

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

République Algérienne Démocratique et Populaire

Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITÉ FERHAT ABBAS - SETIF 1

FACULTÉ DE TECHNOLOGIE

THESE

Présentée au Département de l'Electrotechnique

Pour l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option: Machines électriques et leurs commandes

Par

BOURZAMI Arif

THÈME

Contribution à l'étude de la stabilité des grands réseaux électriques dans un marché de l'électricité dérégulé en présence des sources d'énergie renouvelable par la logique floue

Soutenue le /..... /..... devant le Jury:

RAHMANI Lazhar	Prof. Université Ferhat Abbas Sétif 1	Président
BOUKTIR Tarek	Prof. Université Ferhat Abbas Sétif 1	Directeur de thèse
RADJEAJ Hammoud	Prof. Université Ferhat Abbas Sétif 1	Examineur
CHAGHI Abdelaziz	Prof. Université Mostefa Ben Boulaïd Batna2	Examineur
FETHA Cherif	Prof. Université Mostefa Ben Boulaïd Batna2	Examineur
BETKA Achour	Prof. Université Mohamed Khider de Biskra	Examineur

Remerciements

Je tiens à exprimer mes plus vifs remerciements à mon directeur de thèse monsieur BOUKTIR Tarek, Professeur à l'université Ferhat Abbas de Sétif 1, de m'avoir proposé le sujet de cette thèse et en me faisant profiter de ses conseils et ses grandes compétences dans le domaine de réseaux électriques.

J'adresse mes sincères remerciements à Monsieur RAHMANI Lazhar, Professeur à l'université Ferhat Abbas de Sétif 1, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de présider le jury de ma thèse.

Mes vifs remerciements sont adressés à Monsieur RADJELI Hammoud, Professeur à l'université Ferhat Abbas de Sétif 1, pour avoir accepté d'examiner et de rapporter ce travail malgré ses obligations.

Je remercie profondément Monsieur CHAGHI Abdelaziz, Professeur à l'université Mostefa Ben Boulaïd Batna 2, pour l'honneur qu'il m'a fait en acceptant de participer à mon jury.

J'exprime mes sincères remerciements à Monsieur FETHA Cherif, professeur à l'université Mostefa Ben Boulaïd Batna 2, pour l'honneur qu'il m'a fait d'avoir accepté d'être membre du jury et d'évaluer mon travail.

Egalement, je tiens à remercier vivement monsieur BETKA Achour, Professeur à l'université Mohamed Khider de Biskra, pour sa gentillesse et d'avoir accepté de juger et d'évaluer mon travail malgré le long déplacement Biskra.

Je remercie Monsieur AMROUNE Mohammed, Docteur à l'université de Sétif 1, Mr BOURZAMI Riadh Docteur à l'université de Sétif 1 et Dr. KETFI Nadhir pour leurs aides continues et pour ses encouragements répétés afin que je finalise ce travail.

Mes sincères remerciements vont également à tous ceux qui ont participé de près ou de loin pour faire aboutir cette thèse.

Sommaire

Liste des Symboles

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Introduction générale 1

Chapter 1: Evaluation de la stabilité de tension

1.1 Introduction..... 4

1.2 Classification de la stabilité du réseau électrique 4

1.2.1 Stabilité de l'angle du rotor 5

1.2.2 Stabilité de fréquence 5

1.2.3 Stabilité de tension..... 6

1.3 Classement des états du réseau électrique 7

1.4 Stabilité de tension d'un réseau électrique..... 8

1.4.1 Causes de l'instabilité de tension 8

1.4.1.1 Dynamique de la charge 8

1.4.1.2 Réseau de transport..... 9

1.4.1.3 Système de génération 9

1.5 Blackouts dans le monde 9

1.6 Méthodes d'analyse de la stabilité de tension..... 11

1.6.1 Analyse modale 11

1.6.2 Courbe P-V et QV 12

1.6.3 Ecoulement de puissance en continu..... 13

1.6.4 Indice de stabilité 13

1.6.5 Réseau de neurone artificiel 15

1.6.6 Logique floue 16

1.6.7 Système d'inférence neuro-floue adaptatif 16

1.7 Amélioration de la Stabilité de tension 17

1.7.1 Insertion des systèmes FACTS 17

1.7.2 Insertion des Générateurs Dispersés (GD) 18

1.7.3 Ecoulement de Puissance Optimale 19

1.8 Conclusion	20
----------------------	----

Chapitre 2 : Evaluation de la stabilité de tension par la méthode hybride MFO-ANFIS

2.1 Introduction.....	21
2.2 Système d'Inférence Neuro-Floue Adaptative (ANFIS).....	21
2.2.1 Généralités de l'ANFIS.....	21
2.2.2 Architecture de l'ANFIS	24
2.2.3 Types de l'ANFIS	27
2.2.3.1 Partitionnement de la Grille.....	28
2.2.3.2 Les Fuzzy C-Means.....	28
2.2.3.3 Soustractive Clustering.....	28
2.3 Optimisation des paramètres de l'ANFIS	29
2.3.1 Méthodes d'optimisation méta-heuristiques	29
2.3.2 Algorithme d'Optimisation du Papillon de Nuit (Moth-Flame MFO)	30
2.3.3 Méthode hybride MFO-ANFIS.....	35
2.4 ANFIS-MFO pour l'évaluation de la stabilité du réseau électrique	36
2.4.1 Formulation de l'indice de ligne de stabilité (L_{mn}).....	36
2.4.2 Identification et classement des jeux de barres faibles	38
2.4.3 Apprentissage du Modèle Hybride ANFIS-MFO	42
2.4.4 Evaluation de la performance du modèle hybride ANFIS-MFO	42
2.4 Conclusion	43

Chapitre 3: Intégration des éoliennes dans le réseau électrique

3.1 Introduction.....	44
3.2 Les énergies renouvelables	44
3.3 Type des Energies Renouvelables	45
3.3.1 Energie Biomasse.....	45
3.3.2 Energie Solaire	45
3.3.3 Energie Hydroélectrique	45
3.3.4 Energie Eolienne	45
3.4 Historique de l'Energie Eolienne.....	46
3.4.1 Type des Energies Eoliennes.....	47
3.4.1.1 Eoliennes à Axe Horizontal.....	47

3.4.1.2 Eoliennes à Axe Vertical	48
3.4.2 Constitution des Eoliennes	49
3.5 Transformation de l'Energie Eolienne.....	50
3.5.1 Technologie de l'Eolienne	51
3.5.1.1 Génératrice Asynchrone	51
3.5.1.2 Générateur Synchrone	52
3.5.1 Modèle du Système de Conversion Eolien	54
3.5.3 Eoliennes à grande puissance.....	56
3.5.4 Régulation de Puissance Eolienne	56
3.6 Impact de l'intégration des éoliennes au réseau électrique.....	57
3.6.1 Impact sur l'environnement	57
3.6.2 Impact sur le fonctionnement et la production	57
3.6.3 Impact sur profil tension	58
3.6.4 Impact sur la fréquence.....	58
3.6.5 Impact sur le coût de production.....	58
3.7 Coût de production de l'électricité d'origine éolienne	59
3.8 Conclusion	61
 Chapitre 4: Ecoulement de puissance optimal tenant compte de l'amélioration de la stabilité en présence des énergies renouvelables	
4.1 Introduction.....	62
4.2 Marché de l'électricité	62
4.2.1 Modèle POOL	63
4.2.2 Modèle Bilatéral.....	64
4.2.3 Marché de l'électricité libre en Algérie.....	65
4.2.4 Energie renouvelable dans un marché libre	66
4.3 Développement des énergies renouvelables en Algérie.....	66
4.3.1 Implantation des éoliennes au Nord de l'Algérie	67
4.4. Impact du cout de production de l'énergie sur l'économie.....	69
4.5 Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal	70
4.5.1 Fonction de coût de la production des centrales thermiques	71
4.5.2 Fonction de coût de la production des centrales éoliennes	71

4.5.3 Fonction de la marge de stabilité de tension	74
4.6 Conclusion	77
Chapitre 5: Simulations et résultats	
5.1 Introduction.....	78
5.2 Détermination et classement des jeux de barres faibles.....	88
5.2.1 Réseaux test	88
5.2.2 Impact de la variation de la charge sur la marge de la stabilité de tension	80
5.2.2.1 Application au réseau IEEE-30 jeux de barres	80
5.2.2.2 Application au réseau Algérien	83
5.2.3 Identification des jeux de barres faibles par la méthode MFO	84
5.3 Évaluation en ligne de la stabilité de tension par la méthode hybride ANFIS-MFO	85
5.4 Impact de l'insertion de l'éolienne sur le cout de production et la stabilité de tension	96
5.4.1 Application au réseau test IEEE-30 jeux de barres	96
5.4.2 Application au réseau test IEEE-118 jeux de barres	102
5.4.3 Application au réseau Algérien 114 Jeux de Barres	105
5.5 Conclusion	109
Conclusion générale.....	110
Bibliographie	112
Annexe	120

Liste d'abréviations et symboles

Abréviations :

RNA	: Réseaux de neurones artificiels
SIF	: System d'Inférence Floue
SINFA	: System d'Inférence Neuro-Floue Adaptatif
L_{mn}	: Indice de stabilité de la tension de ligne
FACTS	: Flexible Alternative Current Transmission System
GD	: Générateurs Dispersés
MFO	: Moth-Flamme Optimization
OPF	: Optimal Power Flow
SC	: Soustractive Clustering
R	: Coefficient de Corrélation
RMSE	: Erreur Quadratique Moyenne
MAPE	: Erreur Absolue Moyenne en Pourcentage

Symboles :

P_g	: Puissances active des générations
Q_g	: Puissances réactive des générations
P_d	: Puissances active demandée
Q_d	: Puissances réactive demandée
S	: Puissance apparente
R_l	: Résistance de ligne
X_l	: Réactance de ligne
Z_l	: Impédance de la ligne
V	: Amplitude de la tension des jeux de barres

δ	: Angle de la tension des jeux de barres
P_t	: Puissance mécanique de la turbine éolienne
v	: Vitesse du vent
C_p	: Coefficient de puissance de la turbine
ρ	: Contraintes d'égalité
ζ	: Contraintes d'inégalité
f	: Fonction objective
a_i, b_i, c_i	: Coefficient du cout du i^{eme} générateur
K	: Paramètres de forme
C	: Paramètres d'échelle
V_{in}	: vitesses de vent de démarrage
V_r	: Vitesses de vent nominale
V_o	: Vitesses de vent de coupure
Y_w	: Coûts de production d'énergie éolienne
N_g	: Nombre des générateurs
N_b	: Nombre des branches
P_l	: Perte de puissance

Liste des figures

Figure 1.1 Classification de la stabilité d'un réseau électrique	5
Figure 2.1 Structure d'ANFIS avec deux entrées et deux règles	25
Figure 2.2 orientation Transversale	31
Figure 2.3 Vol en spirale du papillon autour de sources de lumière proches	31
Figure 2.4 Logarithmique spirale, autour d'une flamme en fonction de t	33
Figure 2.5 Chaque papillon est assigné à une flamme	34
Figure 2.6 Organigramme du modèle hybride MFO-ANFIS pour l'évaluation de la stabilité de tension	36
Figure 2.7 Modèle d'un réseau électrique à deux jeux de barres.....	36
Figure 2.8 Organigramme du modèle MFO pour l'identification des jeux des barres.....	41
Figure 3.1 Evolution de la puissance du parc éolien mondial	46
Figure 3.2 Eolienne à axe horizontal	47
Figure 3.3 Eolienne à axe vertical.....	48
Figure 3.4 Constitution des éoliennes	50
Figure 3.5 Conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique	50
Figure 3.6 système de conversion éolien avec Générateur Asynchrone à Cage d'Ecureuil.....	51
Figure 3.7 Système de conversion éolienne avec Générateur Asynchrone double alimenté.....	52
Figure 3.8 Système de conversion éolien avec Générateur synchrone	53
Figure 3.9 Système de conversion éolien avec Générateur synchrone.....	56
Figure 4.1 Modèle négoce d'énergie Pool	64
Figure 4.2 Modèle négoce d'énergie Bilatéral.....	65
Figure 4.3 Nouvel Atlas éolien de l'Algérie à 10 m du sol	68
Figure 4.4 Coût moyen des productions d'électricité en \$/MWh en Amérique du nord.....	69
Figure 4.5 distributions de Weibull pour une même valeur de k	73
Figure 4.6 distributions de Weibull pour une même valeur de c	73
Figure 4.7 Organigramme pour l'optimisation du cout de production et l'indice de la stabilité..	77
Figure 5.1 Schéma du réseau IEEE 30 jeux de barres	79
Figure 5.2 Schéma du réseau IEEE 118 jeux de barres	80
Figure 5.3 Schéma du réseau Algérien 114 jeux de barres.....	80
Figure 5.4 Variation du L_{mn-max} et de V_{min} pour le scénario 1 (réseau IEEE-30 JB).....	82

Figure 5.5 Variation du L_{mn-max} et de V_{min} pour le scénario 2 (réseau IEEE 30-JB).....	83
Figure 5.6 Variation du L_{mn-max} et de V_{min} pour le scénario 3 (réseau IEEE 30-JB).....	84
Figure 5.7 Variation du L_{mn-max} et de V_{min} pour le scénario 1 (réseau Algérien)	84
Figure 5.8 Variation du L_{mn-max} et de V_{min} pour le scénario 2 (réseau Algérien)	85
Figure 5.9 Variation du L_{mn-max} et de V_{min} pour le scénario 3 (réseau Algérien)	85
Figure 5.10 Courbe de convergence du MFO (IEEE-30 JB).....	88
Figure 5.11 Courbe de convergence du MFO (IEEE-118 JB).....	88
Figure 5.12 Courbe de convergence du MFO (réseau Algérien).....	88
Figure 5.13 Erreur Absolue d'apprentissage dans le cas (a) IEEE 30-JB, (b) IEEE-118 JB, (c) réseau Algérien	89
Figure 5.14 Erreur absolue de test dans le cas (a) réseau IEEE-30 JB, (b) IEEE-118 JB, (c) réseau Algérien	90
Figure 5.15 Comparaisons entre les valeurs calculées et estimées de l'indice L_{mn} pour le réseau IEEE-30 jeux de barres, (a) phase d'apprentissage, (b) phase de test	91
Figure 5.16 Comparaisons entre les valeurs calculées et estimées de l'indice L_{mn} pour le réseau IEEE-118 jeux de barres, (a) phase d'apprentissage, (b) phase de test	92
Figure 5.17 Comparaisons entre les valeurs calculées et estimées de l'indice L_{mn} pour le réseau Algérien, (a) phase d'apprentissage, (b) phase de test.....	92
Figure 5.18 Ajustements linéaires des valeurs calculées et prédites de L_{mn} pour le réseau IEEE-30 jeux de barres, (a) phase d'apprentissage, (b) phase de test	93
Figure 5.19 Ajustements linéaires des valeurs calculées et prédites de L_{mn} pour le réseau IEEE-30 jeux de barres, (a) phase d'apprentissage, (b) phase de test	94
Figure 5.20 Ajustements linéaires entre les valeurs calculées et prédites de L_{mn} pour le réseau Algérien, (a) la phase d'apprentissage, (b) la phase de test	94
Figure 5.21 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 1 (réseau IEEE-30 JB)	96
Figure 5.22 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 2 (réseau IEEE-30 JB)	97
Figure 5.23 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 3 (réseau IEEE-30 JB)	98
Figure 5.24 Comparaison des profils de tension des trois scénarios (réseau IEEE-30 JB)	98
Figure 5.25 Comparaison de l'indice de stabilité des trois scénarios (réseau IEEE-30 JB)	99
Figure 5.26 Comparaison de l'indice de stabilité $\sum L_{mn}$ des trois scénarios (réseau IEEE-30 JB)	99
Figure 5.27 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 1 réseau (IEEE-118 JB)	100
Figure 5.28 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 2 réseau (IEEE-118 JB)	101
Figure 5.29 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 3 réseau (IEEE-118 JB)	101
Figure 5.30 Comparaison des profils de tension des trois scénarios (IEEE-118 JB)	102

Figure 5.31 Comparaison de l'indice de stabilité $\sum L_{mn}$ des trois scénarios (réseau IEEE-118 JB)	102
Figure 5.32 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 1 (réseau Algérien)	103
Figure 5.33 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 2 (réseau Algérien)	104
Figure 5.34 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 3 (réseau Algérien)	105
Figure 5.35 Comparaison de l'indice de stabilité L_{mn} (réseau Algérien)	105
Figure 5.36 Comparaison de l'indice de stabilité $\sum L_{mn}$ des trois scénarios (réseau Algérien) ...	106
Figure 5.37 Comparaison des profils de tension des trois scénarios (réseau Algérien)	106

