i \leftarrow X_{new}$ 
         $C_i = 0$ 
    Sinon
         $C_i = C_i + 1$ 
    Fin Si
Fin Pour
Evaluer la probabilité de transmission d'information associée à chaque source  $p_i$  l'aide
de (3.3),
Phase spectatrice
Pour chaque spectatrice
    Si  $rnd(0,1) < p_i$ 
        Générer une nouvelle position  $X_{new}$  avec (3.2),
        Evaluer la fonction de cout correspondante  $f(X_{new})$ ,
        Evaluer sa quantité de nectar ( $fit_{new}$ ) en utilisant (3.5)
        Si  $f(X_{new}) \leq f(X_i)$ , alors
             $X_i \leftarrow X_{new}$ 
             $C_i = 0$ 
        Sinon
             $C_i = C_i + 1$ 
        Fin Si
    Sinon
         $C_i = C_i + 1$ 
    Fin Si
Phase scoute
Pour chaque scoute
    Si  $C_i \geq T_{limit}$ 
        Générer une nouvelle position avec (3.6),
        Evaluer la fonction de cout correspondante
        Evaluer sa quantité de nectar ( $fit_i$ ) en utilisant (3.5),
         $C_i = 0$ 
    Retenir la meilleure solution  $X_{best}$ 
Fin Tant que

```

3.3.4. Critère d'arrêt de l'algorithme

Plusieurs critères d'arrêt peuvent être employés. On retiendra :

- Le nombre d'itérations maximum, sachant qu'à chaque itération, la fonction de cout doit être évaluée P fois,
- Un nombre maximum d'évaluations de la fonction de coût,
- La convergence prématurée de l'algorithme qui est détectée lorsque toutes les particules tendent à être identiques, c'est-à-dire lorsque la relation suivante est satisfaite :

$$\exists X_{best}: \frac{\max_{i=1,\dots,p} \|X_i^{(k)} - X_{best}\|}{\|X_{max} - X_{min}\|} < \varepsilon \quad (3.7)$$

On choisira dans la plupart des cas $\varepsilon = 10^{-5}$.

3.3.5. Variantes de l'algorithme

Les paramètres de base de l'algorithme sont le nombre de sources de nourriture N_{FS} , le nombre d'ouvrières N_O , le nombre de spectatrices N_S ainsi que la limite T_{limit} à partir de laquelle la source de nourriture doit être abandonnée.

$$N_{FS} = N_O = N_S \quad (3.8)$$

Il ne reste alors que 2 paramètres à régler.

Bien qu'une taille de population N_{FS} de l'ordre $10n$ soit généralement conseillée, l'algorithme a donné ses meilleurs résultats c'est-à-dire :

$$N_{FS} = \text{floor}(10 + \sqrt{n}) \quad (3.9)$$

Enfin dans la littérature, il est préconisé de choisir [19] :

$$T_{limit} = n \times N_{FS} \quad (3.10)$$

3.4. Compensateur statique de puissance réactive SVC

En anglais statique Var Compensateur (SVC), un type de dispositif FACTS, utilisé pour la compensation shunt pour maintenir la tension de jeu de barre constante.

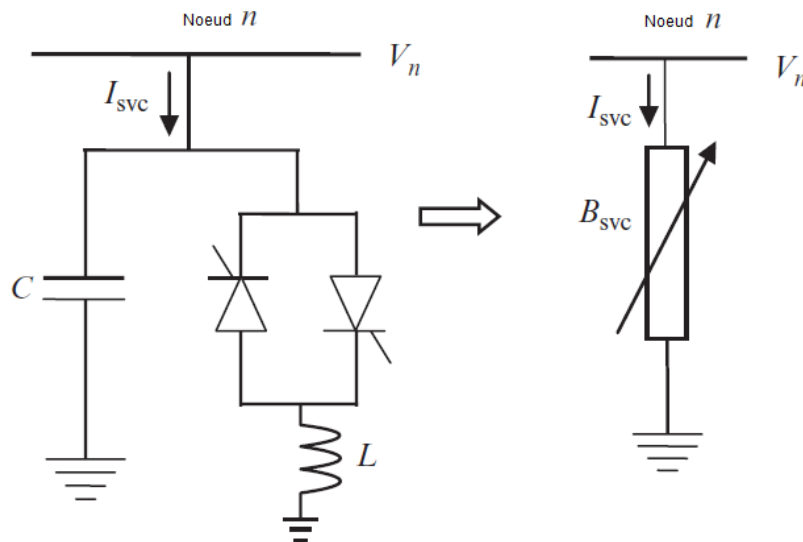


Figure 3.2. Module avancé de PSVC

Le SVC régule la tension de jeu de barre pour compenser en permanence la puissance réactive de la charge. La configuration la plus utilisée de ce type de dispositif shunt est une combinaison de capacité fixe C et les Thyristors (TCR) comme indique la figure 3.2.

L'entrée de tension du régulateur est mesurée à partir de l'SVC. L'angle d'amorçage des thyristors qui détermine la valeur de la susceptance est inclus dans le réseau. Cet angle est régulé par un régulateur (PI) proportionnelle intégrale qui maintenu la tension du jeu de barre à la valeur référence (V_{ref}).

La boucle de régulation de la tension de sortie avec l'utilisation d'un régulateur de type PI est modélisé sous MATLAB-SIMULINK. Le régulateur proportionnel-intégrateur PI permet de stabiliser la tension aux bornes de la charge. Il permet d'éliminer l'erreur $e(t)$ entre la tension de référence V_{ref} et la tension mesurée de sortie.

Pour commander le système en boucle fermée, il est nécessaire de bien choisir les coefficients K_p et K_i . Après l'étude de stabilité du réseau électrique, les coefficients du régulateur PI sont optimisés par les deux techniques présentées précédemment.

3.5. Résultats de simulation

Afin de démontrer l'efficacité des contrôleurs proposés, le système étudié est simulé par le logiciel MATLAB illustré par la figure 3.3.

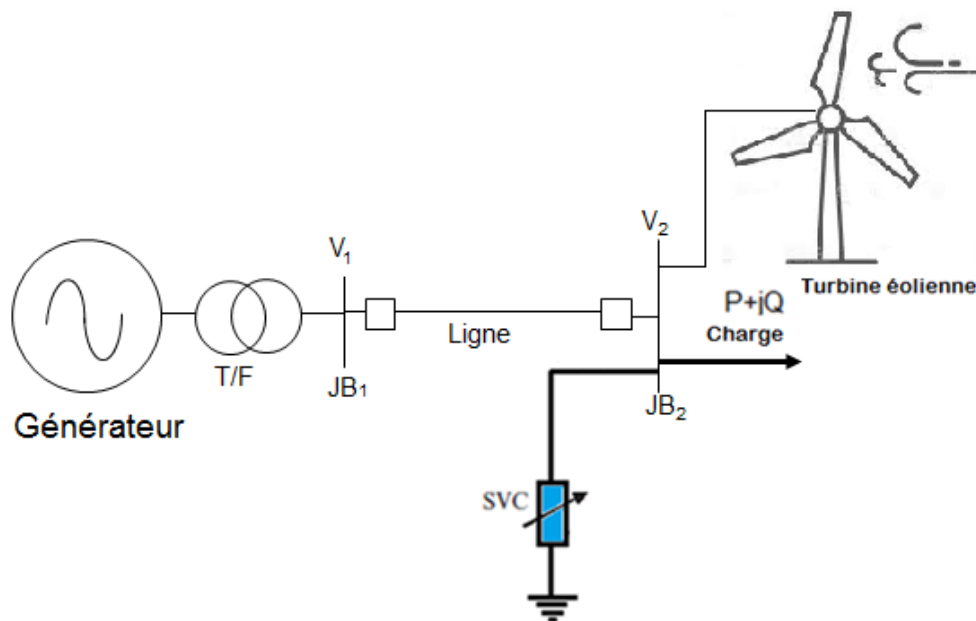


Figure 3.3. Réseau à jeu de barres infini avec turbine éolienne et un SVC

Le SVC, l'éolienne et la charge sont connectés jeu de barre dont le système a été conçu pour étudier l'amélioration de la tension. Le SVC maintiendra le profil de la tension de charge près de la tension désirée comme montre la figure 3.4.

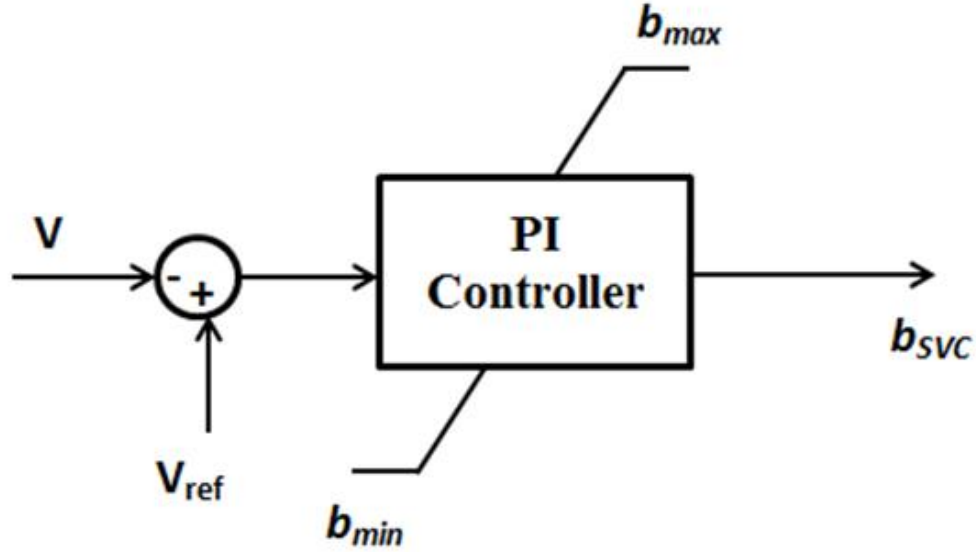


Figure 3.4. SVC avec PI contrôleur

Pour la régulation de la tension sur le jeu de barre 2, le modèle est complété par l'équation algébrique exprimant la puissance réactive injectée par le SVC: par l'équation suivante :

$$Q_{SVC} = -b_{SVC}V_2^2 \quad (3.11)$$

Tel que b_{SVC} la susceptance.

Le régulateur possède un limiteur maximum et minimum comme illustré sur la figure 3.4. La valeur est obtenue par le contrôleur PI.

La tension au niveau de jeu de barre 2 est calculé selon la méthode de Gauss-Sidel. L'équation qui décrit l'impédance de compensation de tension sur le jeu de barre 2 est la suivante:

$$V_2 = \frac{1}{y_{22} + y_{SVC}} \left[\frac{(P - P_{wind}) - j(Q \pm Q_{SVC})}{V_2} - y_{12}V_1 \right] \quad (3.12)$$

Tel que y_{SVC}, y_{22}, y_{12} sont l'admittances du SVC, au niveau de jeu de barre 2 et de la ligne de transmission.

Par conséquent, il existe un procédé efficace pour régler les paramètres des contrôleurs PI de manière à maximiser la régulation de tension du réseau électrique. Deux algorithmes ont été proposés, les algorithmes génétiques (GA) et les algorithmes des abeilles (BA). Ces techniques sont basées sur les opérations observées en sélection naturelle et en génétique. L'étape de l'application GA et BA est le réglage des paramètres du contrôleur PI. Les tableaux (3.1) et (3.2) montrent les paramètres du GA et BA utilisés dans notre étude.

Tableau 3.1. Paramètres des AG

DESIGNATION	Valeur
Numéro de variable	9
Numéro de gène pour chaque variable	3
Longueur du chromosome	27
Taille de la population	54
Numéro de génération	50

Tableau 3.2. Paramètres des BA

DESIGNATION	Valeur
Nombre d'abeilles scoutes	150
Nombre de sites sélectionnés pour la recherche de quartier	19
Nombre de meilleurs sites sur les sites sélectionnés	11
Nombre d'abeilles recrutées pour les meilleurs sites	29
Nombre d'abeilles recrutées pour les autres sites sélectionnés	16
Nombre d'itérations	100

GA et BA sont des algorithmes d'optimisation qui vise à trouver la solution optimale du contrôleur PI. Dans cette étude, nous utilisons ces algorithmes pour trouver les paramètres optimaux du contrôleur PI, définissant les gains du contrôleur PI ainsi que la loi de contrôle, en utilisant une fonction objective basée sur l'admittance des performances du SVC.

Comme fonction objectif, nous utilisons l'erreur absolue intégrée entre la valeur de la tension mesurée et la tension de référence définie par:

$$e = \int (V_{ref} - V_{mes}) dt \quad (3.13)$$

L'organigramme pour l'optimisation et la simulation stochastique est illustré par la figure 3.5.

Dans cette étude, la stabilité transitoire et la régulation de la tension ont été étudiées. La première a utilisé le PSS conventionnel, logique floue (FL) et le contrôleur ANFIS. La seconde utilise le contrôleur PI optimisé par les algorithmes génétiques (GA) et les algorithmes des abeilles (BA). Ces contrôleurs sont appliqués à un système mono machine connecté à un jeu de barre infini (Single Machine Infinite Bus SMIB) qui est équipé par d'un statique var compensateur (SVC) et d'une petite éolienne. La Figure. 3.6 montrent le système étudié simulé par le MATLAB.

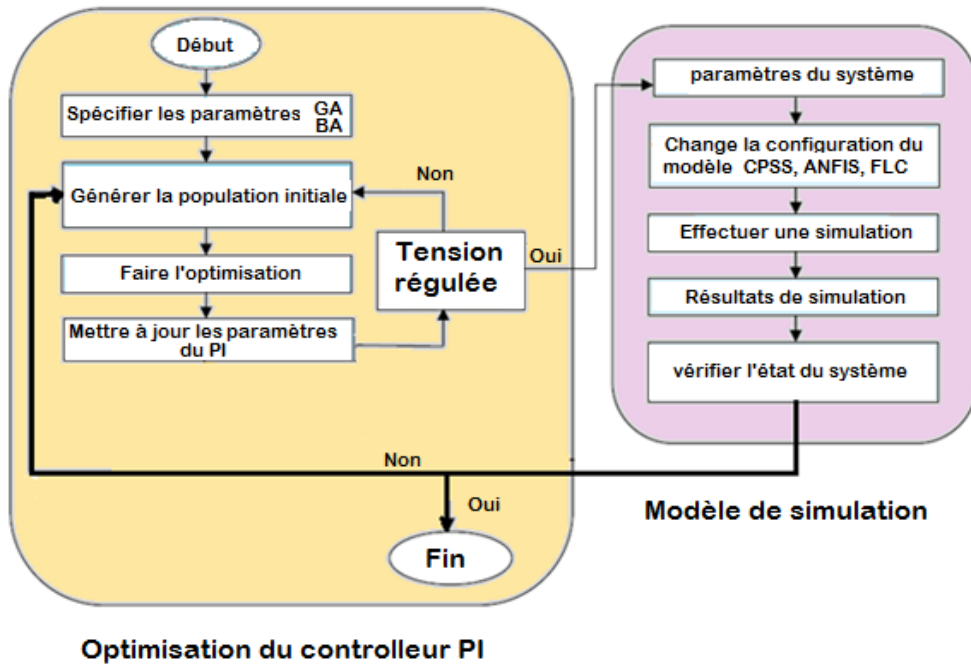


Figure 3.5. Organigramme pour l'optimisation de la simulation stochastique

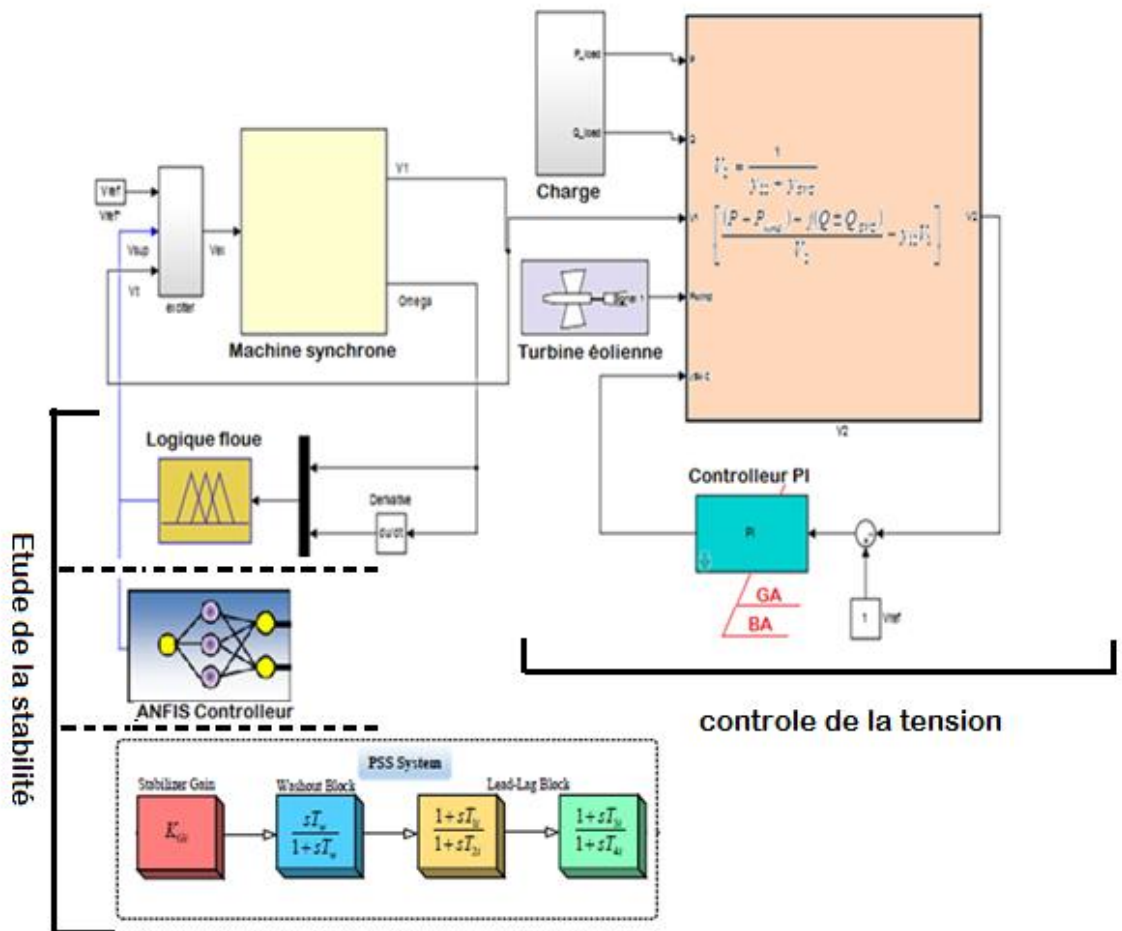


Figure 3.6. Système étudié simulé par le logiciel MATLAB

3.5.1. Analyse de la stabilité transitoire

Pour étudier la stabilité du réseau, on considère trois contrôleurs, le PSS conventionnel, le contrôleur à logique floue et le ANFIS. Les paramètres du PSS sont donnés dans l'annexe A.