Liste des tableaux

Tableau 3.1 Classification des turbines éoliennes.....	49
Tableau 3.2 Eoliennes de grande puissance pour les applications offshore.....	56
Tableau 3.3 Exemples de parcs éoliens terrestre et offshore	59
Tableau 3.5 Energie électrique totale produite par un parc éolien.....	60
Tableau 4.1 Caractéristique du vent dans les zones étudiées	68
Tableau 4.2 Coordonnées géographiques des zones étudiées	68
Tableau 5.1 Valeurs du L_{mn} pour le scénario 1 (IEEE-30 JB).....	81
Tableau 5.2 Valeurs du L_{mn} pour le scénario 2 (IEEE-30 JB).....	82
Tableau 5.3 Valeurs du L_{mn} pour le scénario 3 (IEEE-30 JB).....	83
Tableau 5.4 Classement des jeux de barre faibles dans le réseau test (IEEE-30 JB).....	86
Tableau 5.5 Classement des jeux de barre faibles dans le réseau test (IEEE-118 JB).....	86
Tableau 5.6 Classement des jeux de barre faibles du (réseau Algérien).....	86
Tableau 5.7 Valeurs optimales du cluster radius.....	89
Tableau 5.8 Evaluation de la performance du modèle ANFIS-MFO	95
Tableau 5.9 Coefficients du cout des générateurs thermiques	95
Tableau 5.10 Comparaison des résultats obtenus par l’algorithme MFO et autres algorithmes (réseau IEEE-30 JB).....	96
Tableau 5.11 Paramètres et coefficients des turbines éoliennes	97
Tableau 5.12 Comparaison des résultats obtenus dans les trois scénarios (réseau IEEE-30 JB)..	99
Tableau 5.13 Résultats obtenus par l’algorithme MFO (réseau IEEE-118 JB)	100
Tableau 5.14 Paramètres et coefficients des turbines éoliennes réseau (IEEE-118 JB)	100
Tableau 5.15 Résultats obtenus par MFO en présence des parcs éoliens (réseau IEEE 118 JB)	101
Tableau 5.16 Résultats obtenus par MFO du scénario 3 (réseau IEEE 118 JB).....	102
Tableau 5.17 Comparaison des résultats obtenus dans les trois scénarios (réseau IEEE 118 JB)	102
Tableau 5.18 Coefficients du coût des générateurs thermiques (réseau Algérien)	103
Tableau 5.19 Comparaison des résultats obtenus par MFO et autres algorithmes (réseau Algérien).....	104
Tableau 5.20 Paramètres et coefficients des turbines éoliennes (réseau Algérien).....	104
Tableau 5.21 Comparaison des résultats obtenus des trois scénarios (réseau Algérien)	106

Introduction générale

L'étude de la stabilité est considérée l'une des trois grandes études des réseaux électriques, les deux autres étant l'écoulement de puissance et l'analyse de défauts [1]. Il est clair que l'étude de stabilité est la plus complexe, tant en termes de modélisation que de méthodes de recherche des solutions. La stabilité d'un réseau électrique est la capacité du système, pour des conditions initiales données, de retrouver un point d'équilibre suite à une perturbation. Le système est également considéré comme stable s'il tend vers une autre position d'équilibre située dans la proximité du point d'équilibre initial. La stabilité des réseaux électriques est divisée en trois groupes, stabilité de l'angle de rotor, stabilité de fréquence et stabilité de tension. La capacité de maintenir une tension stable, ou dite stabilité de tension, est une préoccupation croissante dans la planification et l'opération des systèmes [1]. Plusieurs méthodes analytiques ont été proposées pour l'analyse de la stabilité de tension, telles que, l'analyse modale [2], les courbes $P-V$ et $Q-V$ ($P-V$ and $Q-V$ curves) [3], l'écoulement de puissance continu [4]. Cependant, ces méthodes sont inappropriées pour l'évaluation en ligne de la stabilité de tension en raison de la complexité d'analyse et le temps de calcul important, surtout pour les grands réseaux électriques.

Au cours des dernières années, de nombreuses recherches ont été effectuées et de nombreuses méthodes, basées sur l'intelligence artificielle, ont été développées pour analyser et évaluer en ligne la stabilité du réseau électrique. L'application des réseaux de neurones artificiels (RNA) dans l'évaluation de la stabilité du réseau électrique a pris de plus en plus d'importance. Les principales raisons sont sa capacité à traiter des données en parallèle avec une grande précision et rapidité [5]. Plusieurs architectures de RNA ont été proposées dans la littérature pour la surveillance en ligne de la stabilité de tension telle que le Perceptron multicouche (Multi Layer Perceptron (MLP)) et la Fonction de base radiale (Radial Basic Fonction (RBF)).

La logique floue est une extension de la logique booléenne introduite en 1965 par Zadeh [6]. Elle a été largement appliquée dans les réseaux électriques. Au cours des dernières années, plusieurs chercheurs ont introduit la logique floue pour l'évaluation de la stabilité de tension du réseau électrique. Ramaswamy et Nayar [7] ont proposé une approche efficace basée sur la logique floue pour l'estimation en ligne des tensions de jeux de barre en cas de défaut et/ou de variation de la charge. Une approche basée sur un réseau de neurones à deux

couches et la logique floue hyper-rectangulaires a été proposée par Suganyadevi et Babulal [8] pour l'estimation de la marge de stabilité de tension. D'après les résultats de simulation sur le réseau IEEE 30 jeux de barres dans diverses conditions de fonctionnement, la méthode proposée peut construire un moyen efficace en matière de protection des réseaux électriques [5].

Les systèmes d'inférence neuro-flou adaptative (Adaptive Neuro-fuzzy inference system (ANFIS)) ont aussi été introduits comme des outils d'intelligence artificielle et son application au problème de stabilité de tension est relativement nouvelle. Ces systèmes permettent de combiner les avantages de deux techniques complémentaires [9]. Les systèmes flous fournissent une bonne représentation des connaissances, de plus l'intégration de réseaux de neurones au sein de ces systèmes améliore leurs performances grâce à la capacité d'apprentissage de réseaux de neurones. Il existe deux types de systèmes d'inférence floue qui peuvent être implémentés; Mamdani et le Sugeno. Le système Sugeno est le plus utilisé par ce que il est plus efficace sur le plan des calculs qu'un système Mamdani. Cependant, le problème de développement du modèle ANFIS réside dans la génération du système d'inférence floue (FIS) avec un nombre optimal de règles pour réduire la complexité de calcul. Alors plusieurs algorithmes tels que le Clustering K-means, Fuzzy C-means et le Subtractive Clustering (SC) ont été proposés. Bien que, il n'y a pas de règle standard pour la sélection des paramètres de l'ANFIS, ce qui est considéré comme le principal inconvénient de cette technique [9].

Les méthodes d'optimisations méta-heuristiques sont des algorithmes visant à résoudre des problèmes d'optimisation difficile pour lesquels les méthodes classiques ne peuvent les résoudre efficacement. Ces méthodes sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs, qui progressent proche de l'optimum global, c'est-à-dire l'extremum global d'une fonction objectif. Elles se comportent comme des algorithmes de recherche, tentant d'apprendre les caractéristiques d'un problème afin d'en trouver une approximation de la meilleure solution. Le but visé par ces méthodes est d'explorer l'espace de recherche efficacement afin de déterminer des points optimaux. Les techniques qui constituent des algorithmes de type méta-heuristique vont de la simple procédure de recherche locale à des processus d'apprentissage complexes. Les méta-heuristiques peuvent contenir des mécanismes qui permettent d'éviter d'être bloqué dans des régions de l'espace de recherche [10].

Dans cette thèse, le système ANFIS a été proposé pour l'évaluation en ligne de la stabilité de tension des réseaux électriques. Mais il n'y a pas de règle standard pour le choix des paramètres de l'ANFIS. Pour cette raison l'algorithme d'optimisation méta-heuristique récemment développé, nommé papillons de nuit (Moth-Flame Optimizer MFO) est utilisé pour déterminer la valeur optimale du paramètre interne « cluster radius » de l'ANFIS afin d'obtenir le bon compromis complexité-précision.

D'autre part, les gestionnaires du réseau électrique sont faits face à certains problèmes critiques tels que l'épuisement des ressources naturelles, la demande en énergie électrique qui ne cesse à se croître, et le réchauffement climatique. Pour couvrir ce besoin et garantir une continuité de service aux consommateurs à tout moment en maintenant les niveaux de tension et de fréquence dans des limites acceptables. Les gestionnaires du réseau électrique ont pensés à introduire les énergies renouvelables [1]. Dans cette thèse, nous allons étudier l'impact de l'insertion de l'énergie éolienne, dans le réseau électrique, sur le coût de production et la stabilité de tension. Le problème de l'écoulement de puissance optimale, qui sert à la meilleure répartition des puissances actives générées entre les différentes zones de productions interconnectées, va être résolu par l'algorithme MFO.

Cette thèse est divisée en cinq chapitres. Le premier chapitre présente un état de l'art de la stabilité des réseaux électriques, il traite plus particulièrement les différents types, les causes de l'instabilité, les méthodes d'analyse ainsi que l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques.

Dans le deuxième chapitre, une nouvelle technique hybride combinant l'ANFIS et l'algorithme d'optimisation papillon de nuit (MFO) est proposée pour l'évaluation en ligne de la stabilité de tension.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude des systèmes éoliens intégrés dans les réseaux électriques.

Le quatrième chapitre présente la formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal en présence de la production éolienne dans un marché d'électricité libre en tenant compte de l'amélioration de stabilité de tension.

Le cinquième chapitre présente l'application des méthodes proposées sur les réseaux test IEEE 30, IEEE 118 jeux de barres et le réseau Algérien 114 jeux de barres.

Finalement, pour clôturer ce travail, une conclusion générale, perspectives, et propositions envisagées pour poursuivre cette recherche sont présentées.

Chapitre 1 : Evaluation de la stabilité de tension

1.1 Introduction

La stabilité d'un réseau électrique positionné autour d'un point d'équilibre se définit par l'aptitude de toutes ses grandeurs à rester autour de ce point au cours du temps, suite à une perturbation. La tension et la fréquence sont les deux grandeurs principales qui permettent aux chercheurs de mesurer le degré de stabilité du réseau de façon à pouvoir prendre les précautions nécessaires afin d'éviter un écroulement partiel ou total. Ces deux grandeurs doivent être maintenues dans les limites appropriées pour fournir une énergie de qualité aux besoins des consommateurs et au bon fonctionnement du réseau. Cette instabilité peut avoir différentes formes et peut être influencée par différents facteurs. L'analyse des problèmes de stabilité implique l'identification des facteurs essentiels contribuant à l'instabilité et le développement de méthodes pouvant améliorer la stabilité du réseau. Pour mieux comprendre, étudier la stabilité du réseau électrique et résoudre le problème, il est indispensable de classifier les différents types de stabilité. Généralement trois types de stabilités sont distingués, la stabilité de l'angle de rotor, la stabilité de fréquence et la stabilité de tension [11].

1.2 Classification de la stabilité du réseau électrique

Les réseaux électriques sont des systèmes non linéaires. La stabilité de leur fonctionnement est assurée au voisinage d'un point d'équilibre. Des perturbations suffisamment importantes peuvent leur faire perdre la stabilité. Les notions de stabilité des réseaux électrique et ses différents types sont brièvement exposés. La Figure 1.1 présente le diagramme de classification des différentes formes de stabilité en fonction, des phénomènes, de l'amplitude de la perturbation et des échelles de temps [12] :

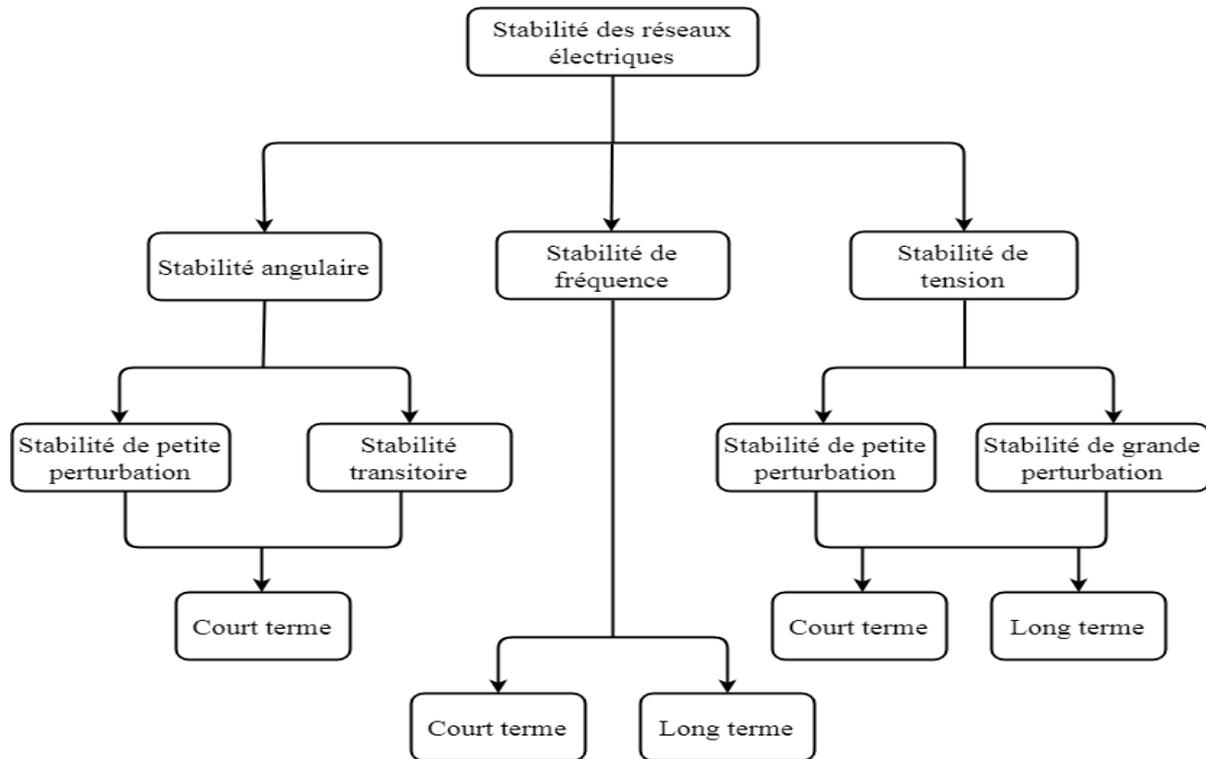


Figure 1.1. Classification de la stabilité d'un réseau électrique

1.2.1 Stabilité de l'angle du rotor

La stabilité de l'angle du rotor est définie comme la capacité des machines synchrones d'un réseau électrique interconnecté de rester en synchronisme suite à une perturbation. Elle dépend de la capacité de maintenir/restaurer l'équilibre entre les couples électromagnétiques et mécaniques agissant sur le rotor de chaque machine synchrone dans le système. Autrement dit, un système est instable si la différence d'angle entre deux générateurs interconnectés augmente indéfiniment ou si l'oscillation transitoire, provoquée par une perturbation, n'est pas suffisamment amortie dans le temps d'évaluation [12,13].

1.2.2 Stabilité de fréquence

On dit qu'un réseau électrique est stable en fréquence, si la fréquence est presque la même en tout point du système, elle est mesurée et contrôlée avec précision afin de la maintenir dans une zone acceptable suite à une perturbation. L'instabilité en fréquence est essentiellement due au déséquilibre entre les puissances produites et consommées. Autrement dit, suite à certaines perturbations, le déséquilibre global des puissances produites et consommées entraîne un écart de fréquence [13].

1.2.3 Stabilité de tension

La stabilité de tension est définie comme la capacité d'un réseau électrique à maintenir des tensions acceptables en chaque jeu de barres suite à une perturbation. Plusieurs phénomènes tel que, une défaillance d'une ligne de transport ou d'un générateur, variations importante de la charge, modification de la configuration du réseau électrique peuvent engendrer une chute progressive et incontrôlable de la tension, aboutissant en un effondrement généralisé de la tension du réseau [14].

Le phénomène de l'instabilité de tension est attribuable à l'exploitation du réseau à sa limite de puissance transmissible maximale, et à l'insuffisance de dispositifs de compensation de la puissance réactive. Les principaux facteurs qui contribuent à un effondrement de la tension sont les limites de puissance réactive des génératrices, les limites de réglage de la tension, les caractéristiques de la charge ainsi que les caractéristiques et les actions des dispositifs de compensation de la puissance réactive [14]. Dans ce qui suit, on parle de différents types de la stabilité de tension [15].

- **Stabilité de tension aux grandes perturbations** : Cette stabilité se réfère à la capacité du réseau électrique à maintenir des tensions stables à la suite de grandes perturbations telles que la perte d'un générateur, la perte d'une ligne transport. En effet, cette capacité est déterminée par le système et les caractéristiques de charge, ainsi que par les éléments de protections. La détermination de la stabilité de tension aux grandes perturbations exige l'examen de la réponse non-linéaire du système électrique sur une période suffisante pour saisir la performance et les interactions de dispositifs comme les moteurs électriques, les transformateurs avec régulateurs en charge, etc. Normalement, la durée de l'étude de ce type de stabilité peut se prolonger de quelques secondes à plusieurs dizaines de minutes.
- **Stabilité de tension aux petites perturbations** : La stabilité de tension aux petites perturbations se réfère à la capacité du système à maintenir des tensions stables lorsqu'il est soumis à des petites perturbations telles que des changements incrémentaux dans la consommation. Cette forme de stabilité est influencée par les caractéristiques des charges. Ce principe est utile pour déterminer, à tout instant, la façon avec laquelle les tensions des jeux de barres du système répondront aux petites évolutions du réseau électrique. En effet,

pour ce type de stabilité, les équations mathématiques du système qui décrivent sa dynamique peuvent être linéarisées autour de son point de fonctionnement, ce qui permet d'identifier les facteurs qui influent sur la stabilité.

- **Stabilité de tension à court terme :** La stabilité de tension à court terme concerne principalement le décrochage des moteurs asynchrones suite à des creux de tension trop marqués. Les liaisons à courant continu interviennent également sur cette échelle de temps.
- **Stabilité de tension à long terme :** La stabilité de la tension à long terme est associée au passage en limite de générateurs et à la dynamique plus lente de la charge, principalement sous l'effet des régleurs en charge.

1.3 Classement des états du réseau électrique

Les principaux états d'un réseau électrique production–transport et les types de transitions les plus probables entre eux sont [15] :

- **Etat normal :** tous les paramètres du réseau électrique (fréquences, tensions aux différents jeux de barres, le courant dans les ouvrages de transport) sont dans la plage autorisée et toutes les règles de sécurité, telles que la règle N-1 (perte d'un élément de production ou de transport) ou la règle N-k (perte de k éléments de production et/ou de transport), sont respectées.
- **Etat vulnérable :** même si les paramètres du réseau électrique sont encore dans la plage admissible, il existe au moins un cas de non-respect d'une règle de sécurité. Si l'incident correspondant venait à se produire, la sécurité serait donc menacée.
- **Etat critique :** non seulement les règles de sécurité ne sont pas toutes respectées, mais certains paramètres du système sont hors de leur plage autorisée (par exemple, un poste à 220 et 400 kV est à une tension inférieure au seuil critique). La sécurité du système doit immédiatement être restaurée par des actions dites curatives (par exemple le délestage de charge) pour éviter l'effondrement de la tension du réseau électrique.
- **Etat incident généralisé :** une large partie des charges est hors tension, le réseau peut être morcelé et une partie du parc de production est hors service.
- **Etat de reconstitution du réseau :** l'opérateur cherche à minimiser la quantité d'énergie électrique non-délivrée par la resynchronisation dès que possible des

unités de génération perdues et par la reconnexion des charges déconnectées dans l'ordre de priorité.

En effet, les opérateurs vont conduire leurs réseaux électriques en ligne en se basant sur cette philosophie de classement des états du système et cela dans le but de faire fonctionner le réseau électrique non seulement de la manière la plus sécurisée possible (afin de faire éviter l'effondrement du réseau électrique), mais aussi de la manière la plus économique.

1.4 Stabilité de tension d'un réseau électrique

1.4.1 Causes de l'instabilité de tension

Il existe plusieurs causes conduisant à l'instabilité de tension parmi lesquelles [15] :

1.4.1.1 Dynamique de la charge

Les charges qui sont dynamiques, sont la force motrice de l'instabilité de tension, due aux dispositifs suivants :

- **On Load Tap Changing (OLTC)** : Le rôle d'un transformateur équipé d'un régleur en charge dans un réseau électrique, est de maintenir la tension côté charge dans un intervalle bien défini près de la tension nominale en modifiant le rapport de la transformation sans coupure de l'alimentation, d'où leur nom en anglais on load tap changer (OLTC). La commande de ce régleur en charge est assurée par un automate local de régulation de tension, ce régleur joue sur le rapport de transformation pour être adapté aux conditions de charge sur le réseau électrique afin de maintenir la tension à un niveau optimal.
- **Moteurs à induction** : le comportement dynamique de ces moteurs est caractérisé par des constantes de temps plus courtes. Un processus de restauration est également observable suite à une réduction de la tension car le moteur doit continuer à fournir une charge mécanique avec un couple plus ou moins constant. L'état le plus critique c'est qu'une baisse de la tension provoque une réduction du couple électromagnétique qui est suffisant pour provoquer un blocage du moteur, dans ce cas la consommation de la puissance réactive augmente conduisant à l'effondrement de la tension.

1.4.1.2 Réseau de transport

Chaque élément de transport, à une capacité de transfert limitée. Cela dépend de plusieurs facteurs.

- Impédance de la ligne de transport.
- Facteur de puissance de la charge.
- Présence des sources du contrôle de la tension dans la ligne et le point de consigne de tension de ces sources.
- Présence de dispositifs de compensation réactifs.

1.4.1.3 Système de génération

Lorsque l'écoulement de puissance augmente, le réseau de transport consomme plus de puissance réactive. Les générateurs doivent augmenter la puissance réactive générée, et le point de fonctionnement du générateur peut être trouvé. Mais en raison du limiteur de surexcitation et du limiteur de courant du stator, la tension ne peut être contrôlée.

1.5 Blackouts dans le monde

L'électricité est le vecteur d'énergie le plus pratique et le plus répandu dans les sociétés modernes. Elle est donc un bien de consommation de première nécessité. De ce fait, les conséquences économiques, sociales et humaines d'un blackout peuvent être extrêmement nombreuses et graves, et sont étroitement liées au degré d'évolution, et d'urbanisation du pays ou de la région. Plusieurs causes peuvent conduire le réseau au Blackout, à titre d'exemple, surcharge des lignes, courts circuits et perte d'un ouvrage. Parmi ces coupures générales, on peut citer [16] :

- **Nord-est des États-Unis, 1965 (14 heures)** : la mise hors tension du réseau électrique unissant la côte entre les États-Unis et le Canada, suivie d'une défaillance des protections, entraîne un blackout qui touche 30 millions de personnes.
- **New York, 1977 (25 heures)** : Un orage détruit un transformateur, 10 millions de personnes touchées. Une étude du Congrès a estimé que les dommages se sont élevés à 300 millions de dollars.
- **Canada, 1989 (9 heures)** : Un vent solaire provoque une coupure qui touche six millions de personnes.

- **États-Unis, 2003 (jusqu'à 24 heures)** : Une surcharge du système entraîne la fermeture de 100 stations d'énergie électrique, **50 millions de personnes sont touchées**.
- **Algérie 2003 (4 heures)** : plus de 28 wilayas dans le noir en raison d'une coupure générale d'électricité, à cause d'un dysfonctionnement dans le régulateur de gaz de la centrale électrique d'El Hamma, fraîchement mise en service. Ce dysfonctionnement a occasionné la fermeture des vannes de gaz et la centrale, qui comprend deux générateurs de 200 mégawatts chacune, s'est isolée du réseau électrique. Ce qui a eu comme conséquence l'ouverture des interconnexions internationales.
- **Italie, 2003** : Presque tout le pays (près de **57 millions de personnes**) est touché par des dommages occasionnés par de fortes tempêtes qui font disjoncter les lignes de transit d'énergie de la Suisse et de la France.
- **Indonésie, 2005** : 100 millions de personnes sont privées d'électricité en raison de la panne d'une ligne de transport à Java.
- **Europe Occidentale, 2006 (30 minutes)** : En France, en Belgique, aux Pays-Bas, en Italie, en Espagne, au Portugal, en Allemagne et en Autriche **dix millions** de personnes subissent pendant une demi-heure les conséquences d'une erreur commise par une entreprise d'énergie électrique allemande.
- **Colombie, 2007 (quelques heures)** : **25 millions de personnes** sont privées de courant pendant plusieurs heures à cause d'une défaillance dans une sous-station.
- **Barcelone 2007 (presque 3 jours)** : L'incendie d'une sous-station prive 283 000 personnes d'électricité.
- **Chine, 2008 (10 jours)** : Quatre millions de personnes subissent les conséquences d'une coupure de courant provoquée par des forts orages.
- **Brésil et Paraguay, 2009 (7 heures)** : Cette panne touche 87 millions de personnes, elle est due aux dommages produits par un orage dans une centrale.
- **Chili, 2010 (jusqu'à 2 semaines)** : un fort séisme prive 80 % de la population d'électricité.
- **Inde, 2012 (2 jours)** : L'Inde connaît l'un des pires blackouts de l'histoire : 760 millions de personnes sont touchées.

- **Argentine, 2013-2014 (plusieurs jours)** : Une forte vague de chaleur entraîne l'utilisation massive de l'air conditionné, qui entraîne à son tour de longues coupures de courant pendant les fêtes de Noël et du Nouvel An.

1.6 Méthodes d'analyse de la stabilité de tension

Plusieurs méthodes d'analyse de la stabilité de tension ont été proposées dans la littérature, pour évaluer les systèmes dans différentes conditions de fonctionnement et de proposer des méthodes de contrôle appropriées pour éviter des Blackout. L'étude de la stabilité de la tension peut être associée à deux aspects différents [1].

- Proximité de l'instabilité de la tension: à quelle distance le système est-il près de l'instabilité.
- Mécanisme d'instabilité de la tension: lors de l'instabilité de la tension, quels sont les éléments fondamentaux qui contribuent à l'instabilité, quelles sont les zones de tension faible et quelles méthodes de calculs sont les plus efficaces pour améliorer la stabilité de la tension.

Divers formes des problèmes de la stabilité de tension peuvent être analysés efficacement en utilisant des méthodes analytiques. Ces méthodes examinent la viabilité du point d'équilibre représenté par une condition de fonctionnement spécifiée du réseau électrique. Dans les études de stabilité de tension, les caractéristiques d'intérêt sont la relation entre la puissance active transportée (P), la tension finale (V) et la puissance réactive injectée (Q). Les formes traditionnelles d'affichage de ces relations sont les P - V et Q - V courbes obtenues par analyse en régime permanent [3]. L'analyse de la sensibilité et l'analyse modale sont également utilisées dans l'évaluation de la stabilité de la tension.

1.6.1 Analyse modale

L'analyse modale est connue aussi sous le nom d'analyse des valeurs propres. Cette méthode peut être mise en œuvre en tant qu'outil pratique pour identifier à la fois la proximité et le mécanisme pendant l'apparition de l'instabilité de la tension. Elle nécessite le calcul du petit nombre de valeurs propres et de vecteurs propres associés d'une matrice jacobéenne réduite. La matrice jacobéenne réduite est capable de fournir des informations pratiques sur la stabilité de la tension. De ce fait, les jeux de barres critiques dans le réseau électrique peuvent être identifiés à partir de la variation de puissance réactive du réseau électrique. Par conséquent, à chaque point de fonctionnement, la puissance active P est maintenue constante et

évalue simplement la stabilité de tension en considérant la relation entre la puissance réactive Q et la tension V [2]. Comme le montre l'équation:

$$\Delta Q = [J_r] \times \Delta V \quad 1.1$$

La matrice J_r est symbolisée par la relation linéaire entre le changement incrémental de l'injection de puissance réactive ΔQ et de la tension ΔV du jeu de barres. Les caractéristiques de la stabilité de tension du réseau électrique peuvent être identifiées en calculant les valeurs propres et les vecteurs propres de la matrice J_r . Ainsi que, les plus petites valeurs propres de la matrice sont considérées comme les modes les moins stables du système.

1.6.2 Courbes $P-V$ et $Q-V$

La méthode des courbes $P-V$ est bénéfique pour une analyse conceptuelle de la stabilité de la tension en raison de sa simplicité. C'est une méthode traditionnelle utilisée pour résoudre le problème de la différence entre les tensions des jeux de barres des générateurs et les tensions des jeux de barres des charges, en mesurant la valeur de la tension critique conduisant à l'instabilité.

La méthode des courbes $Q-V$ est utilisée pour indiquer la relation de sensibilité des tensions des jeux de barres de charges par rapport aux puissances réactives injectées. La courbe $Q-V$ peut être utilisée comme un indice pour l'instabilité de la tension. La valeur dérivée $\frac{\Delta Q}{\Delta V} = 0$ correspond au point de la limite de stabilité de la tension. A partir de la courbe $Q-V$, on peut extraire la relation entre les charges et les sources d'énergie réactive.

Bien que les deux méthodes des courbes $P-V$ et $Q-V$ soient largement utilisés pour l'analyse et la mesure de la marge de stabilité de la tension, elles présentent quand même peu d'inconvénients.

Dans les deux méthodes, on doit prendre en compte seulement un seul jeu de barres pour la variation de charge. Comme il n'y a pas d'informations sur les jeux de barres critiques, des études doivent être effectuées pour de nombreux jeux de barres, ce qui prend beaucoup de temps [3].

Au fur et à mesure que le chargement sur le réseau électrique approche du point critique, un problème de convergence se produit lors de la résolution du problème de l'écoulement de puissance. De plus, ces méthodes ne donnent pas d'informations utiles sur les causes de l'instabilité de la tension.

1.6.3 L'écoulement de la puissance continu (Continuation power flow (CPF))

L'écoulement de la puissance continu se base sur la méthode 'prévision-corréction' afin de résoudre le problème d'écoulement de puissance avec un bon conditionnement de la matrice jacobéenne. Dans cette méthode, l'incrémentation de la charge est considérée comme une nouvelle variable du problème d'écoulement de puissance, elle démarre par une solution de base (solution initiale du programme d'écoulement de puissance classique), puis elle estime la prochaine solution correspondante à une valeur différente de la charge. La solution estimée est alors corrigée en utilisant la méthode de Newton-Raphson en le considérant comme solution initiale du programme d'écoulement de puissance. L'avantage de l'écoulement de puissance continu réside, non seulement dans sa capacité de trouver le point critique d'effondrement de tension mais aussi la détermination du tracé de la courbe $P-V$ complète (partie supérieure et inférieure) d'une façon exacte. Ses caractéristiques intéressantes amènent plusieurs compagnies de production d'énergie électrique à utiliser cette méthode comme pourvoyeur d'un indice efficace d'évaluation de la proximité du système du point d'effondrement [4].

Pour répondre à l'exigence de la surveillance en ligne, rapide, précise et facile, des indicateurs interprétables sont souhaités.

1.6.4 Indices de stabilité

Les indices de stabilité de la tension sont très applicables pour retrouver la stabilité de la tension du réseau électrique. Ces indices sont les grandeurs scalaires qui sont mises en œuvre pour observer les changements des paramètres du système. En plus de cela, les indices sont également utilisés pour quantifier la distance du point de fonctionnement particulier avec le point d'effondrement de la tension. Ils sont simples, faciles à mettre en œuvre et peu coûteux ainsi ils peuvent être utilisés pour des études en ligne. Les auteurs [17] ont mentionné que les indices de stabilité de tension pouvaient être subdivisés en deux parties, indices de stabilité de la tension basés sur la matrice jacobéenne, et autre basés sur des variables du réseau électrique.

Les indices de stabilité de tension basés sur la matrice jacobéenne sont capables de calculer le point d'effondrement de la tension, ainsi que la capacité de charge maximale du réseau électrique, et de découvrir la marge de stabilité de la tension. Cependant, ces indices nécessitaient un temps de calcul élevé et, pour cette raison particulière, ces indices ne sont pas appropriés pour l'évaluation en ligne de la stabilité. Cependant, les indices de stabilité qui

utilise certaines variables du système telles que les tensions des jeux de barres ou l'écoulement de puissance à travers les lignes, bénéfiques de moins de temps de calcul. Avec cette raison ces indices sont aptes à être mises en œuvre à des fins d'évaluation et de la surveillance en ligne et de déterminer les lignes et les jeux de barres critiques dans le réseau électrique.