Les entrées de contrôleur floue sont la vitesse ω et sa dérivée. La figure 3.7 montre les fonctions d'appartenance normalisées pour les variables d'entrée et de sortie. Les règles floues sont présentées sur le tableau 3.3 qui ont été conçue et utilisée avec une fonction d'appartenance triangulaire entrées-sorties dans le contrôleur à logique floue et a été implémentée dans la simulation.

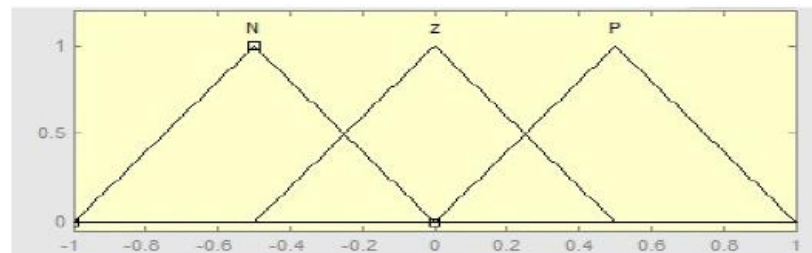


Figure 3.7. Fonction d'appartenance

Tableau 3.3. Règles floue

$\Delta u[k]$		$\dot{e}[k]$		
		N	Z	P
$e[k]$	N	N	N	Z
	Z	N	Z	P
	P	Z	P	P

Le contrôleur ANFIS 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 V_{Sup} . Ce contrôleur permet une génération automatique de règles floues à cinq ensembles basées sur le modèle d'inférence de Sugeno. L'apprentissage de notre contrôleur est effectué par le biais de l'algorithme de rétro-propagation du contrôleur conventionnel qui est le PSS qui détermine les paramètres liés aux fonctions d'appartenance. Le détail de calcul de ce contrôleur a été détaillé dans le chapitre 2.

La figure 3.8 représente la déviation de la vitesse et l'angles relatifs du rotor de la machine synchrone en cas de défaut.

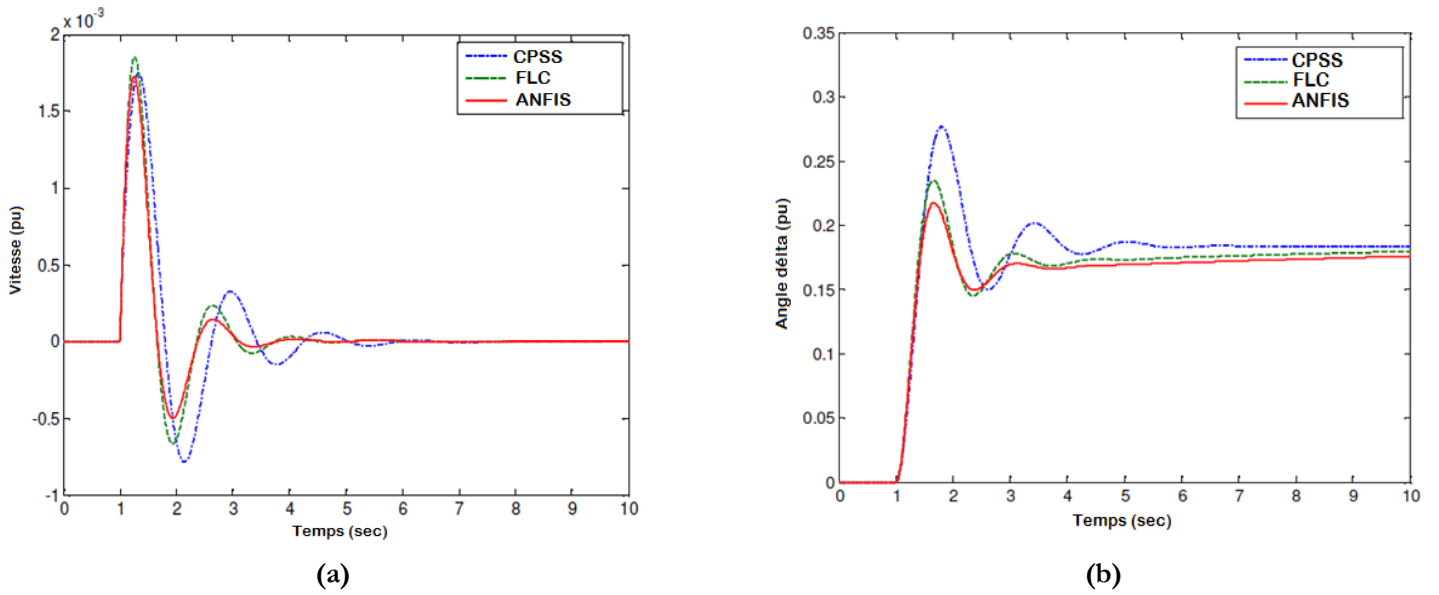


Figure 3.8. Résultat de simulation de la stabilité transitoire

- (a) Déviation de la vitesse de la machine synchrone
- (b) Angle rotorique de la machine synchrone

L'approche de conception des contrôleurs floue et ANFIS montrent de bonnes performances pour stabiliser le système. Cette performance peut augmenter la limite de stabilité du réseau électrique.

3.5.2. Analyse du contrôle de la tension

Pour réguler la tension dans le réseau électrique en présence de la production décentralisée, on a supposé qu'une petite éolienne et une charge dont les profils de la puissance injectée et la puissance consommée sont présentés par la figure 3.9 (a) et (b) sont installées au niveau de jeu de barre2.

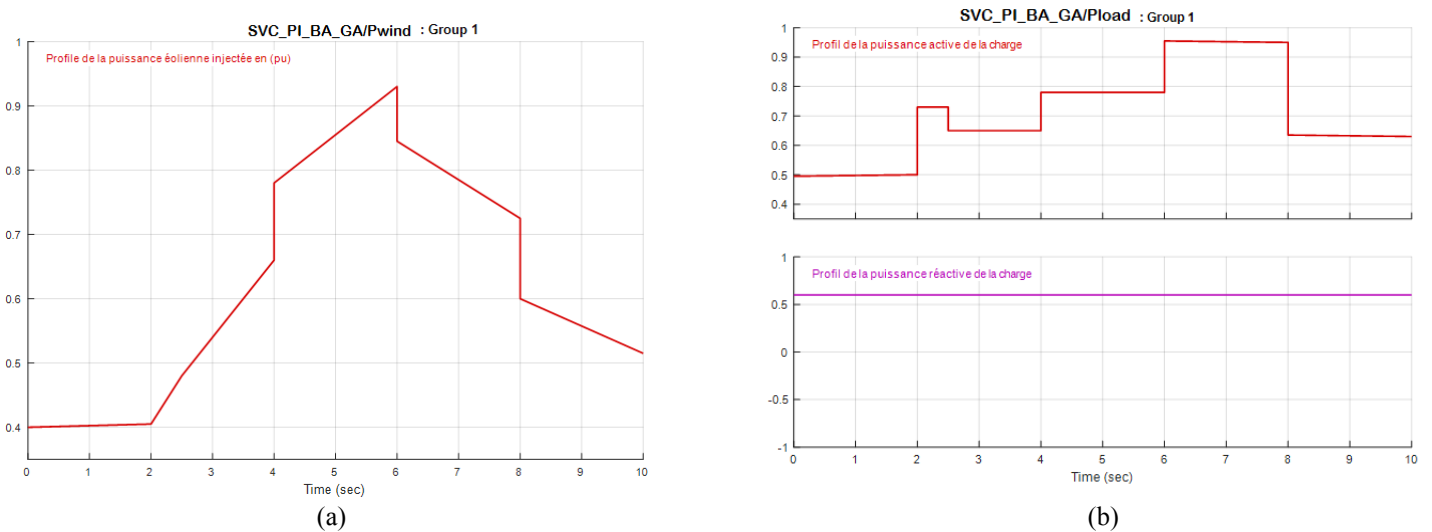


Figure 3.9. (a) Profil de la puissance éolienne injectée, (b) Profil de la puissance active et réactive consommée par la charge

3.5.2.1. Utilisation des algorithmes des abeilles (BA)

Grace à l'utilisation des algorithmes des abeilles (BA) pour optimiser les gains du régulateur PI, la figure 3.10 montre le profil de tension sur les jeux de barres 1 et 2 dans les deux cas: avec et sans dispositif SVC. On peut observer que les performances de la tension avec SVC sont meilleures. La stratégie proposée peut être l'une des meilleures méthodes de contrôle de la tension du réseau électrique.

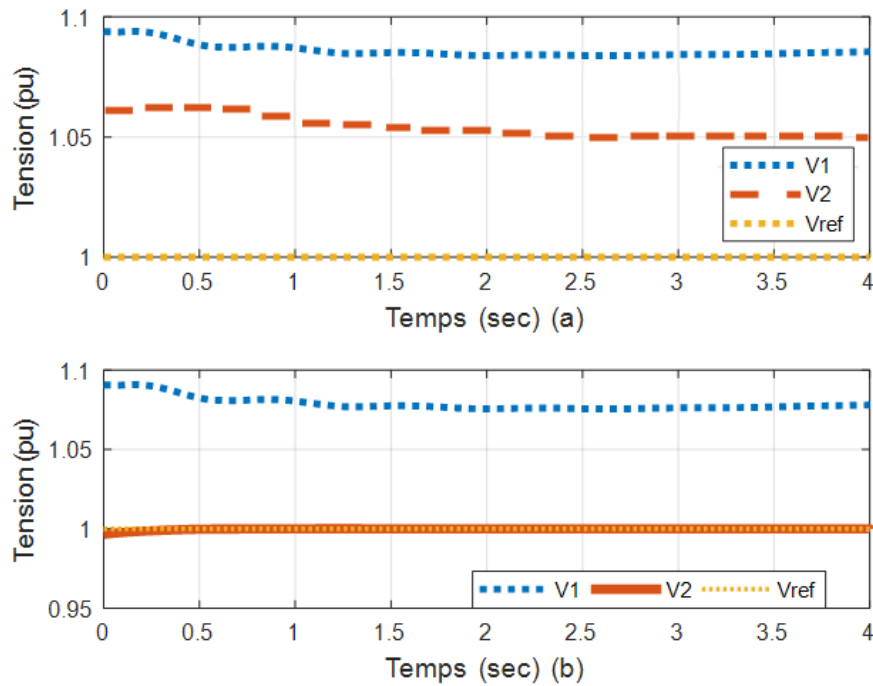


Figure 3.10. Résultat de simulation de la régulation de tension en utilisant BA. (a) Sans SVC, (b) Avec SVC

3.5.2.2. Utilisation des algorithmes génétiques (GA)

La même procédure que celle de la section précédente, mais cette fois ci, nous avons utilisé les algorithmes génétique (GA) pour optimiser les gains du régulateur PI. La figure 3.11 montre le profil de tension sur les jeux de barres 1 et 2. On peut observer que la tension au niveau du jeu de barre 2 est bien suivis la tension de référence. On peut dire aussi que la stratégie proposée peut être l'une des meilleures méthodes de contrôle de la tension du.

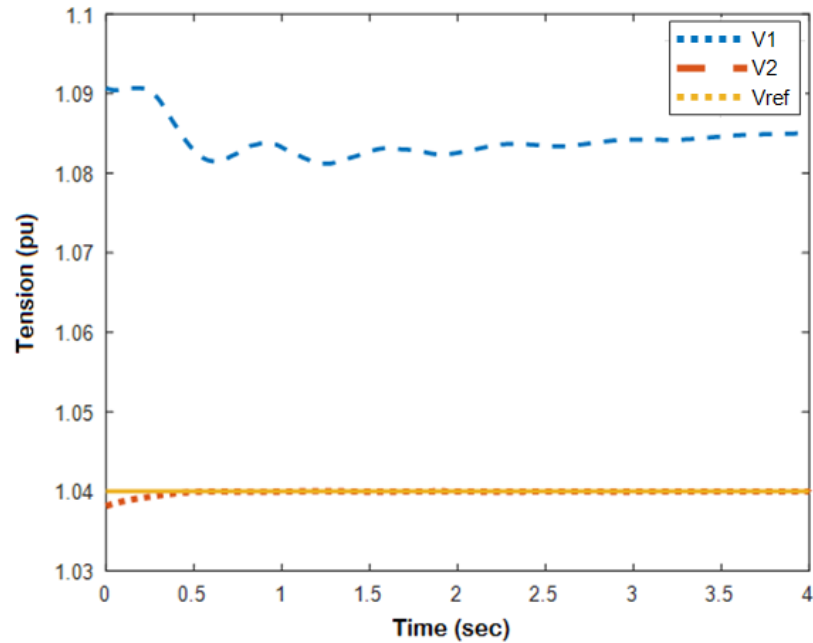


Figure 3.11. Résultat de simulation de la régulation de tension en utilisant GA

3.5.2.3. Variation brusque de la tension de référence $V_{réf}$

Pour tester les performances de la méthode proposé, on a fait une variation brusque de la tension de référence $V_{réf}$. Dans cette simulation, on a utilisé seulement des algorithmes génétiques (GA) car y a pas une différence des résultats obtenus quand on fait les algorithmes des abeilles (BA). La figure 3.12 montre que la tension au niveau du jeu de barre 2 est bien suivis la tension de référence.

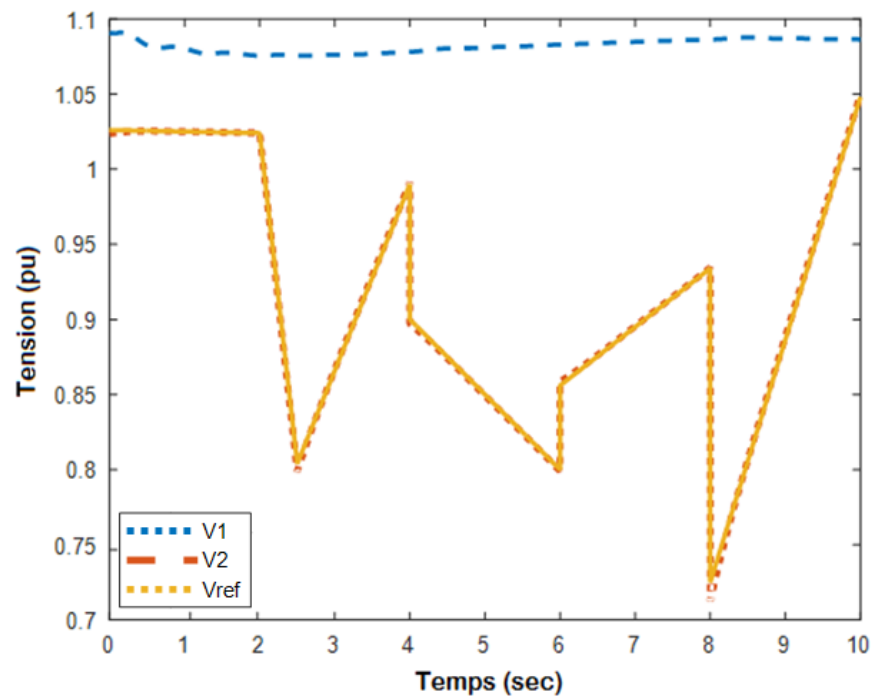


Figure 3.12. Résultat de simulation de la régulation de tension avec la variation brusque de $V_{réf}$

3.6. Conclusion

Dans ce chapitre, la stabilité transitoire et le contrôle de la tension ont été étudiés. Le première utilise la logique floue (FLC), conventionnel PSS et le ANFIS contrôleur. La seconde utilise le contrôleur PI optimisé par Bees Algorithm (BA) et Génétique Algorithm (GA). Les deux scénarios sont appliqués au système d'alimentation SMIB (Single Machine Infinite Bus) équipé d'un (SVC) et d'une petite éolienne.

De plus, les résultats obtenus du contrôle de tension démontrent l'efficacité du PI-BA-GA développé dans lequel le profil de tension a été amélioré et suivent parfaitement la référence.

Chapitre 04

CONTROLE DE LA TENSION PAR LA COMMANDE DE LA PUISSANCE EOLIENNE INJECTEE AU RESEAU

4.1. Introduction

Récemment, dans le domaine de l'énergie durable, l'attention a été attirée sur le contrôle de l'électronique de puissance dans le système d'énergie renouvelable. Ce chapitre se concentre sur la proposition d'un algorithme de contrôle principal basé sur une nouvelle stratégie de contrôle avancée pour contrôler les puissances instantanées d'un convertisseur connecté au réseau utilisé dans un système de production éolienne à moyenne échelle. Cette stratégie de commande proposée combine la stratégie de commande de puissance directe, l'approche en mode glissant et le module de modulation vectorielle spatiale pour sélectionner les vecteurs de commande, de manière à réguler les puissances active et réactive instantanée. Une approche en mode glissant non linéaire est présentée pour déterminer les références des tensions de convertisseur en utilisant les erreurs instantanées des puissances active et réactive comme surfaces de glissement. Les stratégies de contrôle proposées ont été testées à la fois en simulation en utilisant la plateforme MATLAB / SIMULINK. L'efficacité de l'approche proposée est étudiée dans différentes situations du système d'alimentation dont l'éolienne est intégrée. Les résultats de la simulation confirment que la méthode de réglage est capable de préserver des performances optimales sur une large gamme de perturbations grâce à la régulation de tension.