- **Fast Voltage Stability Index (FVSI) [18]** : Cet indice est formulé à partir d'une ligne de transport et essentiellement utilisé pour déterminer la puissance maximale transportée. La valeur de FVSI qui est proche de l'unité indique que la ligne respective est à sa limite de stabilité. Donc la valeur de FVSI doit être inférieure à 1 pour assurer la stabilité du réseau électrique.

$$FVSI_{ij} = \frac{4Z^2 Q_j}{V_i^2 X} \leq 1 \quad 1.1$$

- **Voltage Reactive Power index (VQI) [19]** : Cet indice de puissance est simple et précis dans l'analyse de la stabilité de la tension, avec un temps de calcul moins grand. Cet indice détermine la stabilité de la tension dans chaque ligne et prédit l'effondrement de la tension du réseau électrique. Une fois que la valeur de VQI est proche de l'unité, la stabilité de tension atteint sa limite.

$$LQ = 4 \frac{X_s}{V_s^2} \left[\frac{X_s}{V_s^2} P_s^2 + Q_r \right] \quad 1.2$$

- **Voltage stability index L** : Il est utilisé pour surveiller les tensions des jeux de barres. [20] en se basant sur l'écoulement de puissance.

$$VQL_{line} = 4 \frac{Q_r}{V_s^2 |B_s|} \quad 1.3$$

- **Line voltage stability index (L_{mn}) [21]** : L'indice de stabilité de la tension de ligne est formulé à partir d'une ligne de transport de puissance. Cet indice est essentiellement utilisé pour déterminer la capacité de charge maximale dans un réseau électrique. La valeur de l'indice de ligne qui est proche à l'unité indique que la ligne respective est dans sa limite de stabilité.

Ces méthodes fournissent des résultats complets et précis, mais elles sont généralement entravées par le fait qu'elles consomment un peu de temps en raison de la nécessité de calculs de l'écoulement de puissance répétitifs.

Dans la littérature, des techniques intelligentes ont été développées pour l'analyse de la stabilité des réseaux électriques, qui sont :

1.6.5 Réseau de neurones artificiels

Au cours des dernières années, l'application des réseaux de neurones artificiels (RNA) dans l'évaluation de la stabilité de la tension a pris de plus en plus d'importance [22]. Les principales raisons sont sa capacité à effectuer un traitement de données parallèles avec une grande précision et une réponse rapide. Plusieurs architectures du RNA ont été proposées dans la littérature pour la surveillance en ligne de la stabilité de tension. Le réseau de neurones multicouches de Perceptron (Multi-Layer Perceptron (MLP)) entraîné par l'algorithme de rétro-propagation est le premier réseau introduit pour l'évaluation de la stabilité de la tension du réseau électrique [22, 23]. Dans [24] un MLP étendu a été utilisé pour évaluer la stabilité de la tension pour un modèle du réseau électrique dynamique. Popovic et al [25], propose une méthode d'information mutuelle avec un MLP pour estimer le niveau de stabilité de la tension dans diverses conditions de charge et contingences. Joya et al [26] propose une approche basée sur un MLP pour le classement des contingences de la tension. Devaraj et al [27] ont présenté une méthode basée sur un MLP pour la surveillance en ligne de la stabilité de la tension. Debbie [28] a mis au point une nouvelle méthode de surveillance en ligne de la stabilité de la tension par le réseau MLP et une technique de sélection par régression pour l'apprentissage du réseau. Dans [29] un RNA avec un apprentissage simple par l'algorithme de rétro-propagation pour évaluer la stabilité de tension du réseau électrique incorporant des dispositifs FACTS a été proposée. Une amélioration supplémentaire de la performance RNA dans une surveillance en ligne de la stabilité de tension a été obtenue avec une réduction des données d'entrée par l'utilisation d'un algorithme basé sur le Z score [30]. Il est intéressant de noter que les puissances actives et réactives de charge sont généralement utilisées comme informations d'entrée pour l'RNA. L'application de la fonction de base radiale basée sur RNA (RBF) pour l'évaluation en ligne de la stabilité de tension a été proposée par plusieurs chercheurs [31, 34]. Hashemi et al [35] calcule l'écoulement de puissance en utilisant les réseaux de neurones artificiels avec l'architecture de Levenberg-Marquardt pour déterminer l'indice de la stabilité en raison de maintenir le réseau électrique dans des limites stables. Selva et al [36] prédit l'état de sécurité du réseau électrique utilisant une combinaison du RNA et d'indices de stabilité de la tension. Bien que le RNA ait attiré l'attention des chercheurs en tant qu'outil d'évaluation en ligne de la stabilité de

la tension, il nécessite un processus d'apprentissage complet et une procédure de conception complexe [37].

1.6.6 Logique Floue

Depuis les travaux de Lotfi Zadeh en 1965, la logique floue ne cesse d'intéresser les chercheurs et les industriels qui se rassemblent autour des théories de l'incertain. Un nombre croissant de domaines d'application est concerné par l'exploitation de cette théorie. Les ramifications de la logique floue s'étendent à des domaines aussi variés que la commande, le diagnostic de systèmes complexes, la bioinformatique, la recherche opérationnelle, l'aide à la décision, l'évaluation subjective, la classification, la reconnaissance des formes, l'analyse de données, le traitement et l'interprétation des images, la fouille de données, les systèmes d'information, les bases de données, la fusion d'informations, la robotique, l'économie et la gestion, la finance, la psychologie et encore bien d'autres domaines relevant de l'intelligence artificielle [38]. Les systèmes basés sur la logique floue ont un avantage sur les réseaux neuronaux puisqu'ils sont capables de capturer la cause (entrée) et l'effet (sortie) dans le processus d'inférence [39]. Tomsovic et al [40] montrent que les modèles flous sont moins susceptibles de surdimensionner et offrent un meilleur contrôle sur les propriétés d'interpolation et d'extrapolation. Babuska et al [41] utilisent les principes de la logique floue pour développer des stabilisateurs de système de supervision pour l'amélioration de la stabilité et la fiabilité des réseaux électriques. Hussain et al [42] développent un stabilisateur flou d'un réseau électrique en montrant ces performances et son efficacité par rapport à un stabilisateur conventionnel. Tayal et al [43] proposent une technique floue en formulant un indice de stabilité qui donne la charge maximale pouvant supporter le réseau électrique tout en gardant la sécurité de la tension.

1.6.7 Système d'inférence neuro-floue adaptatif

Système d'inférence neuro-floue adaptatif (ANFIS), est une puissante technique de l'intelligence artificielle, qui combine les avantages de la logique floue et du réseau de neurones [44]. Il a été appliqué à différents domaines du réseau électrique, tel que la détection des défauts de ligne de transport [45], l'amélioration de la qualité d'énergie [46], le contrôle de la fréquence [47], et l'évaluation de la stabilité des réseaux électriques [48]. L'une des premières approches de l'analyse de la stabilité de tension dans lesquelles l'algorithme ANFIS a été appliqué dans [49], une nouvelle approche développée pour l'évaluation de la stabilité de tension utilisant le modèle ANFIS [50]. Un réseau neuro-flou a également été

appliqué pour déterminer la capacité de surcharge des réseaux électriques avec STATCOM et SVC [51, 52]. Une nouvelle méthode basée sur le modèle ANFIS et des indices de stabilité de la tension calculés par un outil de stabilité de tension nommé VOSTA a été développé pour évaluer la stabilité de la tension du réseau de transport Italien EHV [53]. Un modèle neuro-flou basé sur l'algorithme Subtractive Clustering est proposé pour estimer la capacité de transport d'énergie. Cette méthode a donné des bons résultats pour gérer un comportement de charge incertain et peut donc être implémentée dans un environnement en temps réel [54]. Torres et al [55] présentent l'application du modèle ANFIS dans la prédiction de la marge de stabilité de la tension en ce qui concerne les données d'entrée des amplitudes de la tension obtenues à partir des unités de mesure du phaseur (PMU).

1.7 Amélioration de la stabilité de tension

La libéralisation récente du marché de l'électricité, combinée à la préoccupation croissante concernant l'épuisement des ressources énergétiques et le réchauffement climatique causé par les gaz à effet de serre a conduit à une augmentation de l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau électrique. De plus, le passage aux systèmes d'électrification dans l'intérêt des avantages économiques entraîne une augmentation de la demande, ce qui fait que le réseau électrique fonctionne à proximité de la capacité de transport d'énergie dans des situations de plus en plus délicates. Avec une utilisation plus efficace des lignes de transport, il est possible que davantage de parties du réseau électrique puissent fonctionner à proximité des limites de stabilité de la tension. Il s'agit donc d'un jeu économique avec des enjeux importants et complexes qui, s'il n'est pas maîtrisé, peut également engendrer des situations critiques [56].

L'étude et l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques sont devenues aujourd'hui une nécessité absolue [57]. Plusieurs méthodes et technologies ont été développées pour améliorer la stabilité des réseaux électriques, parmi ces méthodes et ces technologies, on peut citer :

1.7.1 Insertion des systèmes FACTS

La recherche pour obtenir une réponse rapide avec une flexibilité relativement grande dans le transport de la puissance a mené l'apparition des appareils connus FACTS de grande puissance et de vitesse rapide avec une technologie d'électronique de puissance très avancée. La méthode de régulation par FACTS montre une très grande aptitude pour améliorer la performance de fonctionnement et la stabilité des réseaux électriques permettant une

contrôlabilité et une capacité à contrôler rapidement les transits de puissance dans le réseau [58].

De nombreux types de systèmes FACTS existent à savoir :

- **Compensateurs Statiques d'Energie Réactive** (Static Var Compensator (SVC) et Static Compensator (STATCOM)) : ces compensateurs sont de type shunt, ils réalisent le soutien local de la tension en absorbant ou fournissant de la puissance réactive à l'endroit où ils sont connectés. Ils sont également utilisés pour améliorer la stabilité dynamique du système, en leur ajoutant une boucle de régulation supplémentaire pour l'amortissement des oscillations de puissance basse fréquence.
- **Compensateurs Série Réglables** (Thyristors Controlled Series Compensator (TCSC), Synchronous Source Series Compensator (SSSC)) : ces FACTS séries permettent de modifier l'impédance apparente des lignes, et donc la puissance transportée, ainsi que d'amortir les oscillations de puissance basse fréquence.
- **Déphaseurs Statiques** (Static Phase Shifters (SPS)) : ce sont des transformateurs à rapport de transformation complexe dont le réglage est effectué par des thyristors. Ils assurent alors un contrôle de l'angle de transmission sur les lignes où ils sont implantés, et donc un contrôle de la puissance transportée par ces lignes.
- **Déphaseur-Régulateur Universel** (Unified Power Flow Controller (UPFC)) : il englobe les caractéristiques des compensations shunt et série, ainsi que des déphaseurs. Il est donc capable d'agir sur les trois paramètres (tension, impédance, déphasage) qui permettent de contrôler le transit de puissance sur une ligne de transport.

1.7.2 Insertion des Générateurs Dispersés (GD)

Avec le développement de l'économie, les demandes en énergies électriques dans les réseaux électriques augmentent fortement. La baisse de la marge de la stabilité de la tension est l'un des facteurs importants qui limitent la demande croissante [59]. L'insertion des générateurs dispersés (GD) présente des opportunités, car elle conduit à de nombreux avantages techniques et économiques ainsi qu'à la stabilité de la tension atteinte grâce à la réduction des courants de ligne. La réduction des courants de ligne entraîne également la

réduction des pertes de ligne. Cet élan peut être exploité par les GD pour apporter des avantages opérationnels au réseau électrique du point de vue de profil de la tension, de la qualité de l'alimentation fournie aux consommateurs, de la stabilité, des courants de court-circuit, et de la fiabilité du système. Les générateurs dispersés GD pourraient être des énergies photovoltaïques, des énergies éoliennes, stockage par batteries, ou pile à combustion.

1.7.3 Écoulement de puissance optimale (Optimal Power Flow (OPF))

L'écoulement de puissance optimale (Optimal Power Flow (OPF)) a été largement utilisé dans la planification et le fonctionnement des réseaux électriques pour la production de l'énergie électrique afin de minimiser les coûts de production, les émissions des polluants et les pertes en puissance, en raison d'améliorer le profil de tension ainsi que la marge de stabilité [61]. Typiquement, comme le réseau électrique fonctionne plus près de ses limites de stabilité, et du point d'effondrement de la tension, en raison des demandes croissantes du marché, les procédures d'optimisation peuvent également être utilisées pour améliorer la sécurité globale du système qui est devenue un problème important sur le marché de l'électricité libre. Dans la littérature beaucoup de chercheurs proposent différentes techniques d'OPF basées sur des méthodologies tout en maximisant la marge de la stabilité de la tension avec un coût de production et de pertes de puissances actives optimaux [62]. Pagnetti et al [63] proposent une approche des équations de l'écoulement de puissance pour la modélisation du réseau de distribution. Soumitra et al [64] résolvent le problème de la répartition économique de la charge et émission des gaz nocifs (Economic Emission Load Dispatch (EELD)) afin de minimiser les émissions d'oxydes d'azote (NOX) et le coût de production avec une nouvelle approche d'optimisation nommée Algorithme de recherche gravitationnelle. Shuang et al [65] propose un modèle de l'écoulement de la puissance optimale du réseau électrique dans le but de minimiser le coût global. Jia et al [66] aborde l'avantage de l'UPFC pour faciliter l'intégration de la production d'énergie éolienne dans les réseaux électriques. Sean et al [67] présente un modèle de réseau appliqué à une usine de fabrication existante en Irlande, afin d'analyser ses effets sur les émissions de carbone et le coût de la production.

Dans la littérature, il existe plusieurs techniques pour résoudre le problème d'écoulement de puissance optimale. Les techniques de résolution les plus populaires sont, les méthodes analytiques et les méthodes méta-heuristiques, de ces deux méthodes, plusieurs méthodes sont dérivées. La méthode classique ou analytique transforme le réseau électrique en un modèle

mathématique sous forme d'un ensemble des équations non-linéaires souvent de très grande taille. Cette méthode semble plus intéressante mais sa plus grande limitation provient de la puissance de calcul énorme nécessaire qui ne permet pas d'utiliser des modèles trop détaillés, rendant la solution inadéquate à être utilisée pour un réseau électrique réel. Les méthodes méta-heuristiques sont des algorithmes d'optimisation visant à résoudre les problèmes d'optimisation difficiles. Elles sont souvent inspirées par des systèmes naturels [10].

1.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des notions de base sur la stabilité des réseaux électriques et une généralité sur ces différents types. Nous avons présenté également une analyse fine sur la stabilité de la tension dans le réseau électrique. Ensuite, une étude des méthodes d'analyse existantes dans la littérature de la stabilité de la tension, et des nouvelles méthodes intelligentes d'analyse et d'évaluation en ligne a été faite en montrant leurs avantages et leurs inconvénients. En dernier lieu, nous avons présenté quelques solutions envisagées permettant d'améliorer la stabilité de la tension. Dans le prochain chapitre, nous allons présenter, en premier, les principes généraux des méthodes d'intelligence artificielles du système inférence neuro-floue adaptatif ANFIS, et la méthode d'optimisation papillons de nuit (moth-flame MFO). Puis le nouveau modèle hybride ANFIS-MFO.

Chapitre 2 : Evaluation de la stabilité de tension par la méthode hybride ANFIS-MFO

2.1 Introduction

Suite à la consommation d'énergie électrique qui ne cesse d'augmenter, les réseaux électriques deviennent de plus en plus chargés. Cet état entraîne de nombreuses conséquences telles que, la difficulté de maintenir un profil de tension acceptable qui peut conduire à l'instabilité du réseau. L'application des techniques de l'intelligence artificielle comme le système d'inférence neuro-floue adaptative (Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS)) qui combine la puissance de calcul des réseaux neuronaux avec la capacité de raisonnement de système d'inférence floue, aide à résoudre ces problèmes.

Dans ce chapitre, un nouveau modèle hybride combinant l'ANFIS et l'algorithme d'optimisation méta-heuristique, papillon de nuit (Moth-flame Optimisation Algorithm (MFO)), est proposé pour l'évaluation en ligne de la stabilité de tension. L'algorithme MFO est adapté pour déterminer la valeur optimale du paramètre interne de l'ANFIS « Cluster radius » afin d'obtenir un meilleur compromis complexité-précision dans la conception de l'ANFIS. Le modèle ANFIS-MFO développé utilisait les amplitudes des tensions et leurs phases obtenues à partir des jeux de barres critiques du réseau comme variables d'entrée alors que l'indice de stabilité de tension de ligne comme vecteur de sortie.

2.2 Système d'Inférence Neuro-Floue Adaptative (ANFIS)

2.2.1 Généralités de l'ANFIS

L'intelligence artificielle créée par John McCarthy [68] est une discipline scientifique visant à rechercher, développer et simuler le comportement humain et ses règles. Les techniques d'intelligence artificielle incluant la science cérébrale, la neurologie et la technologie de l'information sont largement utilisées dans tous les domaines de la vie humaine pour remplacer les cerveaux humains. L'intention originale de l'intelligence artificielle n'était pas seulement de développer des algorithmes intelligents, mais aussi de comprendre le comportement humain et de travailler en conséquence, ce qui nécessite une interaction directe avec le monde réel. L'intelligence artificielle a évolué au cours du temps et continuera de croître pour approfondir la recherche et améliorer les produits et les services que nous avons tendance à utiliser [68].

Plusieurs algorithmes de l'intelligence artificielle ont été développées dans la littérature, parmi lesquelles on peut citer : réseaux de neurone artificiel (RNA), système inférence floue (SIF) et système d'inférence neuro-floue adaptative (adaptive neuro-fuzzy inference system ANFIS) qui combine les deux algorithmes suivants :

- **Réseau de neurone artificiel :** Qui a comme origines dans certaines propriétés des neurones biologiques. Les premières recherches remontent à la fin du 19^{ème} et au début du 20^{ème} siècle. La première application concrète des réseaux de neurones artificiels est survenue avec l'invention du réseau perceptron simple par (Frank Rosenblatt) qui a démontré ses habilités à reconnaître des formes mais ne pouvait résoudre qu'une classe de problème et son application est très limitée. Plusieurs critiques ont été montrés sur ce réseau à cause de sa limitation d'utilisation jusqu'à l'invention de l'algorithme de rétro-propagation de l'erreur qui est une réponse à ces critiques. Ce nouveau développement qui a littéralement ressuscité le domaine des réseaux de neurones et donné naissance à de nouvelles théories, de nouvelles structures et de nouveaux algorithmes [69]. Les réseaux de neurones servent aujourd'hui à toutes sortes d'applications dans divers domaines. Grâce à leur capacité de stockages d'informations, la robustesse de la tolérance aux pannes et la capacité de généralisation dans le diagnostic de panne, les réseaux de neurones ont une application importante. Par exemple, auto-pilote pour avion, système de guidage pour automobile, systèmes de lecture automatique de chèques bancaires et d'adresses postales, systèmes de traitement du signal pour différentes applications militaires, des réseaux sont aussi utilisés pour bâtir des systèmes de vision par ordinateur, pour faire des prévisions sur les marchés monétaires, pour le diagnostic médical, pour différents processus manufacturiers, pour l'exploration pétrolière ou gazière, en robotique, en télécommunication, les réseaux de neurones ont aujourd'hui un impact considérable et, il y a fort à parier, que leur importance ira grandissant dans le futur [69].

Il existe plusieurs architectures du réseau de neurones en fonction du nombre de couches, et de la structure des connexions entre neurones à savoir réseaux mono couche, réseaux multicouches, réseaux à connexions locales et réseaux à connexions complètes.

Dans notre étude, le type du réseau qui nous intéresse est le réseau multicouche.

- **Système d'inférence floue (SIF):** Depuis de nombreuses années, la logique floue, classée dans les sciences de raisonnement, suscite beaucoup d'intérêt. Avec ses modèles flous, elle a connu un succès remarquable dans la description des systèmes complexes. Ces modèles ont la même structure interne et utilisent un mécanisme d'inférence appelé systèmes à inférences floues. La première génération de SIF proposée par Mamdani, Assilian en 1975 s'appuyait sur la capacité de la logique floue à modéliser le langage naturel. Puis, une deuxième approche proposée par Takagi, Sugeno en 1985 s'appuyait sur des algorithmes d'apprentissage automatique à partir des données [70]. La logique floue fut développée par L. A. Zadeh en 1965 à partir de sa théorie des sous-ensembles flous. Les sous-ensembles flous sont une manière mathématique de représenter l'imprécision de la langue naturelle, ils peuvent être considérés comme une généralisation de la théorie des ensembles classiques [6]. Elle est aussi appelée "logique linguistique" car ses valeurs de vérité sont des mots du langage courant, et a pour objectif l'étude de la représentation des connaissances imprécises, des raisonnements approchés et elle cherche à modéliser les notions vagues du langage naturel pour couvrir l'inadéquation de la théorie des ensembles classiques dans ce domaine [71].

Dans la littérature, deux modèles primaires permettent de générer des systèmes d'inférences flous : le modèle de Mamdani et le modèle de Takagi-SugenoKang (TSK) [70]. Les modèles de Mamdani permettent une description linguistique du système par une base des règles. Ces modèles nécessitent un grand nombre de règles pour approcher le comportement global d'un système et ils possèdent une capacité de représentation limitée qui ne permettent pas d'intégrer directement des connaissances objectives sur le système. Ainsi des connaissances exprimées sous forme analytiques décrivant la structure physique du système, et ne peuvent pas être pris en compte directement. Sugeno et ces collaborateurs ont proposé une classe de modèles qui permet de représenter ce type d'information [72].

Le système d'inférence floue est très utile lorsqu'on se trouve confronté à des systèmes qui ne sont pas ou difficilement modélisables avec les outils classiques. Il est très avantageux si on peut fournir au système un ensemble de règles exprimé en langage naturel pour permettre de raisonner et de tirer des conclusions. Plus l'expertise humaine d'un système est importante et plus on est capable d'ajouter des règles d'inférences au système. Le système d'inférence floue permet de contrôler des systèmes complexes non forcément modélisables, de façon

intuitive, de créer et d'opérer des systèmes de prévision avec un bon niveau d'expertise humaine. Cependant, des inconvénients ont été démontrés comme, les règles doivent être disponibles, le SIF ne peut pas apprendre, et l'adaptation difficile au changement de l'environnement [73].

- **Systèmes Neuro-Flous** : les systèmes Neuro-Flous sont des outils attrayants et intéressants, permettent de combiner les avantages de deux techniques complémentaires pour résoudre des problèmes complexes et non linéaires. Les systèmes d'inférence flous exploitent des règles linguistiques traduisant une connaissance sur la dynamique du système. Des algorithmes de clustering sont créés afin de construire des modèles SIF à partir de données, ils partitionnent une collection de données en sous-ensembles. Cependant, il n'a pas à même d'apprendre, ainsi que les règles sont parfois difficiles à formuler. La solution consiste à utiliser les propriétés des réseaux de neurone afin d'apprendre, et d'en adapter les paramètres en conséquences. Par la suite, l'exploration de la modélisation qui utilise les ensembles flous s'est faite par Takagi et Sugeno (1985) [70] et qui a été développée par Jang [44] pour donner naissance à la nouvelle architecture qui est très performante et atteint un large domaine d'application [74]. Comme traitement des eaux [75], génie géomatique [76], génie civile [77], génie énergétique [78] permettant des applications démontrant la bonne performance de l'ANFIS dans la prédiction, l'approximation et la surveillance de la relation non linéaire avec plusieurs entrées et sorties. Le modèle SIF de Takagi-Sugeno est largement utilisé dans l'application de la méthode ANFIS.

2.2.2 Architecture de l'ANFIS

ANFIS introduit par Jang [44] est un système d'inférence neuro-flou adaptatif qui consiste à utiliser un réseau neurone de type perceptron multicouches (MLP) à 5 couches pour lequel chaque couche correspond à la réalisation d'une étape d'un système d'inférence floue de type Takagi-Sugeno. Pour la simplicité, nous supposons que le système d'inférence flou a deux entrées x et y , et a comme une sortie f . la Figure 2.1 présente l'architecture ANFIS en utilisant deux règles floues "if-then".

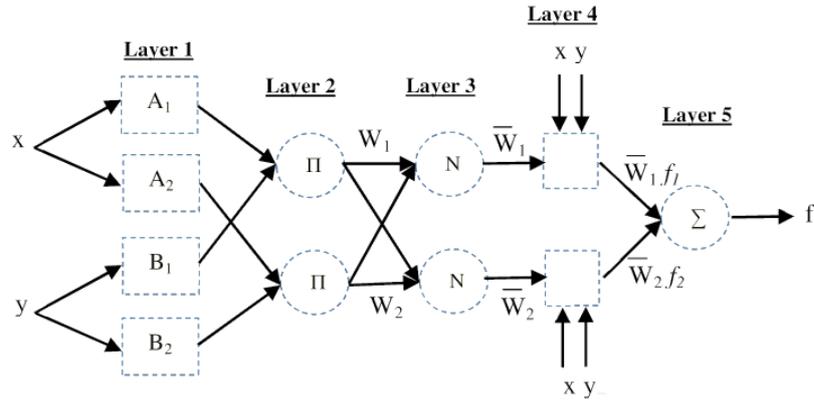


Figure 2.1 Structure de l'ANFIS avec deux entrées et deux règles

Les deux règles floues de type Takagi-Sugeno, sont donnés :

$$\text{Rule 1: if } x \text{ is } A_1 \text{ and } y \text{ is } B_1, \text{ then } f_1 = p_1 x + q_1 y + r_1 \quad 2.1$$

$$\text{Rule 2: if } x \text{ is } A_2 \text{ and } y \text{ is } B_2, \text{ then } f_2 = p_2 x + q_2 y + r_2 \quad 2.2$$

Où x et y sont les entrées, A_i et B_i sont les ensembles flous, f_i est la sortie i_{th} , p_i , q_i et r_i sont les paramètres de conception déterminés par le réseau de neurones. Généralement, l'ANFIS est constitué de cinq couches configurées de manière analogue à n'importe quel réseau de neurones à alimentation directe multicouche. La fonctionnalité de l'ANFIS peut être décrite de la manière suivante :

- **Première Couche :** Cette couche comporte autant de neurones qu'il y a de sous-ensembles flous dans le système d'inférence représenté. Chaque neurone calcule le degré de vérité d'un sous ensemble flou particulier par sa fonction de transfert. La seule restriction sur le choix de cette fonction concerne sa dérivabilité. En retrouve dans la littérature, l'utilisation, de fonctions gaussiennes et les paramètres modifiables sont le centre et la pente de la gaussienne.

La fonction d'activation des neurones i de la première couche est

$$f_i^1 = \mu_{A_i}(x) \quad 2.3$$

Avec x est l'entrée au neurone i , A_i est un sous ensemble flou correspondant au variable x . En d'autres termes, f_i^1 est la fonction d'appartenance du A_i et qui indique le degré auquel la donnée x satisfait le quantifier A_i . Nous choisissons $\mu_{A_i}(x)$ pour être en forme de (Gaussien, triangle, trapézoïdal) avec le maximum égal à 1 et le minimum égal à 0.

- **Deuxième Couche**

Sert à calculer le degré d'activation des prémisses. Les neurones de cette couche représentent chacun la prémisse d'une règle. Ils reçoivent en entrée le degré de la vérité des différents sous-ensembles flous composant cette prémisse, ensuite le calcul de son propre degré de vérité sera chargé. Les fonctions d'activation utilisées pour ces neurones dépendant des opérateurs présents dans les règles ('and' ou 'or'). La fonction d'activation des neurones 'i' de la première couche est :

$$W_k = \mu_{A_i}(x) \cdot \mu_{B_i}(y), \quad i = 1, 2 \quad 2.4$$

Où k représente le nombre de règle, i représente le nombre de partition de x , et j le nombre de partition de y .

- **Troisième Couche**

Normalise le degré d'activation des règles. Chaque neurone dans cette couche est un neurone de cercle noté N . le $i^{\text{ème}}$ neurone calcule le rapport entre $i^{\text{ème}}$ poids de règles et la somme de tous les poids des règles. Cette opération est appelée *la normalisation des poids*.

$$W_i = \frac{W_i}{W_1 + W_2}, \quad i = 1, 2 \quad 2.5$$

- **Quatrième Couche**

Chaque nœud de cette couche est un nœud adaptatif à une sortie, avec une fonction de nœud définie comme :

$$f_k^4 = \overline{W}_k \times f_k = \overline{W}_k \times (p_k x + q_k y + r_k) \quad 2.6$$

Où \overline{W}_k est la sortie de la troisième couche, et (p, q, r) est l'ensemble des paramètres. Ces paramètres sont appelés paramètres conséquents.

- **Cinquième Couche**

Contient un seul neurone, c'est un neurone fixe ou non adaptatif qui calcule la sortie globale en tant que la somme de tous les signaux entrants provenant du nœud précédent. Dans cette couche, un nœud de cercle est étiqueté comme :

$$f^5 = \sum_k \overline{W}_k \times f_k^4 \quad 2.7$$

L'ANFIS applique le mécanisme d'apprentissage des réseaux neurones sur des techniques d'inférence floues. D'un autre terme L'ANFIS est un système d'inférence floue dont les paramètres des fonctions d'appartenances sont ajustés en utilisant l'algorithme

d'apprentissage rétro-propagation, ou en combinaison avec un autre type d'algorithmes comme celui du moindre carré. D'après la structure de l'ANFIS illustrée dans la Figure 2.1, la sortie globale peut être exprimée en tant que des combinaisons linéaires des paramètres conséquents. Avec plus de précision, la sortie sur la Figure 2.1 peut être réécrite comme :

$$f = \frac{w_1}{w_1 + w_2} f_1 + \frac{w_2}{w_1 + w_2} f_2 \quad 2.8$$

Les avantages de cette technique intelligente sont [45]:

- Exploitation de la connaissance disponible, grâce à la base de règles ;
- Réduction de la taille de la base de règles : il suffit d'avoir des règles générales, les détails seront fournis par le Réseau de Neurone ;
- Réduction de la complexité de l'apprentissage : le Réseau de Neurone doit simplement apprendre les cas particuliers ou les exceptions, et pas le problème complet ;
- Efficacité immédiate dès le début de l'apprentissage et la possibilité d'éviter des comportements initiaux erratiques.

2.2.3 Type de l'ANFIS

ANFIS a été appliquée à des systèmes complexes et de grande dimension, cependant il invoque le problème de l'explosion combinatoire des règles, des paramètres et des données. La création d'un système d'inférence floue (SIF) avec le nombre minimum de règles est une question importante dans le développement d'un ANFIS, car le nombre total de paramètres ANFIS qui doivent être ajustés augmente considérablement avec l'augmentation du nombre de règles. Pour la génération FIS, les algorithmes de regroupement flous (Fuzzy clustering algorithms) forment une famille bien identifiée de techniques d'induction de règles. Nous pouvons utiliser cette information de regroupement pour générer un système d'inférence floue de type Sugeno, qui modélise mieux le comportement des données en utilisant un nombre minimum de règles. Le regroupement (clustering) divise les objets en sous-classes significatives, de sorte que les membres d'un même groupe (cluster) sont assez similaires, alors que les membres des différents clusters sont assez différents les uns des autres. Plusieurs méthodes ont été proposées comme le partitionnement de la grille (Grid partition), les C-moyennes floues (fuzzy C-means) [79], la classification soustractive (Subtractive Clustering (SC)) [80].

2.2.3.1 Grid Partition (GP)

La méthode GP génère une structure FIS de type Sugeno à partir d'ensembles de données d'apprentissage, GP divise l'espace de données en sous-espaces rectangulaires appelés «grilles» en fonction du nombre de fonctions d'appartenance et de leurs types. L'utilisation de la partition de grille dans n'importe quelle application est limitée en raison de la malédiction des dimensions. Le nombre de règles floues augmente exponentiellement lorsque le nombre de variables d'entrée augmente. Par conséquent, la partition de grille ne convient qu'aux applications avec un petit nombre de variables d'entrée (généralement inférieures à 6). Les modèles de partitionnement de la grille peuvent s'exécuter avec précision avec un nombre limité de fonctions d'appartenance. Cela nécessite moins de temps de simulation. Cette méthode permet d'obtenir de faibles valeurs d'erreur en utilisant un nombre limité de fonctions d'appartenance. Des problèmes peuvent être rencontrés lorsque nous avons un nombre modérément élevé d'entrées [79].

2.2.3.2 Les Fuzzy C-means (FCM)

Cet algorithme peut être adopté pour réduire la dimension des clusters ainsi que le temps d'apprentissage, puisque le nombre de règles floues est égal au nombre de fonctions d'appartenance quelle que soit la dimension des entrées. FCM tente de partitionner les données numériques dans des clusters. L'appartenance d'un point de données à un cluster spécifique est exprimée par la valeur d'appartenance de ce point à ce cluster. La valeur d'appartenance est calculée par la minimisation d'une fonction objective de FCM, qui recherche l'appartenance ressortant le moins d'erreur. Pendant l'apprentissage de l'ANFIS, l'algorithme d'optimisation hybride est employé pour déterminer les valeurs optimales des paramètres du SIF de type takagi-Sugeno. Il utilise une combinaison de la méthode des moindres carrés, et de la descente de gradient par rétro-propagation pour l'apprentissage paramétrique des fonctions d'appartenance du système d'inférence floue [79].