4.2. Etat de l'art

Les sources d'énergie renouvelables sont réparties géographiquement et généralement connectées au réseau de distribution. L'électronique de puissance joue un rôle crucial dans l'intégration comme l'énergie éolienne à vitesse variable dans le système de production d'électricité [122-123]. En raison de ses avantages et des progrès technologiques récents dans l'aérodynamique des éoliennes et les interfaces électroniques de puissance, l'énergie éolienne est considérée comme une excellente source d'énergie renouvelable. La recherche pour extraire la puissance maximale de l'énergie éolienne est intéressante. En plus d'augmenter la capture d'énergie, les éoliennes modernes intègrent des actionneurs mécaniques dans le but de contrôler l'angle d'inclinaison des pales [124]. Le contrôle du pas est généralement

destiné à limiter la puissance capturée au-dessus de la vitesse nominale du vent. Par conséquent, afin d'avoir un contrôle sur la tension et les flux de puissance simultanément, différentes techniques pour les convertisseurs de source de tension dos à dos ont été développées [125-126].

En général, les techniques de contrôle couramment utilisées peuvent être classées comme stratégies de contrôle direct ou indirect. Le contrôle orienté tension (Voltage Oriented Control VOC) de type à contrôle indirect est principalement utilisé [127-128]. Les stratégies de contrôle indirect conduisent généralement à un bon comportement transitoire et à un fonctionnement en régime permanent acceptable. Ils fonctionnent à une fréquence de commutation constante (**constant switching frequency CSF**). Ces techniques de contrôle présentent certains inconvénients. Le problème principal est que si le rapport entre les fréquences de commutation et les fréquences fondamentales du réseau n'est pas assez grand, le convertisseur de source de tension ne peut pas être considéré comme une source de tension continue contrôlée idéale. Dans ces conditions, il devient impossible d'utiliser la notion de vecteur tension moyen du convertisseur dans les besoins de commande [129].

Compte tenu du fonctionnement discret des onduleurs de source de tension, la commande de puissance directe (DPC) a fait l'objet d'une attention particulière pour sa structure simple, sa réponse dynamique rapide dans des conditions transitoires. Récemment, les stratégies de contrôle direct de puissance (DPC) ont également été développées pour contrôler l'interface électronique utilisée dans les systèmes de production éolienne [130-131]. Les méthodes étaient basées sur une table de commutation optimale en utilisant les informations de flux rotorique et de flux stator estimés [132]. Le principal inconvénient de la stratégie DPC est la fréquence de commutation variable qui en résulte.

Le convertisseur connecté au réseau étant un système à structure variable, il est par nature un candidat pour la stratégie de contrôle de mode glissant (SMC). L'approche de contrôle en mode glissant n'a pas de fréquence de commutation fixe. Son application est de fournir le modèle PWM pour les convertisseurs d'électronique de puissance peut entraîner un niveau plus élevé des pertes de puissance de commutation [133].

Une combinaison de méthodes et de stratégies aboutit à divers concepts de contrôle utilisés pour contrôler le convertisseur connecté au réseau. Ainsi, l'approche mixte de la commande directe de puissance (DPC) et de la modulation vectorielle spatiale (SVM) est présentée dans les références [134-135] pour le convertisseur DC / AC. L'approche de type à commande glissant est combinée avec le calcul prédictif des temps d'application de la tension pour commander le convertisseur de source de tension à deux niveaux et à plusieurs niveaux [136]. La régulation directe de la puissance active et réactive est testée sur un système de convertisseurs de source de tension connectés au réseau en utilisant une approche de commande en mode glissant.

Dans ce travail, on propose une stratégie de contrôle améliorée d'un système de production éolienne à vitesse variable à moyenne échelle. L'objectif principal des stratégies de contrôle proposées est d'extraire l'énergie maximale disponible de l'éolienne et d'obtenir le couple électromagnétique de référence du générateur par la méthode de contrôle MPPT proposée. En cas de vent élevé, la puissance mécanique est contrôlée par la méthode de contrôle proposée. Afin de contrôler simultanément la tension et les flux de puissance, la technique des convertisseurs de source de tension **back-to-back** a été développée. La stratégie de contrôle de couple direct est utilisée pour contrôler le flux statorique et le couple électromagnétique du générateur et la stratégie de contrôle de puissance instantanée est utilisée pour contrôler et gérer les puissances instantanées. Après avoir calculé les vecteurs des puissances injectées par l'approche proposée, un test est étudié dans différentes situations du réseau électrique IEEE de 3 générateurs et 09 jeux de barres dont l'éolienne est intégrée.

4.3. Théories des modes glissants

Les systèmes à structure variable sont caractérisés par le choix d'une fonction et d'une logique de commutation appropriée. Ce choix assure à tout instant la commutation entre ces structures. La combinaison des propriétés de chacun de ces structures permet d'imposer le comportement désiré au système global [137-141].

La théorie des modes glissants trouve ses origines ou ses justifications dans la théorie de la commande des systèmes à relais et dans les circuits d'électronique de puissance.

En effet, comme il a été présenté précédemment, la commande par mode glissant est un cas particulier de la commande à structure variable appliquée à des systèmes décrits par l'équation suivante (on se limite au cas $n = 2$) :

$$\dot{X} = f = \begin{cases} f^+(X, u^+) & \text{si } S(X, t) > 0; \\ f^-(X, u^-) & \text{si } S(X, t) < 0. \end{cases} \quad (4.1)$$

Les champs de vecteurs u^+ et u^- sont définis par :

$$u = \begin{cases} u^+ & \text{si } S(X, t) > 0; \\ u^- & \text{si } S(X, t) < 0. \end{cases} \quad (4.2)$$

Où $S(X, t)$ est la fonction de commutation.

La surface de commutation S_0 est définie comme suite :

$$S_0 = \{X(t) / S(X, t) = 0\} \quad (4.3)$$

Les trajectoires de f^+ et f^- associées à la fonction f qui convergent vers la surface de commutation, et qui ont la particularité de glisser sur celle-ci. Ce phénomène est appelé « mode de glissement », Figure (4.1).

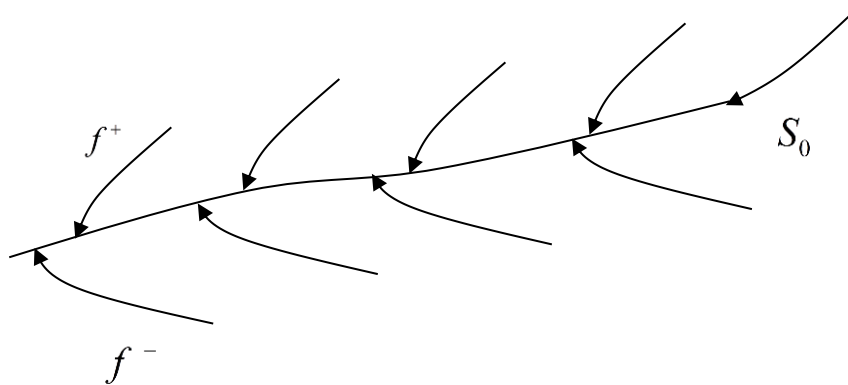


Figure 4.1. Trajectoires de f^+ et de f^- pour le mode de glissement[139]

4.3.1. Les modes de la trajectoire dans le plan de phase

La technique de la commande par mode glissant consiste à ramener la trajectoire d'état d'un système vers la surface de glissement et de la faire commuter à l'aide d'une logique de commutation approprié jusqu'au point d'équilibre, [139].

Cette trajectoire est constituée de trois parties distinctes, Figure. (4.2) :

- **Mode de convergence (MC)** : Dont la variable à réguler se déplace à partir du point d'équilibre initial, en d'autres termes c'est le comportement durant lequel la variable à réguler se déplace à partir d'un état initial vers la surface de commutation.
- **Mode de régime permanent (MRP)** : Il est nécessaire pour l'étude du comportement d'un système autour du point d'équilibre.
- **Mode de glissement (MG)** : C'est le mouvement (comportement) du système le long de la surface de commutation. La dynamique dans ce mode du choix de la surface de glissement. Il apparaît quand la commande ramène l'état x sur la surface de commutation et s'efforce de l'y maintenir, [139].

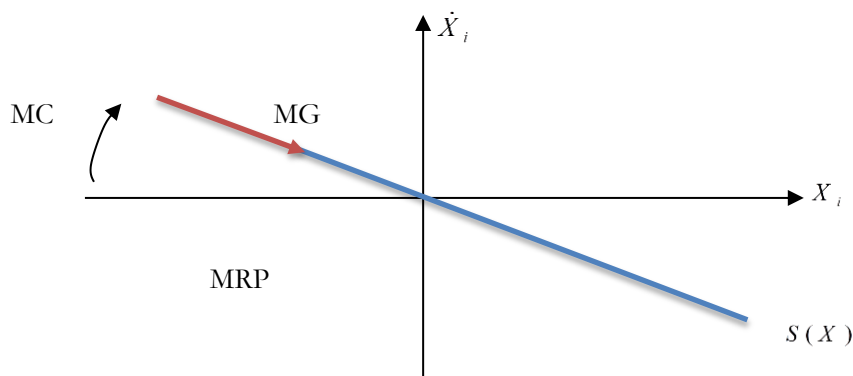


Figure 4.2. Les modes de trajectoire dans le plan de phase[139]

4.3.2. Conception de la commande par mode de glissement

La conception des régulateurs par les modes glissants prend en charge les problèmes de stabilité et des performances désirées d'une façon systématique. La mise en œuvre de cette méthode de commande nécessite principalement trois étapes :

- 1- Le choix de la surface ;
- 2- L'établissement des conditions d'existence de la convergence ;
- 3- La détermination de la loi de commande.

4.3.2.1. Choix de la surface de glissement

Le choix des surfaces de glissement concerne non seulement le nombre nécessaire de ces surfaces mais également leurs formes en fonction de l'application et de l'objectif visé. En générale, pour un système défini par l'équation d'état suivante :

$$\begin{cases} \dot{X}(t) = f(X,t) + g(X,t) \cdot u(t) \\ y = C^t X, \quad y \in R^m \end{cases} \quad (4.4)$$

Dans le cas du traitement dans l'espace de phase, la fonction de commutation est une fonction scalaire, telle que la variable à régler glisse sur cette surface pour atteindre l'origine du plan de phase (i.e. convergence de la variable d'état vers sa valeur désirée). Ainsi, la surface $S(X)$ représente le comportement dynamique désiré du système. J.J.SLOTINE propose une forme d'équation générale pour déterminer la surface de glissement qui assure la convergence d'une variable vers sa valeur désirée telle que, [139] :

$$S(X) = \left(\frac{\partial}{\partial t} + \lambda_x\right)^{r-1} e(X) \quad (4.5)$$

Avec

$e(X)$: L'écart de la variable à régler ; $e(X) = X_{ref} - X$.

λ_x : Une constant positive qui interprète la bonde passante du contrôle désiré.

r : Degré relatif, égale au nombre de fois qu'il fait dériver la sortie pour faire apparaître la commande.

Pour $r=1$; $S(X) = e(X)$

Pour $r=2$; $S(X) = \lambda_x e(X) + \dot{e}(X)$

$S(X) = 0$, est une équation différentielle linéaire dont l'unique solution est $e(X) = 0$.

En d'autres termes, la difficulté revient à un problème de poursuite de trajectoire dont l'objectif est de garder $S(X)$ à zéro. Ceci est équivalent à une linéarisation exacte de l'écart en respectant la condition de convergence.

La linéarisation exacte de l'écart présentée par la figure (4.3) a pour but de forcer la dynamique de

l'écart (référence – sortie) à être une dynamique d'un système linéaire autonome d'ordre « r ».

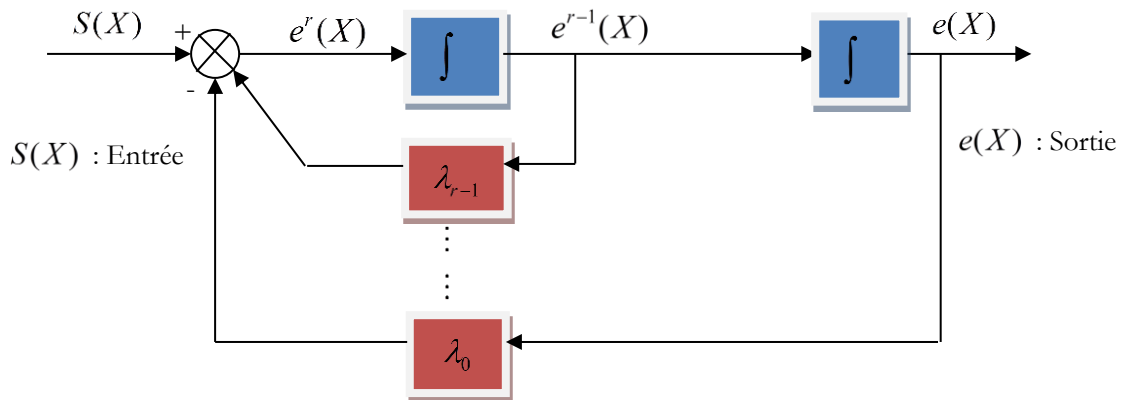


Figure 4.3. Linéarisation exacte de l'écart [20]

4.3.2.2. Condition de convergence

Les conditions de convergence permettent aux dynamiques du système de converger vers les surfaces de glissement, nous retenons de la littérature deux conditions, celles-ci correspondent au mode de convergence de l'état du système.

a. Fonction directe de commutation

C'est la première condition de convergence, elle est proposée par UTKIN. Elle s'exprime sous la forme, [142]:

$$S(X)\dot{S}(X) < 0 \tag{4.6}$$

Dans cette condition, il faut introduire pour $S(X)$ et sa dérivée, les valeurs justes à gauche et à droite de commutation.

b. Fonction de LYAPUNOV

Il s'agit de formuler une fonction scalaire positive $V(X) > 0$ pour les variables d'état du système, et de choisir la loi de commutation qui fera décroître cette fonction (i.e. $\dot{V}(X) < 0$). Cette fonction est généralement utilisée pour garantir la stabilité des systèmes non linéaires, [139, 141, 143].

En définissant la fonction de LYAPUNOV par :

$$V(X) = \frac{1}{2} S^2(X) \tag{4.7}$$

Et sa dérivée par :

$$\dot{V}(X) = S(X)\dot{S}(X)$$

Pour que la fonction de LYAPUNOV décroisse, il suffit d'assurer que sa dérivée est négative. Ceci

est vérifié si : $S(X)\dot{S}(X) < 0$

Cette équation montre que le carré de la distance vers la surface, mesurée par $S^2(X)$, diminue tout le temps, contraignant la trajectoire du système à se diriger vers la surface des deux côtés, figure (4.4).

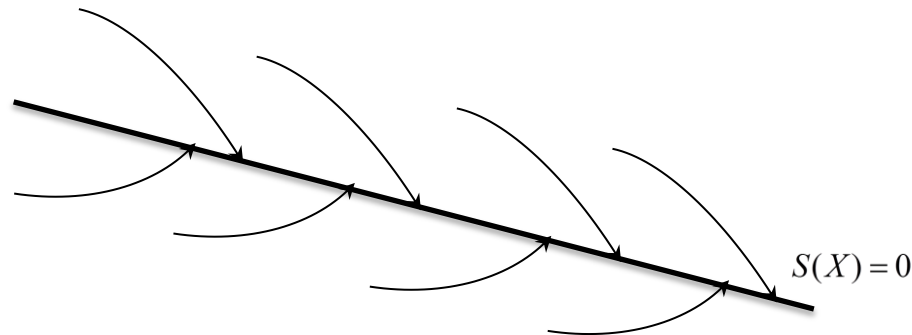


Figure 4.4. Trajectoire de l'état vis-à-vis la surface de glissement [142]

4.3.2.3. Calcul de la commande

Une fois la surface de glissement est choisie, ainsi que le critère de convergence, il reste à déterminer la commande nécessaire pour ramener la variable à contrôler vers la surface et ensuite vers son point d'équilibre en maintenant la condition d'existence des modes glissants.

Une des hypothèses essentielles dans la conception des systèmes à structure variable contrôlés par les modes glissants, est que la commande doit commuter entre u_{\max} et u_{\min} instantanément (fréquence infinie), en fonction du signe de la surface de glissement (Figure. (4.5)). Dans ce cas, des oscillations de très haute fréquence appelées « droutement » ou « chattering » apparaissent dans le mode glissant, [139].

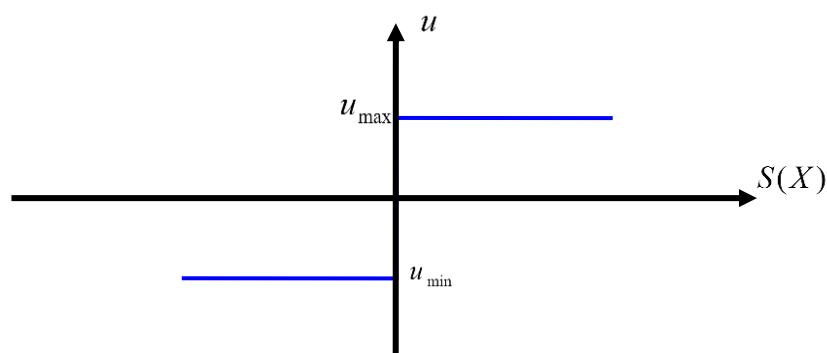


Figure 4.5. Commande appliquée aux systèmes à structure variable [142]

a. Définition des grandeurs de commande

Comme il a été vu précédemment, la surface du glissement se détermine en fonction du système et des performances désirées, indépendamment de la commande, et l'obtention du régime glissant

supposerait la commande discontinue.

De ce fait, si cette commande est indispensable, elle n'empêche nullement, au contraire, qu'une partie continue lui soit adjointe pour diminuer l'amplitude de la discontinuité.