2.2.3.3 Subtractive Clustering (SC)

Dans l'algorithme SC, il est supposé que chaque point de données est un centre de cluster possible. Basé sur la concentration des points de données voisins, il calcule un degré de possibilité que chaque point de données définisse le centre du cluster. Le point de données avec la plus grande possibilité d'être le premier centre de cluster est déterminé par un algorithme. Afin de décider, le cluster de données suivant et de sa position centrale, il élimine tous les points de données à proximité du premier centre de cluster tel que défini par le cluster

radius. L'itération se poursuit jusqu'à ce que toutes les données se trouvent à l'intérieur du centre de cluster radius. IL existe quatre paramètres d'algorithme de soustractive clustering, le cluster radius, squash factor, accepted ratio and rejected ratio. Le paramètre cluster radius est l'un de ces paramètres qui ont un impact important sur les capacités de complexité et de généralisation de l'ANFIS. Un petit cluster radius produira généralement de nombreux petits groupes dans les données, ce qui conduira à de nombreuses règles et un large cluster radius mènera généralement à moins de cluster [80]. La technique SC partitionne les données d'entrée-sortie en cluster, et adapte l'architecture de l'ANFIS au nombre minimum de règles pour un réseau électrique assez complexe et avec une grande dimension.

Cet algorithme se résume comme suit :

- **Etape1:** Choisir le point de donnée avec le plus grand potentiel d'être le centre du premier groupe ;
- **Etape2:** Évincer tous les points dans le voisinage du 1^{er} centre de l'amas déterminé par le cluster radius ;
- **Etape3:** Déterminer le prochain centre ;
- **Etape4:** Itérer le processus jusqu'à ce que toutes les données soient dans un rayon du centre d'un amas.

2.3 Optimisation des paramètres de l'ANFIS

2.3.1 Méthodes d'optimisation méta-heuristiques

L'optimisation est une branche mathématique cherchant à modéliser, analyser et résoudre analytiquement ou numériquement des problèmes qui consistent à minimiser ou maximiser une fonction sur un ensemble. Les problèmes d'optimisation en électrotechnique présentent plusieurs difficultés liées aux besoins de l'utilisateur, aux caractéristiques du problème à résoudre et au temps de calcul. De nombreux travaux s'appuient sur des méthodes de résolution exactes permettant d'obtenir une solution dont l'optimalité est garantie, dans certaines situations, on peut cependant chercher des solutions d'une bonne qualité, sans garantie d'optimalité, mais au profit d'un temps de calcul plus réduit. Pour cela, on applique des méthodes appelées méta-heuristiques, adaptées à chaque problème traité, avec cependant l'inconvénient de ne disposer en retour d'aucune information sur la qualité des solutions obtenues.

Les méta-heuristiques sont généralement des algorithmes stochastiques itératifs, qui progressent vers un optimum global, c'est-à-dire l'extremum global d'une fonction,

par échantillonnage d'une fonction objectif. Elles se comportent comme des algorithmes de recherche, tentant d'apprendre les caractéristiques d'un problème afin d'en trouver une approximation de la meilleure solution. Il existe un grand nombre de méta-heuristiques, allant de la simple recherche locale à des algorithmes complexes de la recherche globale. Ces méthodes utilisent cependant un haut niveau d'abstraction, leur permettant d'être adaptées à une large gamme de problèmes différents [81].

Les méthodes d'optimisation peuvent alors être partagées en deux catégories : les méthodes locales, qui permettent de déterminer un minimum local, et les méthodes de la recherche globale, qui s'efforcent de déterminer un optimum global. Afin d'améliorer les performances d'une recherche, plusieurs auteurs ont pensé à combiner ces deux approches [82]. L'algorithme résultant possède alors deux phases : l'exploration et l'exploitation. L'exploration permet à l'algorithme de rechercher de nouvelles solutions dans l'espace de la recherche. Lors de cette phase, on cherchera des solutions dans des espaces encore non explorés afin de trouver d'éventuels optimums locaux. La phase d'exploitation, quant à elle, utilise les résultats obtenus lors de la phase d'exploration, afin de sélectionner le sous-espace de recherche le plus prometteur, et de "plonger" vers l'optimum local le plus proche. C'est dans cette phase que l'on essaiera d'obtenir la meilleure précision possible pour une solution.

Dans cette section, on se base sur la définition et le principe d'une nouvelle méthode d'optimisation méta-heuristique dit algorithme des papillons de nuit ou Moth-Flame Optimization (MFO).

2.3.2 Algorithme d'optimisation papillon de nuit (MFO)

MFO est un nouvel algorithme inspiré de la nature est proposé pour concurrencer les algorithmes d'optimisation actuels. L'inspiration principale de cet algorithme proposé est le mécanisme de navigation des papillons de nuit dans la nature appelé orientation transversale, où les papillons volent à un angle constant par rapport à une source de lumière lointaine, comme représente la Figure 2.2. Cependant, si la lumière est extrêmement proche (Flammes) aux papillons, nous observons que les papillons volent en spirale autour d'elle dans un espace de recherche et les flammes sont la meilleure position des papillons obtenue, représentée par la Figure 2.3 [10]. Les papillons et les flammes sont considérés comme une solution, alors qu'ils diffèrent de leur analyse et de leur mise à jour.

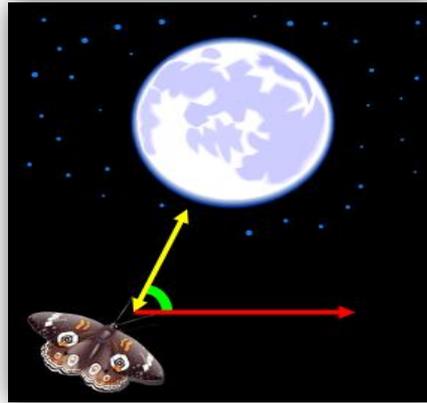


Figure 2.2 Orientation Transversale

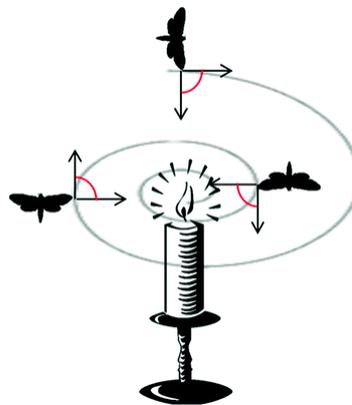


Figure 2.3 Vol en spirale du papillon autour de sources de lumière proches

Dans l'algorithme MFO, l'ensemble des papillons est représenté dans la matrice M . Pour tous les papillons, il y a un vecteur TM pour stocker les valeurs de fitness correspondantes. Les seconds composants clés de l'algorithme sont les flammes. Une matrice F similaire à la matrice des moths est considérée. Pour les flammes, il est également supposé qu'il existe un vecteur OF pour stocker les valeurs de fitness correspondantes. L'algorithme MFO a trois étapes qui se rapproche de l'optimal global des problèmes d'optimisation et distinct comme suit :

$$MFO = (I, P, T) \quad 2.9$$

I est une fonction qui génère une population aléatoire de papillons et la valeur de fitness correspondante.

$$I : \Phi = \{M, OM\} \quad 2.10$$

La fonction P , qui est la fonction principale, déplace les papillons autour de l'espace de la recherche. Cette fonction a reçu la matrice M et retourne sa mise à jour éventuellement.

$$P : M \rightarrow M$$

La fonction T return 'true' si le critère d'arrêt est satisfait et 'false' si le critère d'arrêt n'est pas satisfait :

$$T : M \rightarrow \{true, false\} \quad 2.11$$

Avec I , P et T , le cadre général de l'algorithme MFO est défini comme suit:

```

M(I);
While T(M) is equal to false
M=P(M)
End

```

Après l'initialisation, la fonction P est exécutée itérativement jusqu'à ce que la fonction T return la valeur 'true'. La fonction I doit générer des solutions initiales et calculer les valeurs de la fonction objective.

Pour simuler mathématiquement le comportement des papillons, la position de chaque papillon est mise à jour par rapport à une flamme en utilisant l'équation suivante

$$M_i = S(M_i, F_j) \quad 2.12$$

Où M_i indique le $i^{\text{ème}}$ papillon, F_j indique la $j^{\text{ème}}$ flamme, et S est la fonction spirale. Tout type de fonction spirale peut être utilisé ici sous réserve des conditions suivantes :

- Le point spiral initial devrait commencer à partir du papillon ;
- Le dernier point spiral devrait être la position de la flamme ;
- La fluctuation de la gamme de spirale ne doit pas dépasser l'espace de la recherche.

Considérant ces points, une spirale logarithmique est définie pour l'algorithme MFO comme suit :

$$S(M_i, F_j) = D_i \cdot e^{bt} \cdot \cos(2\pi t) + F_j \quad 2.13$$

Où D indique la distance du $i^{\text{ème}}$ papillon pour la $j^{\text{ème}}$ flamme, b est une constante pour déterminer la forme de la spirale logarithmique, et 't' est un nombre aléatoire dans [-1, 1]. Le mouvement spiral est l'élément principal de la méthode proposée car il dicte comment les papillons mettent à jour leurs positions autour des flammes. L'équation spirale permet à un papillon de voler autour d'une flamme et pas nécessairement dans l'espace entre eux. Par conséquent, l'exploration et l'exploitation de l'espace de la recherche peuvent être garanties.

Le logarithmique spirale, l'espace autour de la flamme, et la position en fonction de différentes valeurs de 't' sont illustrés par la Figure 2.4.

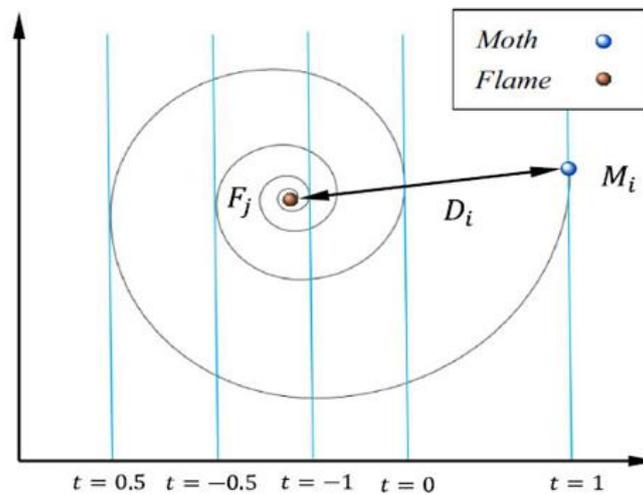


Figure 2.4 Logarithmique spirale, autour d'une flamme en fonction de t

Le paramètre 't' définit dans quelle mesure la position suivante du papillon doit être proche de la flamme ($t = -1$ est la position la plus proche par rapport à la flamme, tandis que $t = 1$ est la plus éloignée).

D est calculé comme suit :

$$D_i = |F_j - M_i| \quad 2.14$$

Où M_i indique le $i^{\text{ème}}$ papillon, F_j est la $j^{\text{ème}}$ flamme, et D_i est la distance du $i^{\text{ème}}$ papillon pour la $j^{\text{ème}}$ flamme. L'équation 2.13 décrit la trajectoire spirale des papillons. De cette équation, la position suivante d'un papillon est définie par rapport à une flamme.

A chaque itération et après avoir mis à jour la liste des flammes, les flammes sont triées en fonction de leurs valeurs de fitness. Les papillons mettent alors à jour leurs positions par rapport aux flammes correspondantes. Le premier papillon met toujours à jour sa position par rapport à la meilleure flamme, tandis que le dernier papillon met à jour sa position par rapport à la pire flamme de la liste. La Figure 2.4 montre comment chaque papillon est assigné à une flamme dans la liste des flammes.

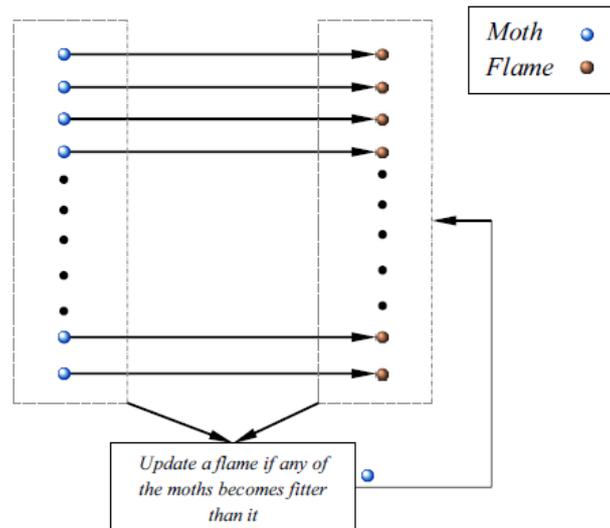


Figure 2.5 Chaque papillon est assigné à une flamme

La question qui peut être soulevée ici est que la mise à jour de la position dans l'équation 2.13 nécessite seulement que les papillons se déplacent vers une flamme, mais cela fait que l'algorithme MFO est piégé rapidement dans des optima locaux. Pour éviter cela, chaque papillon est obligé de mettre à jour sa position en utilisant seulement l'une des flammes de l'équation 2.14. Une autre préoccupation ici est que la mise à jour de la position des papillons par rapport à n emplacements différents dans l'espace de recherche peut dégrader l'exploitation des meilleures solutions prometteuses. Pour résoudre ce problème, un mécanisme adaptatif est utilisé pour fournir le nombre de flammes. La formule suivante est utilisée à cet égard:

$$\text{flame no} = \text{round} \left(N - I * \frac{N - 1}{T} \right) \quad 2.15$$

Où I est le nombre actuel d'itérations, N est le nombre maximum de flammes, et T indique le nombre maximum d'itérations. La diminution progressive du nombre de flammes équilibre l'exploration et l'exploitation de l'espace de recherche.

Nous avons présenté la méthode d'optimisation basées sur les méta-heuristiques utilisées dans le domaine des réseaux électriques. Cette méthode d'optimisation nommée papillons de nuit MFO sera par la suite utilisée pour déterminer les paramètres internes du système d'inférence neuro-flou adaptatif, afin d'améliorer les performances du modèle hybride proposé pour l'évaluation et la surveillance de la stabilité de la tension dans les réseaux électriques en raison de fournir alimentation continue aux consommateurs et garantir la sécurité du système.

2.4 Méthode hybride ANFIS-MFO

Les propriétés de la méthode d'optimisation MFO la rendent appropriée pour concevoir des systèmes d'inférence neuro-flou adaptatifs. Pour générer les règles du système d'inférence floue, l'algorithme de SC est utilisé. Cet algorithme est caractérisé par un temps de calcul assez réduit avec une grande précision quel que soit le nombre des entrées. Cependant, pour atteindre cette occurrence, le paramètre essentiel cluster radius de l'algorithme SC doit être optimisé.

Dans cette sous-section l'algorithme MFO est adapté pour optimiser le paramètre Cluster radius. Le processus du modèle hybride proposé ANFIS-MFO peut être résumé dans les étapes suivantes :

Etape 1 : générer les données d'apprentissage et du test ;

Etape 2 : définir les valeurs des paramètres MFO, tels que :

- Le nombre de Moths ;
- Le nombre maximum d'itérations ;
- Le nombre de variables ;
- Les limites supérieures et inférieures des variables (valeurs supérieures et inférieures du cluster radius).

Etape 3 : initialisation de la position des Moths et le nombre de flammes ;

Etape 4 : mettre à jour le numéro de flamme ;

Etape 5 : apprentissage du modèle ANFIS et calcul de la valeur de fitness de chaque Moth.

Etape 6 : la population de Moths ayant les valeurs de fitness optimales sera sélectionnée comme flamme ;

Etape 7 : mettre à jour la position du Moth par rapport à la flamme correspondante ;

Etape 8 : obtenir de la meilleure valeur du Moths et du fitness ;

Etape 9 : si le critère d'arrêt est atteint, passer à l'étape 10. Sinon, répéter les étapes 4 à 9 ;

Etape 10 : Sélection du meilleur Moth y compris la meilleure valeur de fitness, et l'obtention de la valeur optimale du cluster radius.