Par conséquent, la construction d'un contrôleur comporte deux parties ; une première concernant la linéarisation exacte et une deuxième stabilisante, cette dernière est très importante dans la technique de commande par mode de glissement, car elle est utilisée pour éliminer les effets d'imprécision du modèle et de rejeter les perturbations extérieurs. Nous avons donc :

$$u(t) = u_{eq}(t) + u_{non} \quad (4.8)$$

$u_{eq}(t)$ Correspond à la commande équivalente, elle décrit par : $\dot{S}(X) = 0$

u_{non} Est un terme introduit pour satisfaire la condition de convergence $S(X)\dot{S}(X) < 0$. Il détermine ainsi le comportement dynamique du système durant le mode de convergence, donc pour garantir l'attractivité de la variable à contrôler vers la surface de glissement et il est donné par :

$$\dot{S}(X) = u_{non}$$

La commande équivalente peut être interprétée comme la valeur moyenne modulée de grandeur continue que prend la commande lors de la commutation rapide entre u_{max} et u_{min}

b. Expression analytique de la commande

Nous nous intéressons au calcul de la commande équivalente et par la suite au calcul de la commande attractive du système défini dans l'espace d'état par l'équation (4.9).

$$\dot{X} = f(X, t) + g(X, t)u(t) \quad (4.9)$$

Le vecteur u est composé de deux grandeurs : u_{eq} et u_{non} , soit :

$$u(t) = u_{eq}(t) + u_n \quad (4.10)$$

Nous avons :

$$\dot{S}(X) = \frac{dS}{dt} = \frac{\partial S}{\partial X} \frac{\partial X}{dt} = \frac{\partial S}{\partial X} \{f(X, t) + g(X, t)u_{eq}(t)\} + \frac{\partial S}{\partial t} \{g(X, t)u_n\} \quad (4.11)$$

En mode glissant et en régime permanent, la dérivée de la surface est nulle (car la surface est égale à zéro). Ainsi, nous obtenons :

$$u_{eq}(t) = \left\{ \frac{\partial S}{\partial t} f(X, t) \right\}^{-1} \left\{ \frac{\partial S}{\partial t} f(X, t) \right\},, \quad u_n = 0 \quad (4.12)$$

Durant le mode de convergence, en remplaçant le terme u_{eq} par sa valeur (4.12) dans l'équation (4.11). Donc, nous obtenons une nouvelle expression de la dérivée de la surface, soit :

$$\dot{S}(X) = \frac{\partial S}{\partial t} \{g(X,t)u_n\} \quad (4.13)$$

Le problème revient à trouver u_n tel que :

$$S(X)\dot{S}(X) = S(X)\frac{\partial S}{\partial t} \{g(X,t)u_n\} < 0 \quad (4.14)$$

La solution la plus simple est de choisir u_n sous la forme de relais (Fig. (4.6)). Dans ce cas, la commande s'écrit comme suit :

$$u_n = K \text{sign}(S(X)) \quad (4.15)$$

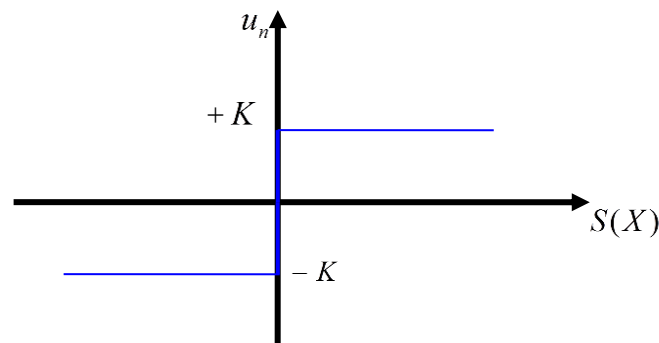


Figure 4.6. Représentation de la fonction "SIGN"

En remplaçant l'expression (4.13) dans (4.14), on obtient :

$$S(X)\dot{S}(X) = \frac{\partial S}{\partial t} g(X,t)K|S(X)| < 0 \quad (4.16)$$

Où ; le facteur $\frac{\partial S}{\partial X} g(X,t)$ est toujours négatif.

Le gain K est choisi positif pour satisfaire la condition (4.16). Le choix de ce gain est très influent car, s'il est très petit le temps de réponse sera très long, et s'il est choisi très grand, nous aurons des fortes oscillations au niveau de l'organe de la commande. Ces oscillations peuvent exciter les dynamiques négligées (phénomène de chattering), ou même détériorer l'organe de commande.

4.3.2.4. Elimination du phénomène de CHATTERING

Le phénomène de *chattering* est provoqué par une commutation non infiniment rapide de la commande quand les techniques des modes glissants sont utilisées.

Ce phénomène est indésirable car il ajoute au spectre de la commande des composants de haute fréquence. Ces composants peuvent détériorer le système en excitant les modes élevés dont on n'a pas tenu compte lors de la modélisation ou encore endommager les actionneurs par des oscillations trop fréquentes, [139].

Le broutement (*phénomène de chattering*) peut être réduit en remplaçant la fonction «sign» par une

fonction de saturation adéquate qui filtre les hautes fréquences.

On donne par la suite des exemples des fonctions de saturation :

a. Fonction *SAT*

Représentée dans la figure (4.7), est défini comme suite :

$$\begin{cases} Sat(S) = 1 & \text{si } S > \mu \\ Sat(S) = -1 & \text{si } S < -\mu \\ Sat(S) = \frac{S}{\mu} & \text{si } |S| < \mu \end{cases} \quad (4.17)$$

Avec μ petit et positif.

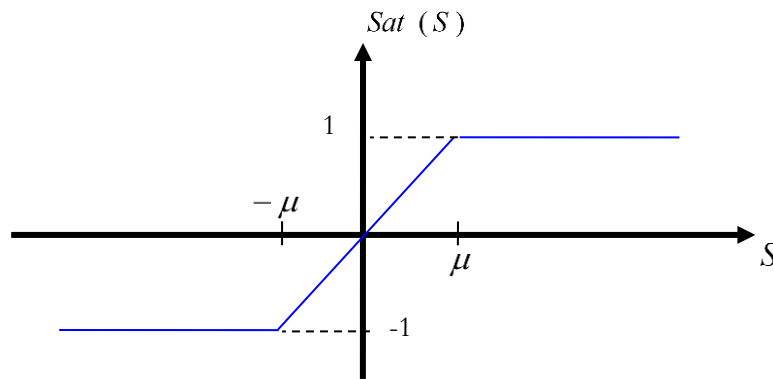


Figure 4.7. Fonction « *SAT* » [141]

b. Fonction de lissage (*SMOOTH*)

Peut aussi remplacer la fonction « sign » par des fonctions de commutation douce. On donne ci-dessous un exemple de ce type des fonctions dans la figure (4.8), soit :

$$Smooth(S) = \frac{S}{|S| + \mu} \quad (4.18)$$

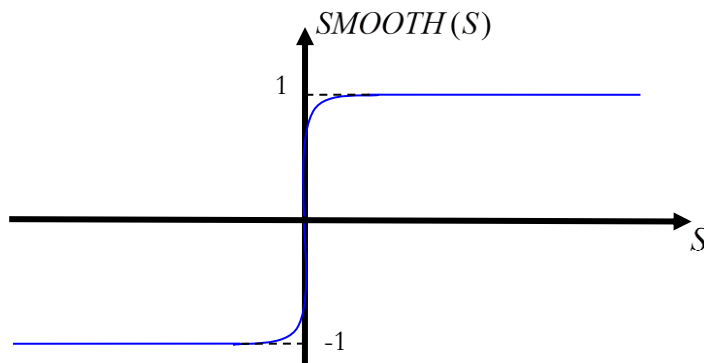


Figure 4.8. Fonction de lissage (*SMOOTH*) [141]

4.3.2.5. Domaine d'application du réglage par mode glissant

La technique du réglage par mode glissant a connu des développements importants dans tous les

domaines de la commande. Dans le domaine des commandes hydraulique ou pneumatiques, il existe des valves fonctionnant par tout ou rien qui ne possèdent que deux états stables : ou complètement ouvertes ou fermées. Ces valves admettent des fréquences de commutation de quelques 10 Hz.

Les entraînements électriques pour les machines électriques, ou robots, entraînements qui nécessitent, soit un réglage de la vitesse de rotation, soit un réglage de position. Dans ce cas le comportement dynamique à haute performance et la possibilité de limiter facilement certaines grandeurs (comme le courant et la vitesse de rotation).

Il faut mentionner que dans certains domaines tels que : les processus chimique et métallurgiques, où il y'a des réglages qui font appel à des régulateurs à deux positions, le procédé par mode glissant peut apporter plusieurs avantages qui sont :

- Imprécision et variation de paramètres : Problème d'identification.
- Simplification du modèle dynamique du système : Problème de modélisation.
- Robustesse, rejetant la perturbation.
- Le choix de la surface de commutation est assez libre.
- La commande est adoucie par la présence de la commande équivalente.
- On peut étendre la technique à des surfaces autres que des droites, de dimension quelconques, et à des intersections d'autant de telles surfaces qu'on a des commandes disponibles [143].

4.4. Description du système de production éolienne

La génératrice asynchrone à double alimentation peut fonctionner à vitesse variable grâce à l'utilisation de convertisseurs de puissance et peut générer de l'énergie électrique sur une large plage de vitesses de vent. Les objectifs du contrôleur d'un système éolien peuvent être agencés dans la capture d'énergie, gérer les flux d'énergie injectée. Ces objectifs sont atteints par les stratégies de contrôle du système éolien. La figure 4.9 décrit la topologie du système de production éolienne.

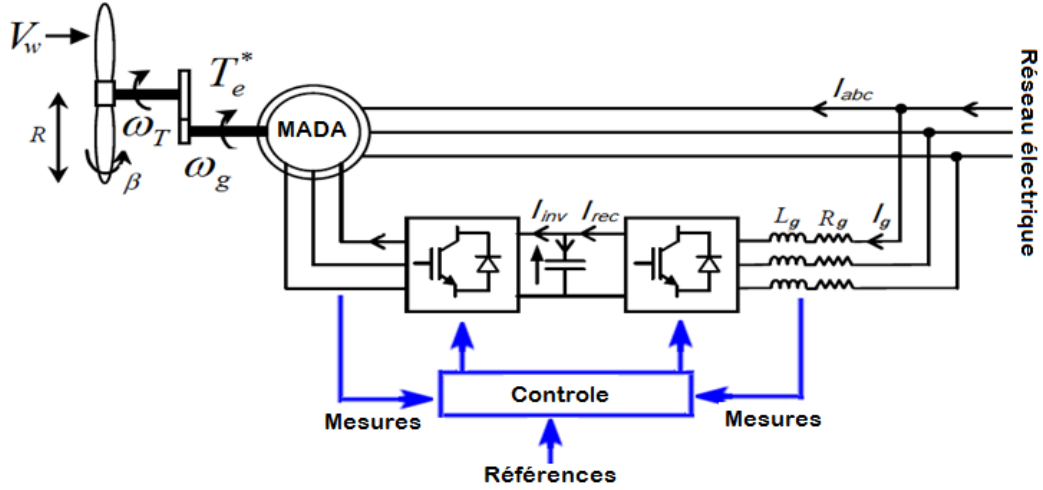


Figure 4.9. Topologie du système de production éolienne

4.5. Stratégies de contrôle du système éolien

4.5.1. Algorithme de suivi du point de puissance maximale

La puissance mécanique P_T captée par une éolienne d'un rayon de pale (R) fonctionnant dans un courant de vent de vitesse V_w est donnée par:

$$P_T = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 C_p(\lambda, \beta) V_w^3 \tag{4.19}$$

Où ρ est la densité de l'air, C_p est connu comme le coefficient de puissance de la turbine.

Le rapport de vitesse de pointe (Tip Speed Ratio TSR) est le rapport entre la vitesse de la turbine à l'extrémité d'une pale et la vitesse du vent en courant libre et donné par:

$$\lambda = \frac{R\omega_T}{V_w} \tag{4.20}$$

La courbe du coefficient de puissance a été décrite dans la littérature par différentes équations ajustées. Dans ce travail, la courbe du coefficient de puissance est approximée analytiquement par:

$$C_p(\lambda, \beta) = 0.5109 \left(\frac{116}{X} - 0.4\beta - 5 \right) \exp\left(-\frac{21}{X}\right) + 116\lambda \tag{4.21}$$

Tel que :
$$X = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{1 + \beta^3}$$

La puissance de la turbine est optimisée par un algorithme de suivi du point de puissance maximale (MPPT) comme illustré sur la figure 4.10. Le coefficient de puissance de la turbine est égal à sa valeur maximale. Dans ces conditions, le couple électrique à la vitesse de fonctionnement optimale est donné par:

$$T_e^* = K_m \omega_g^2 \quad (4.22)$$

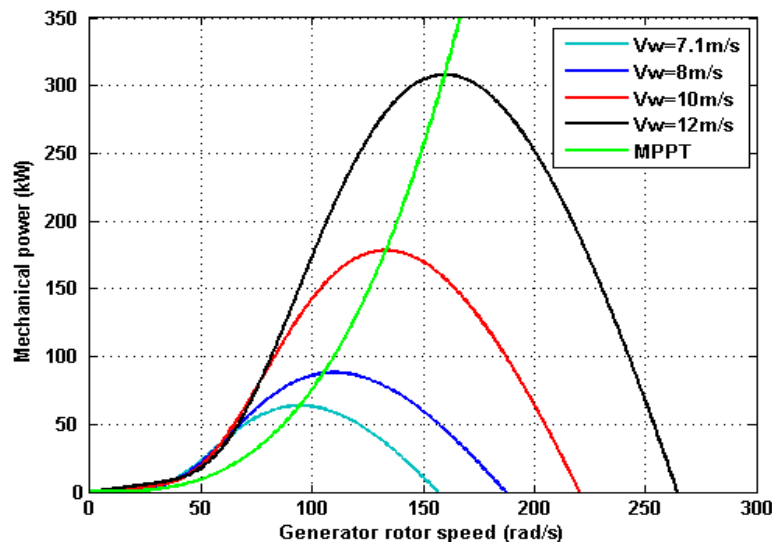


Figure 4.10. Caractéristique mécanique de la turbine éolienne pour différentes vitesses du vent

4.5.2. Contrôle de l'angle des pales (*Pitch Control*)

Le contrôleur d'angle des pales de l'éolienne est utilisé pour limiter la puissance de sortie aux bornes du générateur lorsque la vitesse du vent est supérieure à la vitesse nominale. Lorsque la vitesse du vent dépasse sa valeur nominale, la vitesse aérodynamique du rotor et la puissance produite par la turbine augmentent. C'est un phénomène indésirable qui cause des dommages à l'éolienne. Le contrôle d'angle des pales peut être utilisé pour éviter cette apparition. La vitesse du rotor pour des vents plus forts peut être limitée et maintenue constante à la valeur nominale en modifiant l'angle de pas des pales. Le principe de cette méthode est expliqué sur une éolienne conçue pour une vitesse de vent nominale égale à 12 m / s. La figure 4.11 décrit le modèle et la stratégie de contrôle de pas proposée appliquée à l'éolienne.

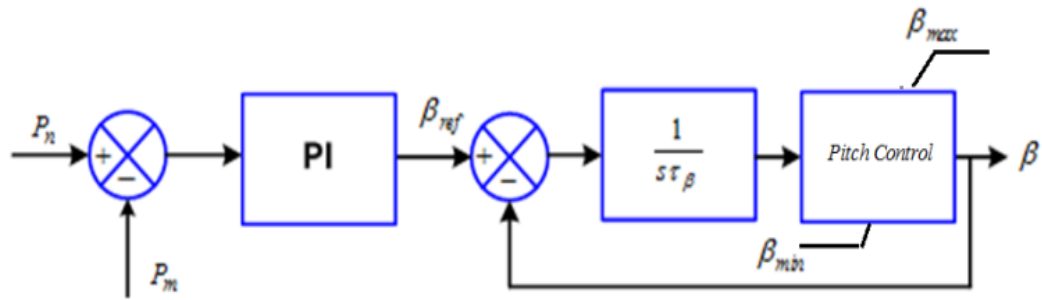


Figure 4.11. Modèle de contrôle des pales proposé (pitch control)

4.6. Algorithme de contrôle de puissance injectée

La stratégie de commande de mode glissant (SM) est basée sur la conception d'un signal de commande discontinu qui entraîne les états de fonctionnement du système vers des collecteurs spéciaux dans l'espace d'états, dans le contrôle de l'éolienne à vitesse variable. Ces variétés sont choisies de manière à ce que le système de contrôle ait le comportement souhaité lorsque les états convergent vers eux. L'idée principale de la stratégie de commande de puissance instantanée proposée est de combiner la stratégie DPC conventionnelle, l'approche de commande en mode glissant (SM) et la technique de sélection du vecteur de tension à modulation vectorielle spatiale. Le schéma de commande de puissance instantanée est utilisé pour réguler la puissance active et réactive instantanée du convertisseur de source de tension connecté au réseau (GC-VSC). La valeur de référence de la puissance active provient généralement du régulateur de tension du circuit intermédiaire et le fonctionnement du facteur de puissance unitaire qui est obtenu en contrôlant la puissance réactive à zéro.

4.6.1. Choix de la surface de glissement

Le contrôleur de mode glissant applique l'état du système sur la surface de glissement prédéfinie dans l'espace d'état du système en modifiant sa structure du contrôleur. Par conséquent, la réponse du système ne dépend que de la surface de glissement et est insensible aux variations des paramètres du système et aux perturbations externes. À cet effet, les surfaces de glissement du contrôleur proposé sont définies comme suit:

$$s(t) = \left(\frac{d}{dt} + \lambda \right)^{n-1} e \quad (4.23)$$

Dans la théorie de la commande de mode glissant, le gain de commutation doit être construit de manière à atteindre la condition de glissement. Afin de satisfaire cette condition, un choix approprié du gain glissant doit être fait pour compenser les incertitudes. Par conséquent, on définit la puissance active et la puissance réactive comme suit:

$$\begin{aligned} s(P) &= (P_{s-ref} - P_s) \\ s(Q) &= (Q_{s-ref} - Q_s) \end{aligned} \quad (4.24)$$

Maintenant, nous allons définir la variable du mode glissant avec une composante dérivée comme:

$$\begin{aligned} \dot{s}(P) &= \frac{ds(P)}{dt} \\ \dot{s}(Q) &= \frac{ds(Q)}{dt} \end{aligned} \quad (4.25)$$

$$\begin{aligned} \dot{s}(P) &= (\dot{P}_{s-ref} - \dot{P}_s) \\ \dot{s}(Q) &= (\dot{Q}_{s-ref} - \dot{Q}_s) \end{aligned} \quad (4.26)$$

Les surfaces de glissement doivent être proportionnelles à ces erreurs, étant nulles après avoir atteint le mode de glissement.