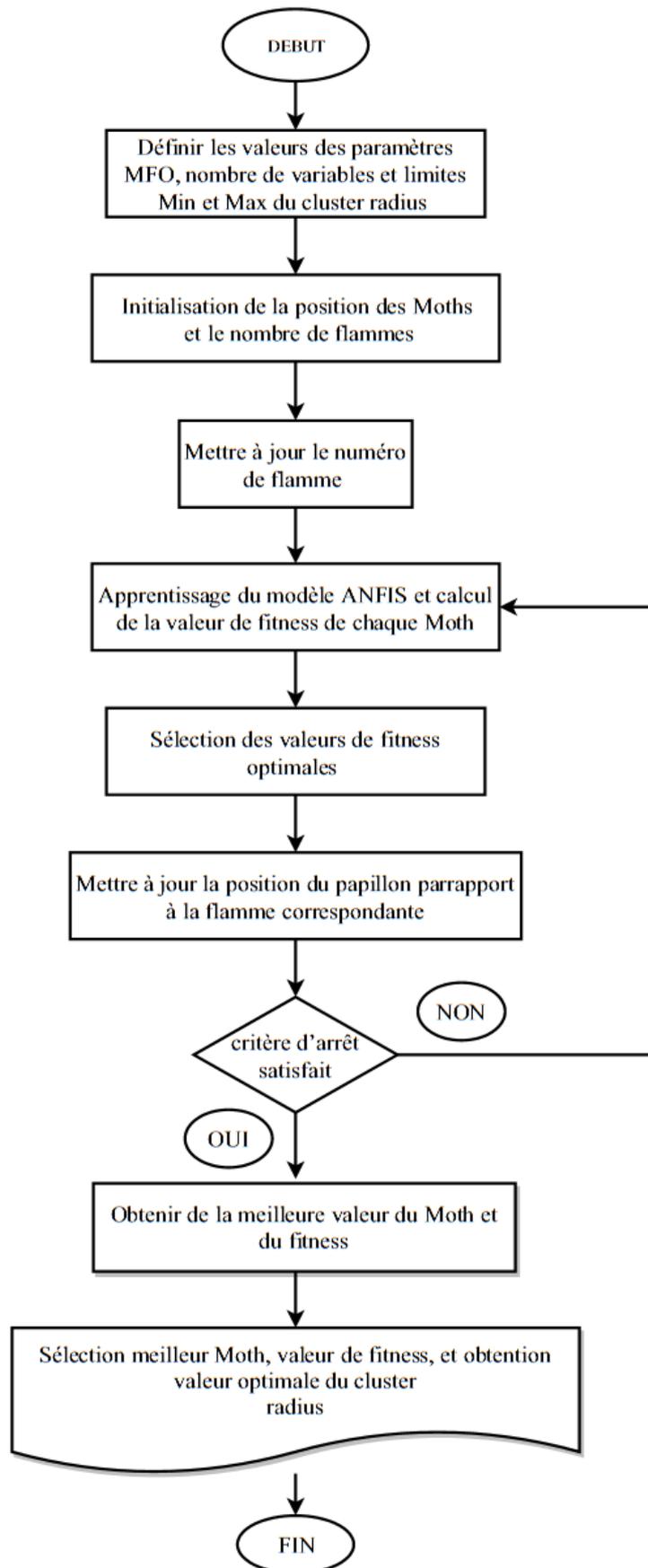


Figure 2.6 Organigramme du modèle hybride ANFIS-MFO

La Figure 2.6 représente l'implantation de la méthode MFO pour déterminer la valeur optimale du paramètre de l'algorithme SC en raison de minimiser les fonctions d'appartenances, réduit le temps de calcul et maximise la précision de l'ANFIS.

2.5 ANFIS-MFO pour l'évaluation de la stabilité de tension

2.5.1 Formulation de l'indice de stabilité de ligne (L_{mn})

Généralement les indices de stabilité de ligne sont formulés sur la base du concept du réseau électrique sur une seule ligne. Une seule ligne dans un réseau interconnecté est illustrée par la Figure 2.7.

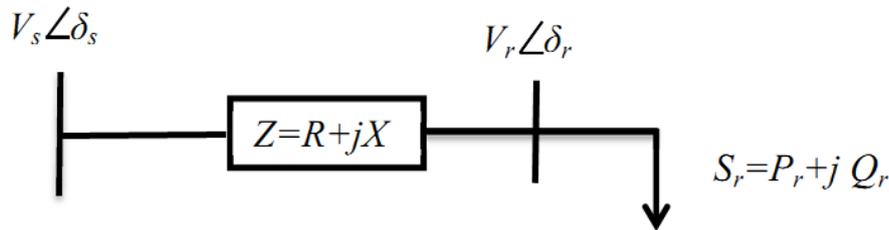


Figure 2.7 Modèle d'un réseau électrique à 2 jeux de barres

Où, V_s et V_r sont les tensions d'extrémité de départ et d'arrivé, respectivement.

δ_s et δ_r sont l'angle de phase aux jeux de barres émetteurs et récepteurs.

Z est l'impédance de la ligne.

R est la résistance de la ligne.

X est la réactance de la ligne.

θ Angle de l'impédance.

Q_r est la puissance réactive au jeu de barres d'arrivé.

P_r est la puissance active au jeu de barres d'arrivé.

L'indice de stabilité de ligne L_{mn} proposé par Mogavimi [34] est basé sur le concept de flux de puissance à travers une seule ligne.

A partir des équations d'écoulement de puissance :

$$s_r = \frac{|V_s||V_r|}{Z} \angle (\theta - \delta_s + \delta_r) - \frac{|V_r|^2}{Z} \angle \theta \quad 2.16$$

Si cette équation est séparée en puissance active et réactive, alors :

$$P_r = \frac{V_s V_r}{Z} \cos(\theta - \delta_s + \delta_r) - \frac{V_r^2}{Z} \cos \theta \quad 2.17$$

$$Q_r = \frac{V_s V_r}{Z} \sin(\theta - \delta_s + \delta_r) - \frac{V_r^2}{Z} \sin \theta \quad 2.18$$

Définir $\delta = \delta_s - \delta_r$ et résoudre l'équation pour V_r , alors :

$$V_r = \frac{V_s \sin(\theta - \delta) \pm \left\{ [V_s \sin(\theta - \delta)]^2 - 4ZQ_r \sin \theta \right\}^{0.5}}{2 \sin \theta} \quad 2.19$$

Si nous substituons $Z \sin \theta = X$ et considérons la condition que la valeur de la racine carrée doit être positive :

$$[V_s \sin(\theta - \delta)]^2 - 4Q_r X \geq 0 \quad 2.20$$

Ou autrement :

$$L_{mn} = \frac{4XQ_r}{[V_s \sin(\theta - \delta)]^2} \leq 1 \quad 2.21$$

Cet indice peut être utilisé pour calculer la marge de la stabilité de tension d'un réseau électrique, tant que L_{mn} est inférieur à 1 le réseau électrique est stable.

2.5.2 Identification et classement des jeux de barres critiques

Les indices de stabilité de tension sont très applicables pour analyser la stabilité de la tension du réseau électrique. Ces indices sont les grandeurs scalaires qui sont mises en œuvre pour observer les changements des paramètres du réseau électrique. En plus de cela, ces indices sont également utilisés pour quantifier la distance du point de fonctionnement particulier avec le point d'effondrement de la tension. Cependant, en utilisant l'indice de stabilité de la ligne pour déterminer et classer les jeux des barres les plus critiques dans le réseau électrique. L'identification des jeux des barres critiques peut mathématiquement être formulée comme un problème d'optimisation non-linéaire, où l'objectif principal est la détermination de l'emplacement optimal des sources de la puissance réactive. La fonction objective, qui a été traitée à l'aide d'algorithmes MFO, inclue le coût du combustible et l'indice de stabilité de la tension (L_{mn}). Le problème général d'optimisation peut être écrit sous la forme suivante [83] :

$$Min[f] = \sum_{i=1}^{NG} f_i + \lambda_m \sum_{i=1}^{NL} L_{mn} \quad 2.22$$

Avec f_i est le coût du combustible des générateurs, NG est le nombre de générateurs, NL est le nombre de branches dans le réseau électrique. λ_m est un facteur de pénalité.

La courbe du coût du combustible est modélisée par la fonction quadratique comme :

$$f_i = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad 2.23$$

Où P_{Gi} est la puissance active produite dans le $i^{ème}$ générateur ; a_i , b_i et c_i sont les facteurs invariants.

Les pertes de puissance active sont exprimées à partir de l'équation du bilan de puissance active comme suit :

$$P_{Loss} = \sum_{i \in NG} P_{Gi} - \sum_{j \in NL} P_{Lj} \quad 2.24$$

Les contraintes d'égalité et d'inégalité à satisfaire lors de la recherche de la solution optimale peuvent s'écrire :

$$\begin{cases} P_{gi} - P_{di} = |U_i| \left| \sum_{j=1}^{NB} |U_j| (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \right. \\ \left. Q_{gi} - Q_{di} = |U_i| \left| \sum_{j=1}^{NB} |U_j| (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) \right. \end{cases} \quad 2.25$$

Les contraintes d'opération d'inégalité du système incluent :

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad 2.26$$

$$Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad 2.27$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad 2.28$$

Où, NB est le nombre de jeu des barres, P_{gi} et Q_{gi} sont les puissances active et réactive des générations à i_{th} jeu de barres, P_i et Q_i sont les puissances active et réactive injectées à i_{th} jeu de barres, δ_{ij} est la différence entre les angles de tension aux jeux des barres i et j .

La mise en œuvre de l'algorithme d'optimisation MFO dans l'identification des emplacements critiques peut être résumée par l'organigramme présenté dans la Figure 2.8.

Etape1 : Lire les données du réseau électrique (données des jeux des barres, des lignes et générateurs) ;

Etape 2 : Définir les valeurs des paramètres MFO tels que :

- Le nombre de Moths ;

- Le nombre maximum d'itérations ;
- Le nombre de variables ;
- Les bornes supérieure et inférieure des variables (les puissances actives des générateurs et l'emplacement de la source de puissance réactive). Les emplacements candidats sont dans la plage $[1 N_{lb}]$, où N_{lb} est le nombre de jeu de barres de charge dans le réseau électrique.

Etape 3: Initialisation de la position des Moths et le nombre de flammes ;

Etape 4: Mettre à jour le nombre de flammes ;

Etape 5: Entrer les positions des Moths dans le programme de l'écoulement de puissance et calculer la valeur de fitness de chaque Moth ;

Etape 6: la population de Moths ayant les valeurs de fitness optimales sera sélectionnée comme flamme ;

Etape 7: mettre à jour la position du Moth par rapport à la flamme correspondante ;

Etape 8: obtenir de la meilleure valeur de Moths et de fitness ;

Etape 9: si le critère d'arrêt est atteint, passer à l'étape 10. Sinon, répéter les étapes de 4 à 9 ;

Etape 10: le meilleur Moth y compris la meilleure valeur de fitness a été sélectionnés, en permettant l'obtention du meilleur emplacement de compensation de la puissance réactive.

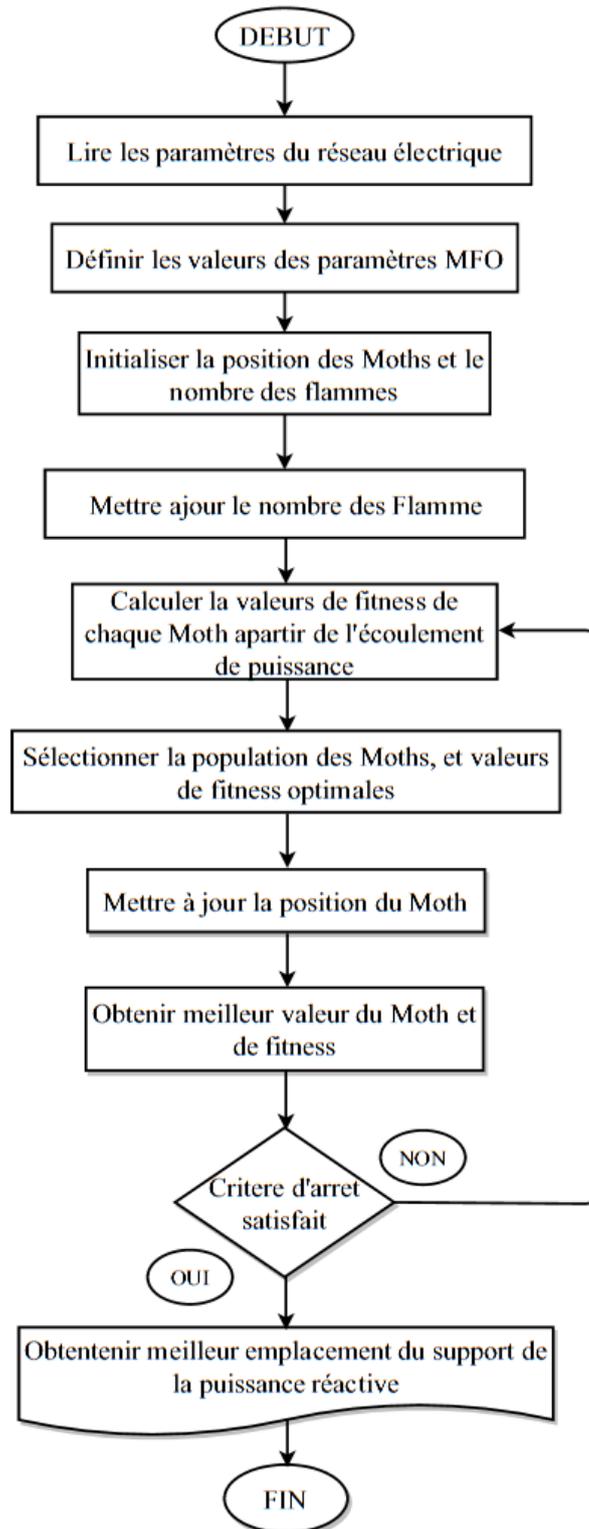


Figure 2.8 Organigramme d'identification des jeux des barres critiques par la méthode MFO

Les grandeurs de la tension telle que les amplitudes et les angles extraites des jeux de barres critiques du réseau électrique sont prisent comme variables d'entrée pour l'apprentissage et le test de notre modèle hybride ANFIS-MFO. Alors que les valeurs

maximales correspondantes de l'indice de stabilité L_{mn} sont considérées comme des variables de sortie du modèle.

2.5.3 Apprentissage du modèle hybride ANFIS - MFO

La méthode incorpore ANFIS et l'algorithme d'optimisation MFO est proposé pour l'évaluation en ligne de la stabilité de tension du réseau électrique. Cette évaluation en ligne nécessite de :

- Limiter les temps de calculs des algorithmes utilisés ;
- Limiter le nombre de grandeurs à mesurer ;
- Garantir une précision suffisante des algorithmes utilisés.

Dans cette méthode, la technique d'optimisation MFO est utilisée pour déterminer la valeur optimale des paramètres de l'algorithme SC du modèle ANFIS. Ces paramètres sont : 'accept ratio', 'reject ratio', 'cluster radius' et 'squash factor', dont les valeurs doivent être déterminées à l'avance pour que l'algorithme nous fournit une mesure fiable de leur potentiel de performance, et avec un temps d'exécution assez réduit. La performance du modèle ANFIS est très sensible au paramètre 'cluster radius' alors que le reste des paramètres n'ont pas une grande influence [84].

2.5.4 Evaluation de la performance du modèle hybride ANFIS-MFO

Afin de mesurer les performances du modèle hybride ANFIS-MFO proposé, la différence entre les valeurs de sortie prédites et réelles a été évaluée en fonction du coefficient de corrélation R (correlation coefficient), de l'erreur quadratique moyenne (root mean square error RMSE) et de l'erreur absolue moyenne en pourcent (mean absolute percentage error MAPE). Ces coefficients sont représentés par les équations suivantes [85]:

$$R = \frac{\sum_{i=1}^n (a_i - \bar{a})(P_i - \bar{P})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (a_i - \bar{a})^2 \sum_{i=1}^n (P_i - \bar{P})^2}} \quad 2.29$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (a_i - p_i)^2} \quad 2.30$$

$$MAPE = \frac{100}{n} \sum_{i=1}^n \left| \frac{a_i - p_i}{a_i} \right| \quad 2.31$$

Différentes gammes de RMSE peuvent être définies pour déterminer la précision du modèle utilisé [16] :

- Précision excellente pour une gamme de MAPE <10%;
- Précision bonne pour une gamme de 10% < MAPE <20%;
- Précision raisonnable pour une gamme de 20% < MAPE <30%;
- Précision faible pour une gamme de MAPE > 30%.

2.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons introduit une méthodologie permettant d'évaluer en ligne la stabilité de tension des réseaux électriques. Cette méthodologie s'appuie sur l'utilisation d'un système d'inférence neuro-floue adaptatif. Ce système d'inférence adaptatif est très performant et largement utilisé dans les réalisations pratiques. Donc l'objectif est de développer un système hybride combinant l'ANFIS et l'algorithme d'optimisation méta-heuristique MFO pour l'évaluation en ligne de la stabilité de tension. La technique d'optimisation MFO est utilisée pour déterminer la valeur optimale du paramètre 'cluster radius' de l'ANFIS afin d'obtenir une meilleure précision. Le modèle ANFIS-MFO développé utilisait les amplitudes des tensions et leurs phases obtenues à partir des jeux de barres critiques du réseau comme variables d'entrée alors que l'indice L_{mn} comme vecteur de sortie.