$$\begin{aligned} \dot{s}(P) &= \left(\dot{P}_{s-ref} + \frac{V_s M}{L_s} \dot{I}_{rq} \right) \\ \dot{s}(Q) &= \left(\dot{Q}_{s-ref} + \frac{V_s M}{L_r} \dot{I}_{rd} \right) \end{aligned} \quad (4.27)$$

4.6.2. Loi de contrôle du mode glissant

Dans la conception de commande de mode glissant, la tâche consiste à forcer la trajectoire de l'état du système à l'interaction des surfaces de commutation. Dans ce travail, un schéma de SMC est suggéré pour générer la référence de tension de sortie du convertisseur en tant que module technique de modulation de vecteur d'espace d'entrée pour sélectionner le vecteur d'espace approprié de la tension d'entrée.

$$\begin{aligned} \dot{I}_{rq} &= \frac{1}{L_r \sigma} (V_{rq} - R_r I_{rq}) \\ \dot{I}_{rd} &= \frac{1}{L_r \sigma} (V_{rd} - R_r I_{rd}) \end{aligned} \quad (4.28)$$

$$\begin{aligned} V_{rq} &= V_{rq}^{eq} + V_{rq}^n \\ V_{rd} &= V_{rd}^{eq} + V_{rd}^n \end{aligned} \quad (4.29)$$

Il est possible de prédire le comportement de la puissance connaissant les variations instantanées de la puissance active et réactive, qui peuvent être exprimées sous forme d'équations:

$$\begin{aligned}\dot{s}(P) &= \left(\dot{P}_{s-ref} + \frac{V_s M}{L_r L_s \sigma} \left((V_{rq}^{eq} + V_{rq}^n) - R_r I_{rq} \right) \right) \\ \dot{s}(Q) &= \left(\dot{Q}_{s-ref} + \frac{V_s M}{L_r L_s \sigma} \left((V_{rd}^{eq} + V_{rd}^n) - R_r I_{rd} \right) \right)\end{aligned}\quad (4.30)$$

Dans le régime permanent :

$$\begin{aligned}s(P) = 0, \dot{s}(P) = 0, V_{rq}^n = 0 \\ s(Q) = 0, \dot{s}(Q) = 0, V_{rd}^n = 0\end{aligned}\quad (4.31)$$

Considérons la fonction quadratique de Lyapunov suivante:

$$W = \frac{1}{2} S^T S \quad (4.32)$$

La dérivée temporelle de la fonction quadratique de Lyapunov est alors donnée par:

$$\frac{dW}{dt} = S^T \frac{dS}{dt} = S^T (A + B V_g) \quad (4.33)$$

La variation de cette fonction en fonction du temps doit être strictement négative avec $S \neq 0$. C'est la condition de l'attraction de la trajectoire vers la surface de glissement. Par conséquent, la loi de commande V_{rq}^{eq}, V_{rd}^{eq} suivante est sélectionnée :

$$\begin{aligned}\left(\begin{aligned} V_{rq}^{eq} &= \dot{P}_{s-ref} \frac{L_r L_s \sigma}{V_s M} + R_r I_{rq} \\ V_{rq}^n &= K_{V_{rq}} \text{sign}(s(P)) \end{aligned} \right) \\ \left(\begin{aligned} V_{rd}^{eq} &= -\dot{Q}_{s-ref} \frac{L_r L_s \sigma}{V_s M} + R_r I_{rd} \\ V_{rd}^n &= K_{V_{rd}} \text{sign}(s(Q)) \end{aligned} \right)\end{aligned}\quad (4.34)$$

4.6.3. Stabilité et robustesse

Afin de confirmer que les signaux de commande conçus assurent la convergence nulle des variables de commutation, la fonction de Lyapunov positive suivante telle qu'elle est bien connue, sa dérivée temporelle doit être définie négative. En réglant les fonctions de commutation appropriées, la stabilité peut être obtenue à condition que la condition suivante soit satisfaite :

$$\text{Si } \begin{cases} S_p \operatorname{sgn}(S_p) > 0 \\ S_q \operatorname{sgn}(S_q) > 0 \end{cases} \text{ alors } \frac{dW}{dt} = S^T \frac{dS}{dt} < 0 \quad (4.35)$$

La dérivée temporelle de la fonction de Lyapunov est alors définitivement négative de sorte que le système de contrôle devient asymptotiquement stable.

4.6.4. Elimination du phénomène *de chattering*

Le schéma SMC développé précédemment garantit le suivi rapide des puissances actives et réactives instantanées du convertisseur de source de tension connecté au réseau. Le phénomène de *chattering* est indésirable en pratique, car il implique une activité de contrôle élevée et peut en outre exciter une dynamique à haute fréquence.

Pour éliminer ce problème, la partie discontinue du contrôleur est lissée en introduisant une couche limite autour de la surface de glissement.

Où $D_j > 0$ est la largeur de la couche limite et « j » représente respectivement la puissance active et réactive instantanée.

$$\operatorname{sgn}(S_j) = \begin{cases} 1 & \text{if } S_j > D_j \\ \frac{S_j}{D_j} & \text{if } |S_j| \leq D_j \\ -1 & \text{if } S_j < -D_j \end{cases} \quad (4.36)$$

Pour produire la puissance active et réactive requise, une commande de mode glissant est utilisée pour générer la tension rotorique appropriée (V_{dr_ref} et V_{qr_ref}) comme illustré à la figure 4.12.

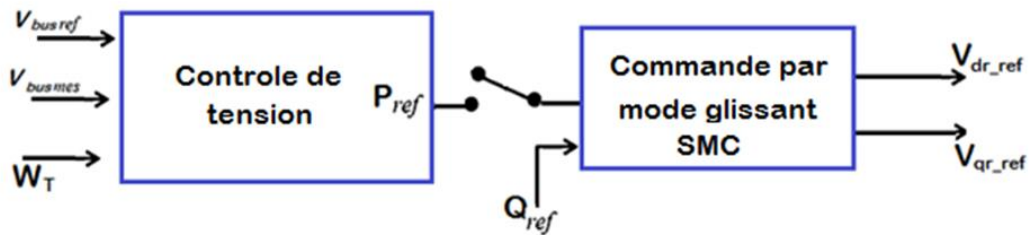


Figure 4.12. Schéma fonctionnel de la commande instantanée proposée

La figure 4.13 présente la structure du contrôleur pour contrôler la tension dans le réseau électrique. Le signal d'entrée de ce contrôleur est la valeur du jeu de barres de la tension dans le réseau électrique, qui est soumis à un limiteur de puissance maximum et minimum P^{\min} et P^{\max} .

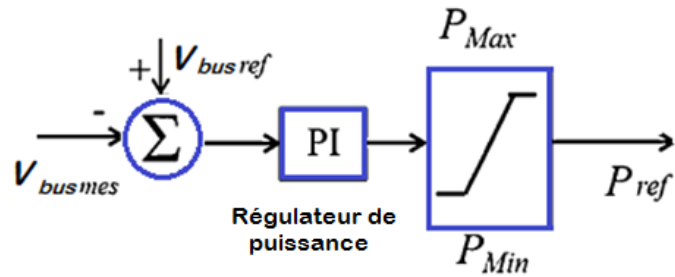


Figure 4.13. Modèle du contrôle de tension proposé

La configuration du générateur asynchrone à double alimentation dans un système de génération éolienne et les stratégies de contrôle proposés permet d'extraire le maximum de puissance du vent à chaque instant et de l'injecter sur le réseau électrique.

4.7. Résultats de simulation

Afin de valider les performances des stratégies de contrôle, plusieurs simulations ont été réalisées. Les performances du contrôleur conçu ont été évaluées sur le réseau électrique IEEE 3 machines 9 jeux de barres pour différents fonctionnements tel que la surcharge et le court-circuit figure 4.14.

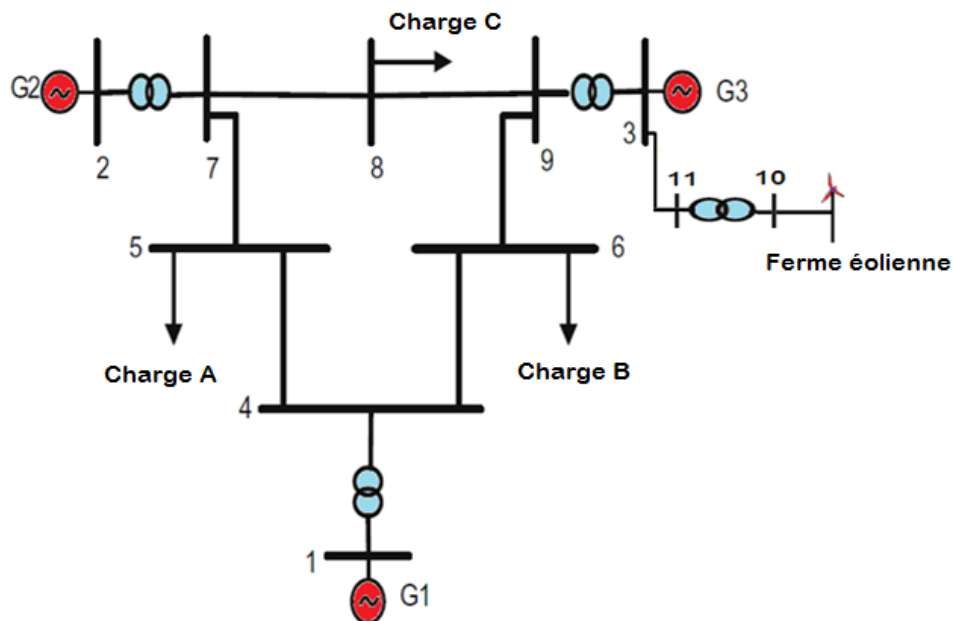


Figure 4.14. Réseau de test IEEE 3 Générateurs 9 jeux de barres avec intégration de la ferme éolienne [3]

4.7.1. Analyse de la tension sans l'intégration de la ferme éolienne lors d'une surcharge

Dans la première simulation, nous avons augmenté la charge connectée au jeu de barre 6, dans lequel la charge est passée de 100 MW à 130 MW. Le profil de tension de tous les jeux de barres du réseau électrique est donné par la figure 4.15. On remarque que le profil de la tension obtenue a été complètement affecté par la surcharge considérée.

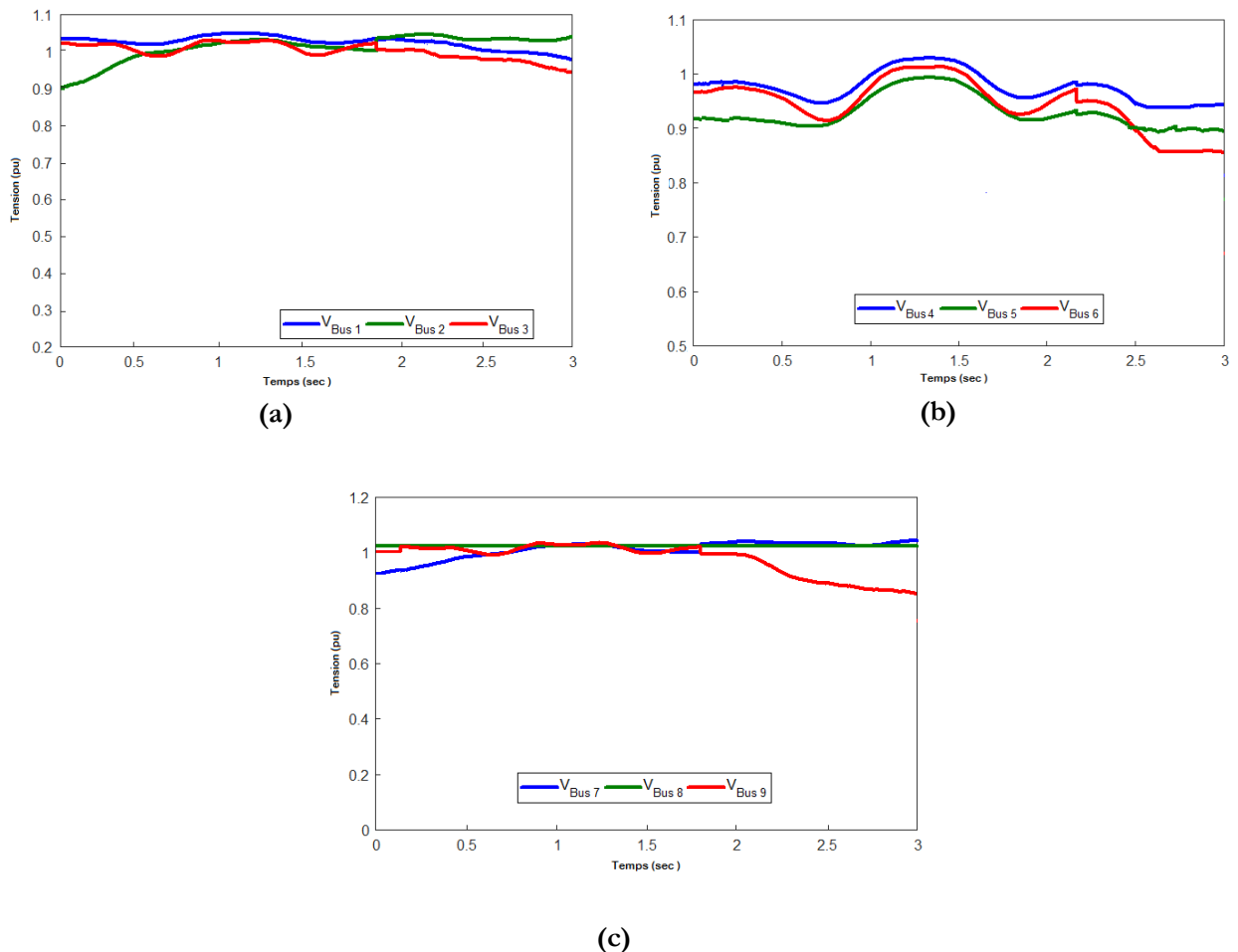


Figure 4.15. Profil de tension dans tous les jeux de barres du réseau électrique sans l'intégration de la ferme éolienne

- (a) Profil de tension dans les jeux de barres 1,2 et3
- (b) Profil de tension dans les jeux de barres 4,5 et6
- (c) Profil de tension dans les jeux de barres 7,8 et9

4.7.2. Analyse de la tension sans l'intégration de la ferme éolienne lors d'un court-circuit

Dans le second cas, nous avons appliqué un défaut de court-circuit triphasé symétrique sur la ligne de transmission au jeu de barre 6. La figure 4.16 montre les oscillations de la réponse du réseau électrique à cette perturbation. Il est clair que le réseau électrique a perdu ses performances (stabilité et tension).

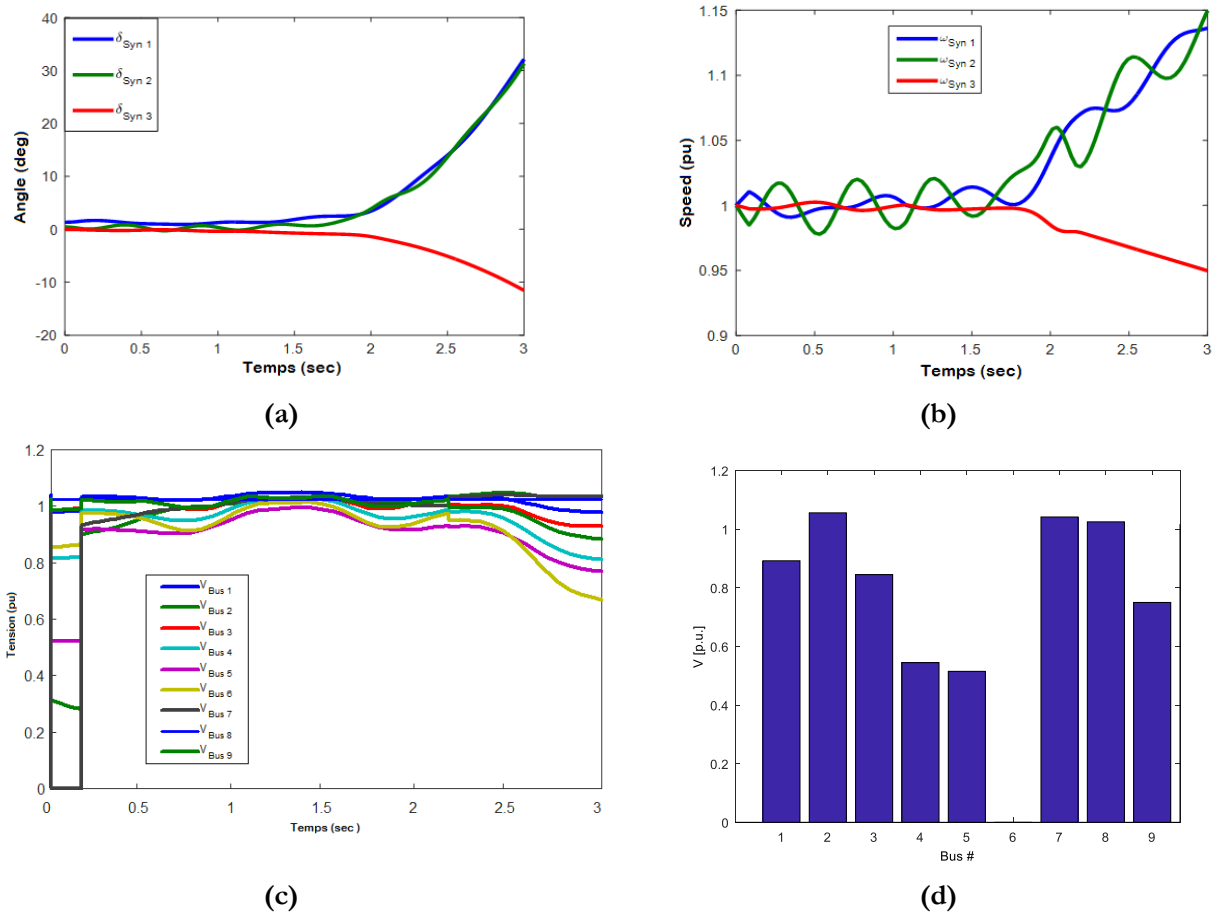


Figure 4.16. Résultats de simulation lors d'un court-circuit et sans l'intégration de la ferme éolienne

- (a) Angle du rotor pour les 3 générateurs
- (b) Vitesse angulaire pour les 3 générateur
- (c) Profile de tension dans tous les jeux de barres
- (d) Spectre de tension dans tous les jeux de barres

4.7.1. Analyse de la tension avec l'intégration de la ferme éolienne lors d'un court-circuit

Dans ce scénario, on suppose qu'une ferme éolienne est installée près du générateur 3. Les paramètres d'une éolienne sont illustrés dans l'annexe B [144], où la puissance générée par les turbines éoliennes est donnée par l'équation suivante:

$$P_{WindTotal} = \sum_{i=1}^n P_{Wind} \tag{4.37}$$

Dans notre cas, le nombre d'éoliennes est de 35 dont la puissance totale injectée est de 58,8 MW. La vitesse du vent est donnée par la figure 4.17(a) qui est appliquée à l'éolienne connectée au réseau. Pour une vitesse du vent supérieure à la valeur nominale, on note une stabilisation du coefficient de puissance illustré aux figures 4.17(b) et (c).

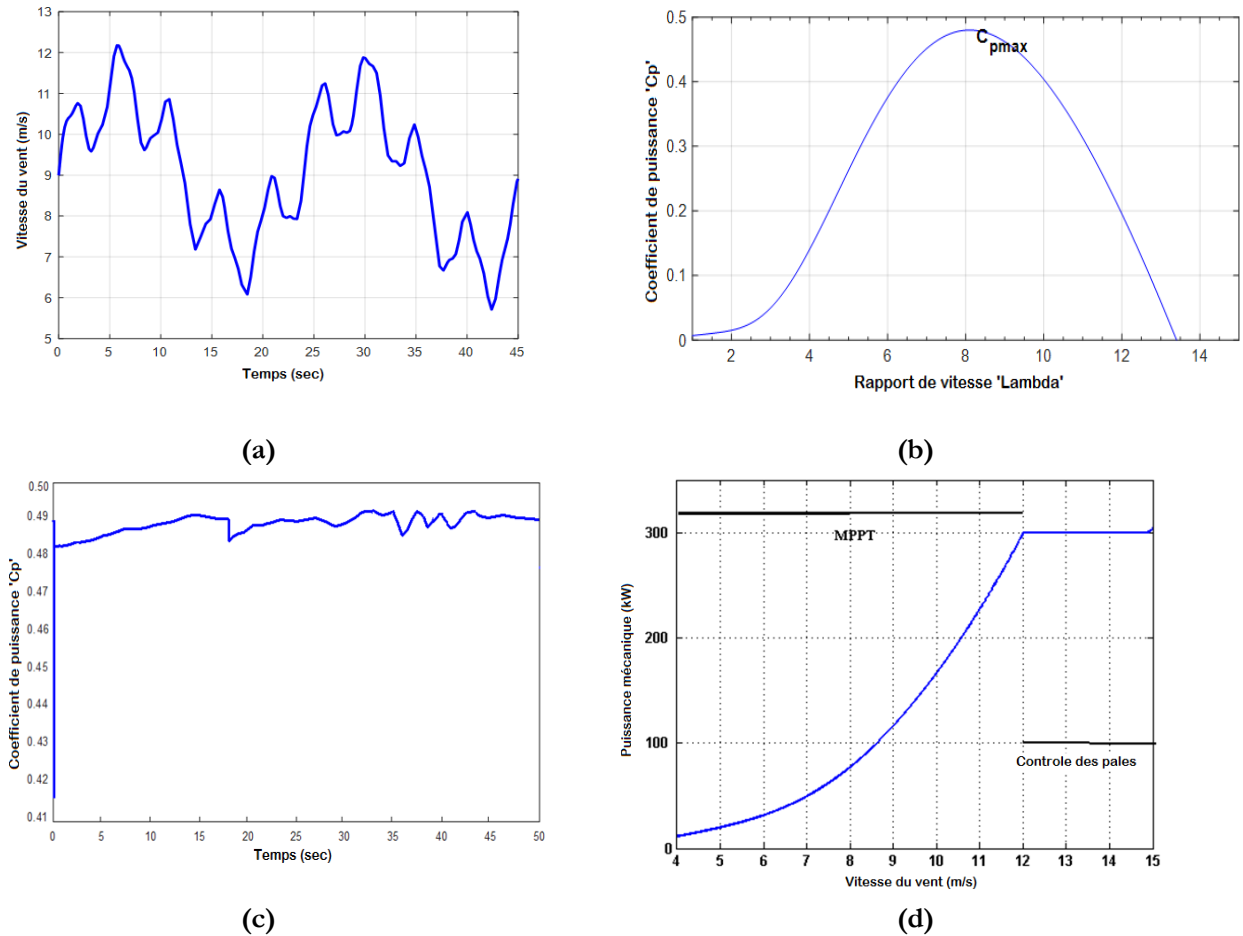


Figure 4.17. Résultats de la simulation de la loi de commande en mode glissant

- (a) Profile du vent appliqué
- (b) Coefficient de puissance en fonction de λ
- (c) Variation du coefficient du puissance en fonction du temps
- (d) Evolution de la puissance mécanique en fonction de la vitesse du vent pour les zones d'exploitation de l'éolienne

Nous illustrons la variation du coefficient de puissance en fonction de la vitesse du vent qui montre le principe du contrôle aérodynamique pour une vitesse de vent plus faible que la valeur de la vitesse nominale figure 4.17 (d). Il montre les performances du contrôle proposé de la MADA. La courbe de production comprend deux parties, l'une basée sur un algorithme MPPT pour extraire la puissance maximale de $V_{wmin} = 4\text{ m/s}$ jusqu'à la vitesse nominale du vent = 12 m/s et l'autre partie montre la réponse de l'algorithme de contrôle de pas qui limite la puissance mécanique capturé à une vitesse de vent élevée au-dessus de la vitesse nominale 12 m/s .

La réponse du système à cette perturbation est illustrée aux figures 4.18 et 4.19. De toute évidence, la commande de puissance injectée peut supprimer toutes les oscillations de manière satisfaisante. Les meilleures performances appartiennent au contrôleur proposé et plus particulièrement pour le profil de la tension.

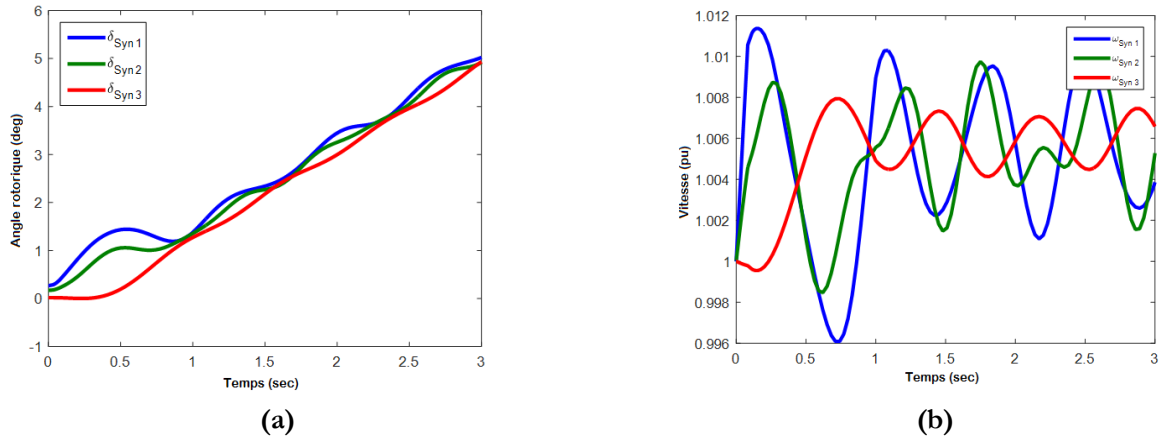


Figure 4.18. Résultats de la simulation avec l'intégration de la ferme éolienne

- (a) Angle du rotor pour les 3 générateurs,
- (b) Vitesse angulaire pour les 3 générateur

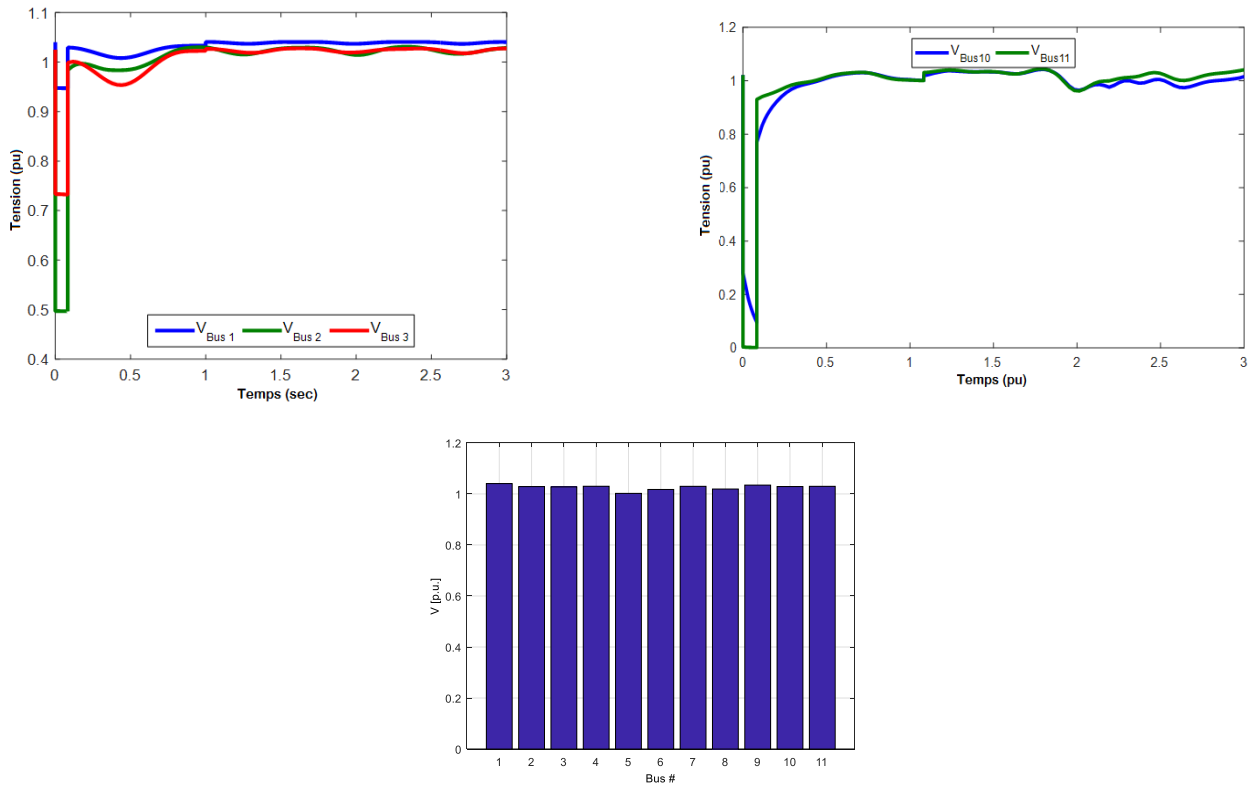


Figure 4.19. Résultats de la simulation avec l'intégration de la ferme éolienne et avec la commande proposée

- (a) Profil de tension de jeux de barres de connexion des générateurs
- (b) Profil de tension de jeux de barres de connexion ferme éolienne
- (c) Spectre de tension de tous les jeux de barres

4.8. Conclusion

Dans ce chapitre, une stratégie de contrôle de puissance injectée pour l'amélioration de la tension en présence des turbines éoliennes est présentée. L'efficacité de la commande proposée a été testée à l'aide du système électrique IEEE de 3 générateurs 9 jeux de barres.

Les stratégies de contrôle avancées du système de production éolienne ont été présentées, suggérées et développées. Le convertisseur côté générateur est contrôlé par la méthode de contrôle de mode glissant (SMC). Un algorithme de contrôle permet de maximiser la conversion de l'énergie éolienne (MPPT) et un contrôle aérodynamique sert à la sécurité de l'éolienne basée sur le contrôle des pales (Pitch Control).

Ces résultats démontrent que le contrôleur proposé confirme une meilleure réjection des perturbations, maintient la qualité du contrôle dans la plage de fonctionnement plus large, confirme la supériorité de ces stratégies de contrôle qui fournissent un contrôle instantané précis des puissances et amortit les oscillations du système électrique.

CONCLUSIONS GÉNÉRALES ET PERSPECTIVES

1. Introduction

La motivation fondamentale de cette thèse est le contrôle de tension des réseaux électriques en présence de la production décentralisée. Nous nous sommes tout particulièrement intéressé aux problèmes liés à la tension, ceux-ci sont d'autant plus complexes à résoudre. L'objectif de cette thèse était donc partant aux moyens et méthodes de réglage de la tension et de gestion de la puissance réactive adaptée pour faire face à ces nouvelles structure du réseau. Les productions décentralisées devront également être capables de fournir aux services système la puissance adéquate pour augmenter la rentabilité du réseau électrique. La solution développée par la mutualisation des productions décentralisées avec le réseau électrique augmente les capacités de réglage de la tension et le concept innovant de cette nouvelle technologie de production qui permet d'élargir la gestion et la commercialisation de la production de puissance active.

2. Travaux effectués

Le point de départ de cette thèse consiste aux différents moyens de contrôle du système d'alimentation, puis nous avons présenté le concept de la production décentralisée (PD) qui utilise les sources d'énergie renouvelables. Le premier chapitre met l'accent sur la technologie de contrôle pour une stabilisation globale et robuste du réseau électrique en se basant des moyens modernes de contrôle de la tension, on cite les systèmes FACTS.

Dans le cadre des objectifs tracés au début, nous avons présenté :

- Une approche neuro-floue pour le contrôle de la tension du système électrique en présence de la PD en particulier des fermes éoliennes a été effectuée. Ceci permet de développer un contrôleur à base des systèmes flous. Les différents paramètres seront calculés par apprentissage en se basant sur la structure ANFIS. Cette approche est testé sur un réseau mono machine et un réseau multi machine.
- Une validation des stratégies de contrôle de la stabilité transitoire et de la tension performantes et adaptables aux besoins du réseau électrique ont été effectuée. La première utilise le contrôle par logique floue (FLC), le PSS conventionnel et le contrôleur ANFIS. La seconde utilise le contrôleur PI optimisé par l'Algorithme des abeilles (BA) et l'Algorithme Génétique (GA). Les deux scénarios sont appliqués au réseau électrique mono machine connecté au jeu de barre infini (SMIB : Single Machine

Infinite Bus) équipé par un (SVC) et d'une petite éolienne.

- Une stratégie de contrôle de puissance injectée par des turbines éoliennes pour le contrôle de la tension dans les réseaux électriques en améliorant la réponse dynamique des performances (tension et stabilité transitoire) après défaut a été réalisée. Cette stratégie est testée sur un réseau multi machine.

3. Résultats obtenus

Dans cette thèse, un ensemble de simulations sur Matlab ont été réalisées. Les simulations ont confirmé la robustesse et la supériorité des contrôleurs proposés pour l'amortissement des oscillations dues aux perturbations transitoires. Les résultats obtenus démontrent que les contrôleurs proposés confirment la validation de ces modes de réglage de la tension dans les réseaux électriques et maintient la qualité du contrôle dans large plage de fonctionnement. Les résultats obtenus ouvrent également de nouvelles voies de recherche concernant la problématique étudiée.

4. Perspectives

Les travaux réalisés ont permis de concevoir des commandes robustes pour le contrôle de la tension du réseau électrique en présence de la production décentralisée. Néanmoins, il sera utile de continuer cette étude en se basant sur :

- L'introduction à grande échelle de la production décentralisée dans les réseaux électriques.
- Étudier le problème de réglage de la fréquence des réseaux électriques en présence de la production décentralisée.
- Faire une stratégie de gestion technico-économique globale des centrales classiques avec la production décentralisée pour améliorer la rentabilité notamment par l'application d'une stratégie de réglage de tension mixte.
- Ajouter d'autres critères dans la fonction objectif de l'optimisation des paramètres des contrôleurs.
- Validation des résultats obtenus expérimentalement sur des bancs d'essais.

Annexe A- Paramètres des réseaux de test

A.1. Réseau à jeu de barre infini

Toutes les données sont en unité relative

$S_B=828.21$ MVA	$H = 3.77$ s	$V_B = 18$ kV	$f = 60$ Hz	$R_s=0.0048$	$X_d = 1.79$	$X'_d = 0.355$
$X''_d = 0.275$	$X_q = 1.66$	$X'_q = 0.570$	$X''_q = 0.275$	$T_d = 7.9$ s	$T'_d = 0.410$ s	$T''_d = 0.032$ s

Nombre de pôles =4	Facteur de puissance =0.9	$R_c = 0.027$	$X_c = 0.1$	$KA = 200$	$TF = 1.0$	$AE_x = 0.0012$
$TA = 0.06$	0.9	$VR_{max} = 1$ $VR_{min} = -1$	$TE = 0.052$	$KE = -0.0465$	$KF = 0.0832$	$BE_x = 1.264$

A.2. Réseau 3 générateurs 9 jeux de barres

- Données des charges en p.u.:

Nœud		5	6	8
P	pu	1.25	0.9	1.0
Q	pu	0.5	0.3	0.35

- Données des lignes :

Nœud de départ	Nœud d'arrivée	$R_{ser} (pu)$	$X_{ser} (pu)$	$B_{sh} (pu)$
1	4	0.0000	0.0576	0.0000
2	7	0.0000	0.0625	0.0000
3	9	0.0000	0.0586	0.0000
4	5	0.0100	0.0850	0.0880
4	6	0.0170	0.0920	0.0790
5	7	0.0320	0.1610	0.1530
6	9	0.0390	0.1700	0.1790
7	8	0.0085	0.0720	0.0745
8	9	0.0119	0.1008	0.1045

- Données des générateurs

Générateur		1	2	3
H	s	23.64	6.40	3.01
x_d	pu	0.1460	0.8958	1.3125
x'_d	pu	0.0608	0.1198	0.1813
x_q	pu	2.7	0.8645	1.2578
x'_q	pu	0.0969	0.1969	0.25
r_s	pu	0	0	0
T'_{d0}	s	0.0336	6	5.89
T'_{q0}	s	8.96	0.535	0.6
D	-	20	22	16

- Données des transformateurs :

Nœud de départ	Nœud d'arrivée	Rapport (kV)	Réactances (pu)
1	4	14.4/230	0.0576
2	7	14.4/230	0.0625
3	9	14.4/230	0.0586

- Données des régulateurs de tension et PSS :

Générateur	1	2	3
K_A	400	50	50
T_A	0.05	0.1	0.060
VR_{\max}	+ 4.5	+ 2.5	+ 1.0
VR_{\min}	- 4.5	- 2.5	- 1.0
T_E	0.5	0.35	0.440
K_E	-0.17	-0.04	-0.0393
T_F	1.0	1.0	1.0
K_F	0.04	0.04	0.07
A_{ex}	0.0027	0.0039	0.0013
B_{ex}	0.465	1.555	1.156

$K_s = 120$	$T_w = 1.0$	$T_1 = 0.024$	$T_2 = 0.002$
$T_3 = 0.024$	$T_4 = 0.24$	$P_{ss_limit} = 0.1$	

- Données des résultats de simulation

Nœud		Tension		Charge		Génération	
Noeud	Type	Amplitude (pu)	Angle (°)	Active (pu)	Réactive (pu)	Active (pu)	Réactive (pu)
1	1	1.004	0.0	0	0	0	0
2	2	1.002	0.0	0	0	1.63	0.21
3	2	1.002	0.0	0	0	0.85	0.25
4	0	1.000	0.0	0	0	0	0
5	0	1.000	0.0	0	0	0	0
6	0	1.000	0.0	0	0	0	0
7	0	1.000	0.0	- 1.21	- 0.35	0	0
8	0	1.000	0.0	- 1.11	-0.25	0	0
9	0	1.000	0.0	- 0.81	- 0.20	0	0

La matrice admittance d'interconnexion du réseau utilisée pour le calcul d'écoulement de puissance est donnée par le tableau (2). C'est une matrice symétrique.

+ 0.68 - 78.53i	- 0.68 + 12.31i	0	+0.00 +66.23i	0	0	0	0	0
	+ 1.25 - 94.45i	- 0.56 + 10.72i	0	+ 0.00 + 71.43i	0	0	0	0
		+ 0.56 - 57.67i	0	0	+ 0.00 + 46.95i	0	0	0

			+ 1.66 - 109.29i	0	0	- 1.06 + 24.23i	- 0.60 + 18.85i	0
				+ 5.77 - 148.62i	0	0	- 3.20 + 44.61i	- 2.56 + 32.59i
					+ 13.54 - 164.66i	- 1.87 + 33.12i	0	- 11.67 + 84.60i
						+ 5.57 - 92.72i	- 1.20 + 16.30i	- 1.43 + 19.12i
							+ 5.92 - 93.38i	- 0.92 + 13.64i
								+ 16.58 - 149.91i

Le programme d'écoulement de puissance converge en 04 itérations (méthode de Newton Raphsan) avec une précision de 0.001. Les principaux résultats sont donnés par le tableau (3).

N° Nœud	Tension		Charge		Génération	
	Amplitude (pu)	Angle (°)	Active (pu)	Réactive (pu)	Active (pu)	Réactive (pu)
1	1.004	0.0	0	0	0.66	0.30
2	1.002	0.7	0	0	1.63	0.21
3	1.002	0.1	0	0	0.85	0.25
4	1.000	- 0.7	0	0	0	0
5	0.999	- 0.1	0	0	0	0
6	0.997	- 1.1	0	0	0	0
7	0.993	- 1.9	- 1.21	- 0.35	0	0
8	0.994	- 1.6	- 1.11	- 0.25	0	0
9	0.995	- 1.4	- 0.81	- 0.20	0	0

Annexe B- Paramètres de la chaîne de conversion éolienne

Les paramètres de la chaîne de conversion éolienne sont donnés par le tableau 1 et 2.

Tableau 1.
Paramètres de la machine [144]

Paramètres	Valeurs
Puissance nominale (MW)	1.68
Vitesse nominale de la machine (tr/mn)	1515
Nombre de pair de pôles	2
Résistance statorique ($m\Omega$)	6.3
Résistance rotorique ($m\Omega$)	4.8
Inductance statorique (mH)	11.8
Inductance rotorique (mH)	11.6
Inductance de magnétisation (mH)	11.6
Nominal voltage (V)	400

Tableau 2.
Paramètres de la turbine éolienne [144]

Paramètres	Valeurs
Coefficient optimal de puissance	0.475
Ratio Optimal de vitesse λ	8.1
Longueur de la pale de la turbine (m)	14
Vitesse nominal du vent (m/s)	12
Vitesse minimale du vent (m/s)	4
Multiplicateur de vitesse	1/23
Moment d'inertie ($kg.m^2$)	50

Références Bibliographiques

- [1] M. Klein, G. Rogers, & P. Kundur. A fundamental study of inter-area oscillations in power systems, IEEE Trans on Power Syst; 6: pp. 914– 921, 1991.
- [2] M. Klein, G.J. Rogers, S. Moorty, & P. Kundur. Analytical Investigation of Factors Influencing Power System Stabilizers Performance, IEEE Trans. on Energy Conversion;7:382-390, 1992.
- [3] Kundur P. Power System Stability and Control. McGraw-Hill; 1994.
- [4] Anderson, P. M., & Fouad, A. A. (2003). Power system control and stability Piscataway, N.J.: Wiley-Interscience.
- [5] **Site internet** : <https://www.os.dz/> consulté le 22/04/2021
- [6] Dixon, L.H.: “High Power Factor Pre-regulators for Off-Line Power Supplies”. Unitrode Power Supply Design Seminar Manual, SEM-700, 1990.
- [7] Speidel S, Braunl T (2016) Leaving the grid-The effect of combining home energy storage with renewable energy generation. Renew Sustainable Energy Rev, 60:1213–1224.
- [8] Concordia C, de Mello FP. (1969). Concepts of synchronous machine stability as affected by excitation control, IEEE Trans Power Appar Syst; PAS-88, p.316–29.
- [9] Jingxu Yang, Gengyin Li, Dawei Wu, Zhiwen Suo.The Impact of Distributed Wind Power Generation on Voltage Stability in Distribution Systems. IEEE 2013.
- [10] Kang L, Guo H, Wu J and Chen S 2010 Characteris-tics of distributed generation system and related re-search issues caused by connecting it to power sys-tem Powe System Technolog 34(11):43-47.
- [11] Liu C and Yan Z 2007 Distribution network reliabil-ity considering distribution generation Automation of Electric Power Systems 31(22):46-49.
- [12] Shahzad, U. (2015) The Need for Renewable Energy Sources. International Journal of Information Technology and Electrical Engineering, 4, 16-19.
- [13] Ali M. Eltamaly, Amer Nasr A. Elghaffar: Tech-no-Economical Study of Using Nuclear Power Plants for Supporting Electrical Grid in Arabian Gulf. 12/2017; 2(1)., DOI:10.1007/s40866-017-0031-8.
- [14] V. V. Thong, J. Driesen, R. Belmans, "Benefits and Impact of Using Small Generators for Network Support", in Proc. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting, pp 1-7.
- [15] 10. Amer Nasr A. Elghaffar, Adel A. Elbaset: Treat-ment EMF on The Protection IEDs in HV Substa-tions.2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (Mepcon), Cairo-Egypt; 12/2017, DOI:10.1109/MEPCON.2017.8301245
- [16] Dy Liacco TE, The adaptive reliability control system. IEEE Trans. Power Apparatus and Systems 86: 517–531. (1967)
- [17] Ili`c M, Skantze P (2000) Electric power systems operation by decision and control. The case revisited. IEEE Control Systems Magazine 20: 25–39
- [18] `Siljak DD, Decentralized Control of Complex Systems. Academic Press, Inc., San Diego, USA, (1991)
- [19] Chapman JW, Ili`c MD (1994) A new model formulation for power system voltage control during large disturbances. Proc. IEEE Int. Conf. on Decision and Control: 4049–4054
- [20] Cong L, Wang Y, Hill DJ (2005) Transient stability and voltage regulation enhancement via coordinated control of generator excitation and SVC. Electrical Power & Energy Systems 27: 121–130
- [21] Gao L, Chen L, Fan Y, Ma H (1992) A nonlinear control design for power systems. Automatica 28: 975–979
- [22] Popovic DS (2002) Real-time coordination of secondary voltage control and power system stabilizer. Electrical Power & Energy Systems 24: 405–413
- [23] Wang Y, Hill DJ (1996) Robust nonlinear coordinated control of power systems. Automatica 32: 611–618
- [24] Zhu C, Zhou R, Wang Y, Ma H (1997) A new nonlinear voltage controller for power systems. Electrical Power & Energy Systems 19: 19–27

-
- [25] Fusco G, Losi A, Russo M (2001) Adaptive voltage regulator design for static VAR systems. *Control Engineering Practice* 9: 759–767
- [26] Fusco G, Russo M (2006) Self-tuning nodal voltage regulation in power systems based on optimal pole-shifting technique. *Proc. IEEE Int. Conf. Power Engineering Society General Meeting, PES Conference, Montreal, Canada*
- [27] Ruhua Y, Eghbali HJ, Nehrir MH (2003) An online adaptive neuro-fuzzy power system stabilizer for multimachine systems. *IEEE Trans. Power System* 18: 128–135
- [28] Senjyu T, Toyohiro A, Katsumi U (2000) Adaptive power system stabilizer based on fuzzy logic technique with frequency domain analysis. *Proc. IEEE Int. Conf. on Power System Technology*, 1299–1304
- [29] Tavares da Costa C, Barreiros JAL, de Oliveira RCL, Barra W (2001) Generalized predictive power system stabilizer with fuzzy supervision from a local model network. *Proc. IEEE Int. Power Tech. Conf., Porto, Portugal*
- [30] Ching-Tzong S, Chien-Tung L (1996) A new fuzzy control approach to voltage profile enhancement for power systems. *IEEE Trans. Power Systems* 11: 1654–1659
- [31] Ching-Tzong S, Chien-Tung L (2001) Fuzzy-based voltage/reactive power scheduling for voltage security improvement and loss reduction. *IEEE Trans. Power Delivery* 16: 319–323
- [32] Mu-Chun S, Chih-Wen L, and Chen-Sung C (1999) Rule extraction for voltage security margin estimation. *IEEE Trans. Industrial Electronics* 46: 1114–1122
- [33] Curk J, Gubina F (1999) Fuzzy sets - a natural way to describe power system voltage profile. *Proc. IEEE Int. Fuzzy Systems Conf. Seoul, Korea*, 974–979
- [34] Marques BA, Taranto GN, Falcao DM (2005) A knowledge-based system for supervision and control of regional voltage profile and security. *IEEE Trans. Power Systems* 20: 400–407
- [35] Ruey-Hsun L, Yung-Shuen W (2003) Fuzzy based reactive power and voltage control in a distribution system. *IEEE Trans. Power Delivery* 18: 610–618
- [36] Sarić AT, Calovic MS, Strezoski VC (2003) Fuzzy multi-objective algorithm for multiple solution of distribution systems voltage control. *Electrical Power & Energy Systems* 25: 145–153
- [37] Azzam M, Abdul-Sadek Nour M (1996) An expert system for voltage control of a large-scale power system. *Energy Convers. Mgmt.* 37:81–86
- [38] Bansilal DT, Parthasathy K (1998) An expert system for voltage control in a power system network. *Proc. Int. Conf. on Energy Management and Power Delivery*, 364–369
- [39] Cheng SJ, Malik OP, Hope GS (1998) An expert system for voltage and reactive power control of a power system. *IEEE Trans. Power Systems* 4: 1449–1455
- [40] Matsuda S, Ogi H, Nishimura K, Okataku Y, Tamura S (1988) Power system voltage control by distributed expert systems. *Proc. IEEE Int. Workshop on Artificial Intelligence for industrial application*: 303–308
- [41] Pimpa C, Premrudeepreechacharn S (2002) Voltage control in power system using expert system based on scada system. *Proc. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*: 1282–1286
- [42] Wang HF, Li H, Chen H (2002) Power system voltage control based on artificial humoral immune response. *Proc. IEEE Int. Conf. on Power System Technology*: 2091–2095
- [43] Wang HF, Li H, Chen H (2002) Power system voltage control by multiple STATCOMs based on learning humoral immune response. *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.* 149: 416–426
- [44] CIGRE TF 39/02 (1992) Voltage and reactive power control. *Cigre Meeting paper* 39–203, Paris, France
- [45] IEE Colloquium (1993) International practices in reactive power control. *IEE Digest No. 79*, London, UK.
- [46] Yu CN, Yoon YT, Ilić MD, Catelli A (1999) On-line voltage regulation: the case of New England. *IEEE Trans. Power Systems* 14: 1477–1484
- [47] Corsi S, Pozzi M, Sabelli C, Serrani A (2004) The coordinated automatic voltage control of the Italian Transmission Grid – Part I: Reasons of the choice and overview of the consolidated hierarchical system. *IEEE Trans. Power Systems* 19: 1723–1732
- [48] Ilić MD, Liu X, Leung G, Athans M, Vialas C, Pruvot P (1995) Improved secondary and new tertiary voltage control. *IEEE Trans. Power Systems* 10: 1851–1862
-

-
- [49] Vu H, Pruvot P, Launay C, Harmand Y (1996) An improved voltage control on large-scale power system. *IEEE Trans. Power Systems* 11: 1295–1303
- [50] Ilić-Spong M, Christensen J, Eichorn KL (1988) Secondary voltage control using pilot point information. *IEEE Trans. Power Systems* 3: 660–665
- [51] Paul JP, Leost JY, Tesseron JM (1987) Survey of the secondary voltage control in France: Present realization and investigation. *IEEE Trans. Power Systems* 2: 505–511
- [52] Marconato R (2004) *Electric Power System: Steady-State Behaviour, Controls, Short Circuits and Protection Systems*. Second Edition, vol. 2, CEI Italian Electrotechnical Committee, Milan, Italy
- [53] Wang HF, Li H, Chen H (2003) Coordinated secondary voltage control to eliminate voltage violations in power system contingencies. *IEEE Trans. Power Systems* 18: 588–595
- [54] Larsen EV, Clark K, Hill AT, Piwko RJ, Beshir MJ, Bhuiyan M, Hormozi FJ, Braun K (1996) Control design for SVS's on the Mead-Adelanto and Mead-Phoenix Transmission Project. *IEEE Trans. Power Delivery* 11: 1498–1506.
- [55] O'Brien M, Ledwich G (1987) Static reactive-power compensator controls for improved system stability. *IEE Proc. Pt C* 134: 38–42
- [56] Beaulieu G, Bollen MHJ, Malgarotti S, Ball R, et al (2002) Power quality indices and objectives ongoing activities in CIGRE WG 36-07. *IEEE PES Summer Meeting*: 789–794
- [57] IEEE Standard 1159-1995 (1995) *IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*. IEEE, New York, USA
- [58] Hu Z, Wang X, Chen H, Taylor GA (2003) Volt/var control in distribution systems using a time-interval based approach. *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.* 150: 548–554
- [59] Liang R-H, Wang Y-S (2003) Fuzzy-based reactive power and voltage control in a distribution system. *IEEE Trans. Power Delivery* 18: 610–618
- [60] Acha E, Madrigal M (2001) *Power Systems Harmonics*. John Wiley & Sons, West Sussex, UK.
- [61] Task Force on Harmonics Modeling and Simulation (1996) Modeling and simulation of the propagation of harmonics in electric power networks – Part I: Concepts, models, and simulation techniques. *IEEE Trans. Power Delivery* 11: 452–465
- [62] Anderson BDO, Moore JB (1989) *Optimal Control Linear Quadratic Methods*. Prentice-Hall, Inc., Englewood Cliffs, New Jersey
- [63] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, G. Strbac, "Embedded Generation", The Institution of Electrical Engineers, London, UK, 2000.
- [64] S. Jantti, "CODGUNet final report", Oy Merinova Ab, Vaasa, Finlande, 2003.
- [65] Renewable Energy Road Map. Renewable energies in the 21st century: building a more sustainable future. Commission of the European Communities. Brussels, 10.1.2007. COM (2006) 848 final.
- [66] Global Energy & CO2 Data. Telechargement de donnees sur le site http://globaldata.enerdata.eu/nrd_web/site/nrd_web.php#
- [67] World Energy Outlook 2020. Perspectives energetiques mondiales 2020. Agence Internationale de l'Energie (AIE)
- [68] Amer Nasr A, Elghaffar, Adel A. Elbaset: Treatment EMF on The Protection IEDs in HV Substations. 2017 Nineteenth International Middle East Power Systems Conference (Mepcon), Cairo-Egypt; 12/2017, DOI:10.1109/MEPCON.2017.8301245
- [69] N. Jenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, "Embedded. Generation", 1st ed. London, U.K.: Inst. Elect. Eng., 2000.
- [70] Freitas Walimir, Vieira Jose CM, Morelato Andre. Influence of excitation system control modes on the allowable penetration level of distributed synchronous generators. *IEEE Trans Energy Convers* 2005;20(2):474–80.
- [71] Pankita Mehta, Praghnessh Bhatt and Vivek Pandya. (2015). Optimal selection of distributed generating units and its placement for voltage stability enhancement and energy loss minimization. *Ain Shams Engineering Journal* (2018) 9, PP: 187–201, <http://dx.doi.org/10.1016/j.asej.2015.10.009>
- [72] Puttgen HB, MacGregor PR, Lambert FC. Distributed generation: semantic hype or the dawn of a new era? *IEEE Trans Power Energy Manage* 2003;1(1):22–9.
-

-
- [73] Blaabjerg F, Teodorescu R, Liserre M, Timbus AV. Overview of control and grid synchronization for distributed power generation systems. *IEEE Trans Ind Electron* October 2006;53(5):1398–409.
- [74] Olivier Richardot. Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée. *Energie électrique*. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006. Français. tel-00160006
- [75] 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.
- [76] E. GHOLIPOUR SHAHRAKI, "Apport de l'UPFC à l'amélioration de la stabilité transitoire des réseaux électrique," Université HENRY POINCARÉ Thèse de doctorat, 2003.
- [77] 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.
- [78] 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.
- [79] G. Gabriela, "FACTS Flexible AC Transmission Systems," EEH - Power Systems Laboratory ETH Zurich 14., Jan. 2005.
- [80] 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.
- [81] 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.
- [82] I.GRICHE, S. MESSALTI, K. SAOUDI, M. Y. TOUAFEK "A New Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS) and PI Controller to Voltage Regulation of Power System Equipped by Wind Turbine", Publication in *European Journal of Electrical Engineering (EJEE)*, Vol. 21, No. 2, pp 149-155, April 2019.
- [83] I.GRICHE, S. MESSALTI, K. SAOUDI, "Parallel Fuzzy Logic and PI Controller for Transient Stability and Voltage Regulation of Power System Including Wind Turbine", Publication in *PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY*, ISSN 0033-2097, R. 95 NR 9/2019.
- [84] I.GRICHE, S. MESSALTI, K. SAOUDI, M. Y. TOUAFEK, F.ZITOUNI, "A New Controller for Voltage and Stability Improvement of Multi Machine Power System Tuned by Wind Turbine", Publication in *Mathematical Modelling of Engineering Problems MMEP*, Vol. 8, No.1, February, 2021, pp. 81-88.
- [85] I.GRICHE, S. MESSALTI, K. SAOUDI, "Instantaneous Power Control Strategy for Voltage Improvement in Power Network Equipped by Wind Generator", Publication in *Journal Européen des Systèmes automatisés JESA*, Vol. 54, No.1, February, 2021, pp. 147-154.
- [86] I. GRICHE, S. MESSALTI, K. SAOUDI AND A. ARABI, "Power-System Voltage Control Based THD Correction using a Hysteresis Controller", Publication in *ELEKTROTEHNIŠKI VESTNIK* 86(4): 225-231, 2019.
- [87] 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.
- [88] 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.
- [89] A. Mestan, "Introduction aux Réseaux de Neurones Artificiels Feed Forward," alp.developer.com.
- [90] 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.
- [91] 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.
- [92] F. Alain, *classification et commande par réseaux de neurons*. France: Lavoisier, 2006.
- [93] L. A. Zadeh, "fuzzy sets," *Informati and Control*, vol. 8, p. 338–353, 1965.
- [94] F. Sur, "presentation de la logique floue," Ecole Normale Supérieure de Cachan, 1997.
- [95] G. J. Klir and B. Yuan, *Fuzzy sets and fuzzy logic: theory and applications*. New Jersey, USA: PrenticeHall. Inc. Upper Saddle River, 1994.
-

- [96] S. Kiat Yee and M. Jovica V, "Fuzzy Logic Controller for Decentralized Stabilization of Multimachine [11] Power Systems," *IEEE Transactions on Fuzzy Systems*, vol. 16, no. 4, Aug. 2008.
- [97] 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.
- [98] 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.
- [99] 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.
- [100] 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.
- [101] Namjoo N, Abbasi F, Hassanzadeh F, Asrari H, Hajizadeh A (2014) A new hybrid control method for controlling back-to-back converter in permanent magnet synchronous generator wind turbines," *J. Renewable Sustainable Energy* 6: 133-142.
- [102] D.P. Kothari, Application of neural networks to power systems, *Proc. IEEE Int. Conf. Ind. Technol.* 1 (2000) 621–626.
- [103] S. Kirkpatrick, C.D. Gellat, M.P. Vecchi, Optimization by simulated annealing, *Science* 220 (1983) 671–680.
- [104] M.L. Kothari, T.J. Kumar, A new approach for designing fuzzy logic power system stabilizer, *IEEE International Power Engineering Conference (IPEC-2007)*, 2007, pp. 419-424.
- [105] D. Mondal, A. Chakrabarti, A. Sengupta, Optimal placement and parameter setting of SVC and TCSC using PSO to mitigate small signal stability problem, *Int. J. Electric Power Energy Syst.* 42 (1) (2012) 334–340.
- [106] D.E. Goldberg, *Genetic Algorithms in Search Optimization and Machine Learning*, Addison-Wesley Publishing Company, Inc., New York, 1989.
- [107] Hui Wang Xiang, Dong, and Duan Guanghong. "A genetic algorithm for product disassembly sequence planning." *Neurocomputing. IEEE*, 71.13-15 (2008): 2720-2726.
- [108] Benahmed Nadia. "Optimisation de réseaux de neurones pour la reconnaissance de chiffres manuscrits isolés: Sélection et pondération des primitives par algorithmes génétiques." *Mémoire de maîtrise électronique. École de technologie supérieure*, (2002).
- [109] El-Helw Hadi M. Ahmed Magdy. and Mostafa Marei. "A hybrid maximum power point tracking technique for partially shaded photovoltaic arrays." *IEEE access* 5 (2017): 11900-11908.
- [110] KACIMI Mohand Akli. "Utilisation des algorithmes génétiques multi-objectif pour la conception d'un contrôleur flou appliqué à un système non linéaire et complexe." *Thèse de doctorat. Université A/Mira de Bejaia*, (2014).
- [111] Ben Jemaa Abdelhak. "Coopération méta heuristique et logique floue pour le dimensionnement d'une installation hybride." *Thèse de doctorat. Université de Reims*, (2015).
- [112] **Sabir Messalti. and Abdelghani Harrag. "Variable Step Size IC MPPT Controller for PEMFC Power System Improving Static and Dynamic Performances." *Fuel Cells* 17.6 (2017): 816-824.**
- [113] Abdelhadi Bachir. "Contribution à la conception d'un moteur à induction spécial à rotor externe pour système de propulsion électrique: Développement d'un algorithme génétique adaptatif pour identification paramétrique ". *Diss. Thèse de Doctorat, Université de Batna*, (2004).
- [114] Gaspar Alessio. and Philippe Collard. "Time dependent optimization with a folding genetic algorithm." *Proceedings Ninth IEEE International Conference on Tools with Artificial Intelligence. IEEE*, (1997): 125-132.
- [115] Hadji Slimane. "Optimisation de la conversion énergétique pour les systèmes à énergie Photovoltaïque." *Thèse de doctorat. Université Ferhat Abbas Sétif*. (2018).
- [116] Loukriz Abdelhamid. Sabir Messalti. and Abdelghani Harrag. "Design, simulation, and hardware implementation of novel optimum operating point tracker of PV system using adaptive step size." *The International Journal of Advanced Manufacturing Technology* 101. 8 (2019): 1671-1680.
- [117] Barka Nour-Eddine. "Amélioration des Performances de Contrôle D'un Système Photovoltaïque par les Méthodes Métaheuristiques." *Mémoire de Magister. Université de d'El-oued*. (2013).
- [118] Mokrani Lakhdar. "Contribution à la cao optimisée des machines électriques, application au moteur linéaire à induction." *Thèse de doctorat. Université de Batna* 2, (2005).

-
- [119] KARABOGA D., BASTURG B., « A powerful and efficient algorithm for numerical function optimization: artificial bee colony (ABC) algorithm », *Journal of Global Optimization*, Springer, Vol. 39, Issue 3, p. 459-471, Avril 2007.
- [120] KARABOGA D., BASTURG B., « On the performance of artificial bee colony (ABC) algorithm », *Journal Applied Soft Computing*, Elsevier, Vol. 8, Issue 1, p. 687-697, Janvier 2008.
- [121] OZTURK C., KARABOGA D., GORKEMLI B., « Artificial bee colony algorithm for dynamic deployment of wireless sensor networks », *Turkish Journal of Electrical Engineering and Computer Sciences*, Vol. 20, Issue 2, p. 255-262, Janvier 2012.
- [122] J.M.Carrasco, L.G Franquelo, J.T Bialasiewicz, E. Galvan, "Power Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey", *IEEE Trans. Ind. Electron.*, 53, p.p 1002 – 1016, 2006.
- [123] Z.Chen, I.M.Guerrero and F.Blaabjerg: "A review of the State of the Art of Power Electronics for Wind Turbines", *IEEE Trans On Power Electronics*, 24, p.p 1859 – 1875, 2009.
- [124] W. Qiao, X. Yang, and X. Gong, "Wind Speed and Rotor Position Sensorless Control for Direct-Drive PMG Wind Turbines," *IEEE Trans. Industry Appl*, 48, p.p 3-11, 2012.
- [125] N. Namjoo, F. Abbasi, F. Hassanzadeh, H. Asrari and A. Hajizadeh, "A new hybrid control method for controlling back-to-back converter in permanent magnet synchronous generator wind turbines," *J. Renewable Sustainable Energy 6*, 033133, 2014.
- [126] M.M. Amin, O.A . Mohammed, "Development of High-Performance Grid-Connected Wind Energy Conversion System for Optimum Utilization of Variable Speed Wind Turbines", *Sustainable Energy, IEEE Transactions 2*, p.p 235- 245, 2011.
- [127] Z.Elhassan1, T. Yi and Li.Yang, "Comparative study of voltage oriented and frequency coordinated control of grid connected doubly fed induction generator," *J. Renewable Sustainable Energy 6*, 023120, 2014.
- [128] Said, Azzouz. Sabir, Messalti. and Abdelghani, Harrag. "A Novel hybrid MPPT controller using (P&O)-neural networks for variable speed wind turbine based on DFIG." *Modelling, Measurement and Control A*, 9.1 (2019): 23-29.
- [129] M. Pichan, H. Rastegar, M. Monfared, "Two fuzzy-based direct power control strategies for doubly-fed induction generators in wind energy conversion systems," *Energy 51*, p.p 154-162, 2013.
- [130] Said, Azzouz. Sabir, Messalti. " Control of active and reactive power of DFIG by artificial neural networks." *Journal of engineering and applied science 11.10 (2016): 2269–2273.*
- [131] B. Bouaziz, F. Bacha and M.Gasmi, "A Sliding Mode approach into Constant Switching Frequency Direct Power Control of a Grid Connected Voltage Source Converter". *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, Vol 7, N° 1, March 2015.
- [132] BENAKCHA Meryem, BENALIA Leila, TOURQUI Djamel Eddine, BENAKCHA Abdelhamid, « Backstepping Control of Dual Stator Induction Generator used in Wind Energy Conversion System”, *International Journal of Renewable Energy Research*, ISSN: 1309-0127, Vol.8, No.1, pp. 384-395, March, 2018
- [133] V.N. Pande, U.M. Mate, Shailaja Kurode, "Discrete sliding mode control strategy for direct real and reactive power regulation of wind driven DFIG," *Electric Power Systems Research*, 100, p.p 73–81, 2013.
- [134] Said, Azzouz. Sabir, Messalti. and Abdelghani, Harrag. " Innovative PID-GA MPPT Controller for Extraction of Maximum Power From Variable Wind Turbine." *Przeglad Elektrotechniczny 16.5 (2019): 115-120.*
- [135] Zemmit Abderrahim. Sabir Messalti. and Abdelghani Harrag. "Innovative improved direct torque control of doubly fed induction machine (DFIM) using artificial neural network (ANNDTC)" *International Journal of Applied Engineering 11 (2016): 9099-9105.*
- [136] B. Bouaziz, F. Bacha and M. Gasmi, "Variable Switching Frequency Direct Power Control based on Sliding Mode Approach for Grid Connected Voltage Source Converters". *IEEE International conference on Sciences and Techniques of Automatic control & computer engineering*, pp.878-883, 2014.
- [137] Abderrahim, Zemmit. Said, Azzouz. and Messalti, Sabir. "Direct Torque Control-Fuzzy Logic Controller (DTC-FLC) of Doubly Fed Induction Machine (DFIM)." *Second International Conference on Electrical Engineering, Biskra, Algeria (2018): 194-204*
- [138] A. MIRECKI " Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance ", Thèse de Doctorat, INPT de France, 5 avril 2005.
-

- [139] H.Buhler, "Réglage par mode de glissement", presses polytechniques romandes, 1986.
- [140] Sabir, Messalti. Said, Azzouz. "Artificial neural networks controller for power system voltage improvement." IREC 2015 The Sixth International Renewable Energy Congress. IEEE , (2015): 1-6.**
- [141] T.E. BEKAKRA " Etude Du Comportement D'un Système Éolien Basé sur une GSAP ", Mémoire de Master, Université de Batna, 2012.
- [142] Zemmit Abderrahim. "Contribution à la commande de la machine asynchrone à double alimentation (MADA) par les techniques intelligentes. " Thèse de doctorat. Université de M'sila (2017).**
- [143] D. DJEMATI " Etude de l'écoulement autour d'une éolienne de type Savonius, simulation des performances de l'éolienne ", Thèse de Magister, Université de BATNA, 2011.
- [144] Namjoo N, Abbasi F, Hassanzadeh F, Asrari H, Hajizadeh A (2014) A new hybrid control method for controlling back-to-back converter in permanent magnet synchronous generator wind turbines,"J. Renewable Sustainable Energy 6: 133-142.

ملخص: الحاجة إلى الطاقة الكهربائية لها أهمية كثيرة بالإضافة إلى جانب النمو في الطلب على الطاقة الكهربائية ، التي أصبحت التنمية المستدامة والقضايا البيئية وجودة الطاقة وموثوقيتها من الاهتمامات، وبالتالي أصبحت المرافق الكهربائية مضغوطة أكثر فأكثر نظرًا لأن أنظمة النقل والتوزيع الحالية تواجه قيود التشغيل الخاصة بها مع زيادة الحمل. في ظل هذه الظروف ، يعد التوليد الموزع (PD) بمصادر بديلة مهمة عاجلة التي يستلزم التوليد الموزع استخدام العديد من المولدات الصغيرة من 2 إلى 50 ميغاوات ، وتقع في العديد من النقاط الاستراتيجية في جميع أنحاء المدن والبلدات ، بحيث يوفر كل منها الطاقة لعدد صغير من المستهلكين القريبين ويشير التوليد المشتت إلى استخدام وحدات توليد أصغر ، من أقل من 500 كيلوواط وغالبًا ما يكون حجمه مناسبًا للمنازل الفردية أو الشركات. يعتمد تطور شبكة الكهرباء على الاقتصاد وأمن النظام وجودة إمدادات الطاقة للمستهلك والذي يتطلب الأداء السليم لنظام الكهرباء من توافر وحدات التوليد والقدرة على التنبؤ مما يمكنهم من المشاركة عند الطلب في التوازن بين إنتاج الكهرباء واستهلاكها والقدرة على المشاركة في تعديل تردد الشبكة والجهد الكهربائي. يعد ضبط الجهد ضروريًا للتشغيل الآمن للنظام الكهربائي ، لتقليل الخسائر ولتشغيل المعدات ضمن نطاق التشغيل العادي والذي يعترى الهدف الرئيسي من هذه الأطروحة بحيث تم تطوير وسائل مستغلة لتحسين الجهد في الشبكات الكهربائية وذلك بإجراء عمليات محاكاة للتكوينات المختلفة لأنظمة الطاقة ، مع تحسين معالم وحدة التحكم باستخدام تقنيات ذكية والذي ظهر تأثير هذه الأخيرة على الأداء السليم في تكوينات الشبكة المختلفة.

كلمات مفتاحية: شبكات كهربائية، التوليد الموزع، تحكم الجهد ، تقنيات ذكية.

Résumé :

Le besoin d'énergie électrique est plus important. Parallèlement à la croissance de la demande d'énergie électrique, le développement durable, les problèmes environnementaux, ainsi que la qualité et la fiabilité de l'énergie sont devenus des préoccupations. Les services publics d'électricité sont de plus en plus stressés car les réseaux de transport et de distribution existants sont confrontés par nombreux contraintes d'exploitation. Dans de telles circonstances, la production distribuée (PD) avec des sources alternatives est une tâche urgente. L'évolution du réseau électrique est basée sur l'économie, la sécurité du système et la qualité de fourniture de l'énergie jusqu'au consommateur. La PD implique l'utilisation de nombreux petits générateurs d'une puissance de 2 à 50 MW, situés à de nombreux points stratégiques dans les villes et les villages, de sorte que chacun fournit de l'électricité à un petit nombre de consommateurs à proximité et la production dispersée se réfère à l'utilisation d'unités de production encore plus petites, de puissance inférieure à 500 kW et souvent dimensionnée pour desservir les particuliers ou les entreprises. Le bon fonctionnement du système électrique exige aux groupes de production une disponibilité et une prévisibilité permettant de participer, sur demande, à l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité et une capacité à participer aux réglages de fréquence et de tension du réseau électrique. Le réglage de la tension est indispensable pour une exploitation sûre du réseau électrique, pour minimiser les pertes et exploiter les matériels dans leur fonctionnement normal. Le but principal de cette thèse est de développer des moyens de contrôle de la tension des réseaux électriques en présence de la PD. Des simulations a été réalisées pour différentes configurations des systèmes de puissance, avec optimisation des paramètres de contrôleurs en utilisant des techniques intelligentes. L'impact des derniers sur le bon fonctionnement a été montré pour différents scénarios.

Mots clés : Réseau électrique, Production décentralisée (PD), Contrôleur de tension, Techniques Intelligentes.

Abstract:

The need for electric energy is most important . Along with the growth in demand for electric power, sustainable development, environmental issues, and power quality and reliability have become concerns. Electric utilities are becoming more and more stressed since existing transmission and distribution systems are facing their operating constraints with growing load. Under such circumstances, distributed generation (DG) with alternative sources are an urgent task. DG entails using many small generators of 2 to 50-MW output, situated at numerous strategic points throughout cities and towns, so that each provides power to a small number of consumers nearby and dispersed generation refers to use of even smaller generating units, of less than 500-kW output and often sized to serve individual homes or businesses. The evolution of the electricity network is based on economy, system security and the quality of energy supply to the consumer. The proper functioning of the electricity system requires from generation units availability and predictability enabling them to participate, on demand, in the balance between electricity production and consumption and the ability to participate in grid frequency and voltage adjustments. electric. Voltage adjustment is essential for safe operation of the electrical system, to minimize losses and to operate equipment within its normal operating range. The main goal of this thesis is to develop exploited means for improving the voltage in electrical networks. Simulations has been carried out for different configurations of power systems, with optimization of controller parameters using intelligent techniques. The impact of these on the proper functioning has been shown for different scenarios.

Key Words : Power system, Distributed Generation (DG), Voltage Controller, Smart Techniques.