Chapitre 3 : Intégrations des éoliennes dans le réseau électrique

3.1 Introduction

Le domaine des énergies renouvelables est en plein développement dans le monde, c'est un secteur qui connaît une croissance très rapide ces dernières années. Cette croissance est due à plusieurs raisons sociales et environnementales à savoir la contribution au renforcement de la sécurité énergétique, la réduction des émissions de gaz à effet de serre, la participation à la protection de l'environnement et la création des emplois. L'énergie éolienne est l'une de ces énergies qu'est en plein développement dans le monde, c'est un secteur qui connaît une croissance très rapide ces dernières années. Cette croissance est la plus forte de tous les modes de production d'énergie électrique.

Dans ce chapitre, après avoir brièvement présenté des généralités sur les énergies renouvelables on y présente le principe de fonctionnement des générateurs éoliens et le modèle mathématique associé, ainsi que l'impact de l'insertion de ce type de générateurs sur l'environnement et le cout de production.

3.2 Les énergies renouvelables

Le monde d'aujourd'hui a connu une transformation fondamentale du domaine des systèmes de production de l'électricité, qui est la dérégulation du marché de l'électricité. Les raisons de cette dérégulation sont variées et multiples selon les pays. Cependant une de ces conséquences est l'apparition de nouveaux moyens de production nommés les énergies renouvelables au sein des réseaux électriques existants.

Les énergies renouvelables sont des sources d'énergie inépuisable, disponibles à volonté, diverses et variées. Grâce à ces énergies peu polluantes, on peut envisager un système de production énergétique prolifique qui possède de nombreux avantages. Elles sont plus propres, plus respectueuses de la nature que les énergies fossiles et fissiles, écologiques, disponibles en masse autour du globe et sont gratuites une fois les installations de production rentabilisées [86].

3.3 Type des énergies renouvelables

Les énergies renouvelables sont diverses et variées, allant du solaire à l'éolien, géothermie, biomasse, et hydroélectrique.

3.3.1 Energie biomasse

Le terme, Biomasse, désigne l'ensemble de la matière organique d'origine végétale ou animale (bois, déchets végétaux, algues) pouvant devenir source d'énergie par combustion. La biomasse constitue parmi les premières sources d'énergies renouvelables produites en Europe devant l'énergie hydraulique, éolienne et géothermique. Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité grâce à la chaleur dégagée par la combustion de ces matières ou du biogaz issu de la fermentation de ces matières, dans des centrales biomasses. Elle rejette des gaz à effet de serre mais qui sont toutefois absorbés naturellement par les arbres. Cependant, elle pourra procurer l'énergie la moins chère et surtout la plus locale du marché [87].

3.3.2 Energie solaire

L'énergie solaire est une source d'énergie qui dépend du soleil. Cette énergie permet de fabriquer de l'électricité à partir de panneaux photovoltaïques ou des centrales solaires thermiques, grâce à la lumière du soleil captée. Le solaire peut être exploité à grande échelle dans des parcs prévus à cet effet ou à petite échelle chez les particuliers. Cette énergie est propre, n'émet aucun gaz à effet de serre et sa matière première, gratuite, inépuisable et disponible partout dans le monde [87].

3.3.3 Energie hydroélectrique

L'énergie hydroélectrique est une énergie qui utilise l'énergie hydraulique pour produire de l'électricité grâce à une turbine hydroélectrique. Celle-ci convertit l'énergie mécanique de l'eau en mouvement (chute d'eau, cours d'eau, courant). Elle produit donc de l'électricité de manière renouvelable et en émettant très peu de gaz à effet de serre. Ce n'est pas tout à fait une énergie durable, puisqu'elle implique le plus souvent la création d'un barrage, donc d'un obstacle à la circulation des espèces, des sédiments et des embarcations [87].

3.3.4 Energie éolienne

L'énergie éolienne, sans conteste est l'énergie propre par excellence. Sans rejet ni déchet d'aucune sorte, elle permet avec un bon coefficient de performance d'assurer une bonne indépendance énergétique. Sur terre ou off-shore, les éoliennes démontrent d'excellentes capacités de production et sont des alternatives viables pour les territoires les

plus reculés dont l'accès à l'électricité est difficile [88]. Dans notre travail, on s'intéresse à ce type d'énergie renouvelable.

3.4 Historique de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne a été utilisée pour fournir un travail mécanique, la plus ancienne utilisation de l'énergie éolienne est la marine à voile, des indices permettent de penser qu'elle aurait été employée en mer Égée dès le XI^e millénaire avant J-C. À la fin du 18^e siècle, à la veille de la révolution industrielle, la quasi-totalité des besoins d'énergie de l'humanité était assurée par des énergies renouvelables, et l'énergie éolienne avait une part importante dans le bilan énergétique. Depuis les années 1990, l'amélioration technologique des éoliennes a permis de construire des aérogénérateurs de plus de 5 MW et le développement d'éoliennes de 10 MW est en cours. Les subventions accordées par des gouvernements ont permis leur développement dans un grand nombre de pays. Ces éoliennes servent aujourd'hui à produire du courant alternatif pour les réseaux électriques, au même titre qu'une centrale thermique. La production a connu une grande évolution mondiale dans le domaine de l'électricité des dernières décennies, la Figure 3.1 représente la croissance de cette évolution.

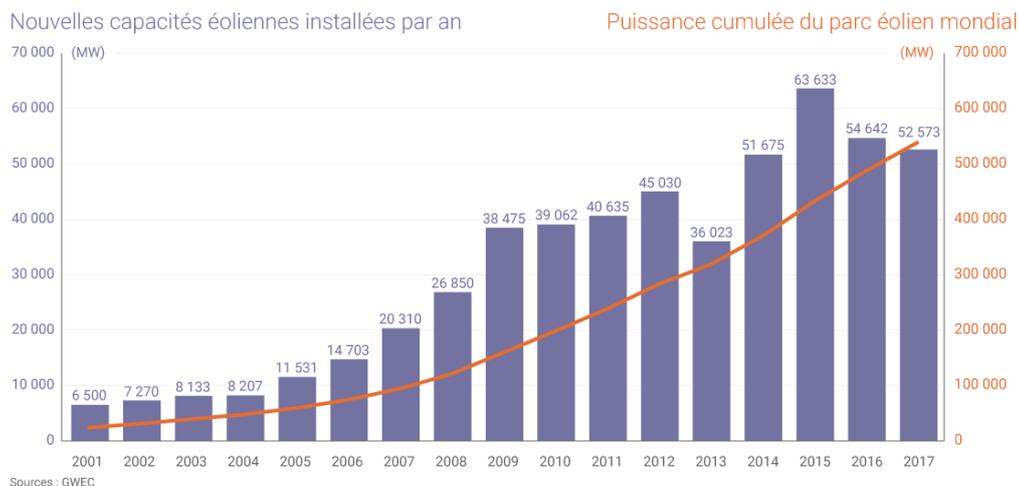


Figure 3.1 Evolution de la puissance du parc éolien mondial

Cette statistique représente le total de la puissance éolienne cumulée dans le monde de 1995 à 2017, en mégawatts. Durant cette période, la puissance éolienne mondiale a été multipliée par 100, de moins de 5.000 MW en 1995, à plus de 500.000 MW de puissance estimée en 2017.

Grâce aux progrès technologiques et au déploiement massif des filières éoliennes au plan mondial, son coût de production est dans une dynamique de réduction continue. Il est maintenant proche, voire inférieur dans certains contextes au coût de production du nucléaire

ou des centrales fossiles. D'après Wittenstein and Rothwell [89] le coût d'investissement d'une éolienne terrestre peut être évalué à hauteur de 1500 €/kWh, celui d'une éolienne en mer à environ 4500 €/kWh, le coût de production électrique le plus bas enregistré dans le monde pour l'éolien terrestre est d'environ 25 €/MWh en Maroc.

3.4.1 Type des énergies éoliennes

En effet, il existe une grande diversité d'éoliennes. Elles diffèrent de par leurs formes, leurs tailles ou selon la vitesse de rotation ou encore de leurs puissance nominale [88]. Selon l'axe de rotation du rotor peut être soit horizontal, soit vertical. Ensuite, de nombreuses variantes existent selon la forme des pales. Voyons les principales formes utilisées.

3.4.1.1 Eoliennes à axe horizontal

Les éoliennes à axe horizontal sont les plus connues pour des raisons de stabilité de la structure. Elles sont composées de pales dont le nombre peut être très variable. Pour la fabrication d'électricité, on retrouve plus fréquemment des modèles à 3 pales et pour le pompage des modèles à quelque dizaines de pales. Les éoliennes à axe horizontal doivent s'orienter face au vent (ou dos au vent) pour fonctionner, cela est réalisé soit par un safran (effet girouette), soit à l'aide de capteurs qui identifient le sens du vent et d'un moteur qui orientera l'éolienne. Une des caractéristiques importantes des éoliennes est leur puissance électrique nominale. La production réelle d'énergie électrique est en fonction de la distribution statistique de la vitesse du vent sur le site. La hauteur totale de ces éoliennes varie entre 25 et 180m pour une puissance qui va de 100 KW à 5 MW. Pour des raisons de sécurité, il est nécessaire l'immobiliser lorsque le vent est très fort.



Figure 3.2 Eolienne à axe horizontal

3.4.1.2 Eoliennes à axe vertical

Sont des éoliennes dont l'axe est perpendiculaire à la direction du vent. L'axe est souvent positionné à la verticale, mais des éoliennes de ce type peuvent aussi être positionnées à l'horizontale. Ce type d'éoliennes se décline suivant plusieurs principes, et sont plus onéreuses que les éoliennes à axe horizontal et de conception plus complexes mais s'adaptent plus facilement à des zones de vent irrégulier. Une éolienne à axe vertical est surtout utile dans les endroits où il n'y a pas beaucoup de place (en ville, ou sur le toit d'un immeuble par exemple).



Figure 3.3 Eolienne à axe vertical

Selon la vitesse de rotation, les éoliennes sont classifiées en deux classes. Eolienne à vitesse fixe donnée pour une plage restreinte de vitesses de vent, ses applications sont donc limitées. Eolienne à vitesse variable menée d'un générateur à fréquence fixe et vitesse variable, permet de fonctionner pour une large gamme de vents donc de récupérer un maximum de puissance tout en réduisant les nuisances sonores lors d'un fonctionnement à faible vitesse de vent. En vitesse variable, on régule le système de façon à ce que pour chaque vitesse de vent, l'éolienne fonctionne à puissance maximale. C'est ce qu'on appelle le Maximum Power Point Tracking.

Selon la puissance nominale, c'est l'énergie que peut produire cette éolienne par unité de temps dans des conditions optimales de fonctionnement. L'éolienne est classée en trois catégories selon sa puissance nominale montrée dans le tableau suivant [88] :

Tableau 3.1 Classification des turbines éoliennes

Echelle	Diamètre de l'Ellice	Puissance Délivrée
Petite	Moins de 12 m	Moins de 40 Kw
Moyenne	12 m à 45 m	De 40 kW à 999kW
Grande	Plus de 46 m	1 MW et plus

L'évolution de la hauteur du mât et du diamètre du rotor ont conduit à une augmentation de la puissance des machines et de leur production. Ainsi les éoliennes installées sont passées d'une puissance moyenne de 1 MW dans la première partie des années 2000 à plus de 5 MW en 2017.

3.4.2 Constitution des éoliennes

Le vocabulaire le plus souvent utilisé pour décrire une éolienne retient principalement quatre sous-ensembles [88]:

- **La tour**, composée du mât, du système de commande électrique et du transformateur. Généralement de forme conique, le mât supporte la nacelle, il mesure entre 50 et 130 m de haut et a un diamètre à son pied compris entre 4 et 7 m. Une ouverture en bas du mât permet d'accéder aux différents équipements de l'éolienne ;
- **La nacelle**, située au sommet du mât abrite le générateur qui transforme l'énergie mécanique du vent en énergie électrique. La nacelle s'oriente de manière autonome en fonction de la direction du vent. L'accès à la nacelle se fait par une échelle ou un monte-charge situé à l'intérieur du mât ;
- **La turbine**, partie rotative de l'éolienne placée en hauteur afin de capter des vents forts et réguliers. Elle est composée de pales (en général trois) en matériau composite qui sont mises en mouvement par l'énergie cinétique du vent. Reliées par un moyeu, ces dernières peuvent en moyenne mesurer chacune 25 à 60 m de long et tourner à une vitesse de 5 à 25 tours par minute ;
- **La base** souvent circulaire et en béton armé dans le cas des éoliennes terrestre, qui permet de maintenir la structure globale ;

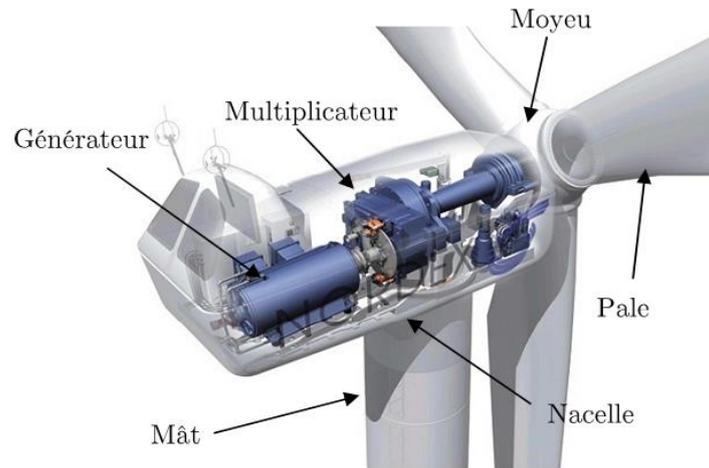


Figure 3.4 Constitution des éoliennes [88]

3.5 Transformation de l'énergie éolienne

L'énergie éolienne est une forme indirecte de l'énergie solaire. L'absorption du rayonnement solaire dans l'atmosphère engendre des différences de température et de pression qui mettent les masses d'air en mouvement, et créent le vent. Les pales permettent de transformer l'énergie cinétique du vent en énergie mécanique (mouvement mécanique des pales). Le vent fait tourner les pales entre 10 et 25 tours par minute. Le générateur transforme l'énergie mécanique en énergie électrique. La plupart des générateurs ont besoin de tourner à grande vitesse (de 1 000 à 2 000 tours par minute) pour produire de l'électricité. Il faut donc d'abord que l'énergie mécanique des pales passe par un multiplicateur qui a pour rôle d'accélérer le mouvement lent des pales. L'électricité produite par le générateur ne pouvant pas être utilisée directement, elle est traitée grâce à un convertisseur [90]. Elle est alors injectée dans le réseau électrique et peut être distribuée aux consommateurs comme le représente la Figure 3.5.

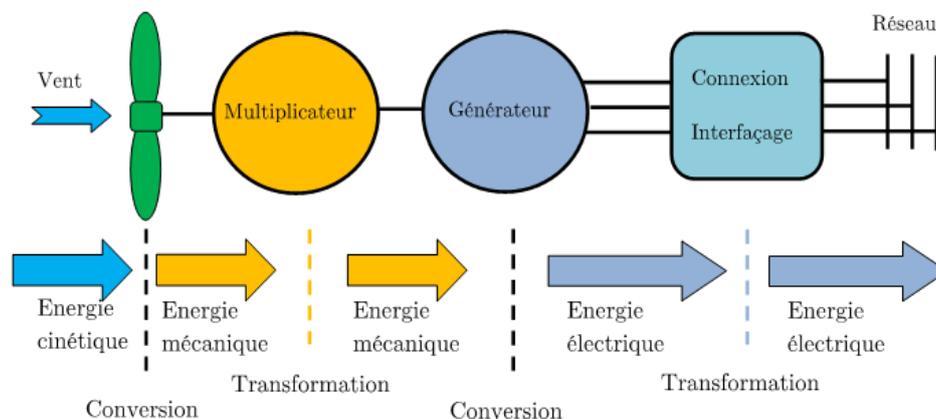


Figure 3.5 Conversion de l'énergie éolienne en énergie électrique [90]

3.5.1 Technologie de l'éolienne

Le vent, à la source de cette transformation d'énergie, actionne les pales qui font tourner le générateur, ce dernier produit de l'électricité. L'électricité est ensuite conduite au réseau collecteur, situé dans la tour de l'éolienne vers un poste d'interconnexion pour être convertie et acheminée au réseau local ou directement au réseau national. Différents types de machines électriques peuvent être utilisés pour la génération de puissance éolienne. Des facteurs techniques et économiques fixent le type de machine pour chaque application. Pour les petites puissances (< 20 kW), la simplicité et le coût réduit des générateurs synchrones à aimants permanents expliquent leur prédominance. Dans les applications de plus forte puissance, plus de 2 MW, le générateur asynchrone est plus courant et économique [91].

3.5.1.1 Génératrice asynchrone

La génératrice asynchrone est largement utilisée dans les turbines éoliennes de moyenne et grande puissance en raison de sa robustesse, sa simplicité mécanique et son coût réduit. Son inconvénient majeur est la consommation d'un courant réactif de magnétisation au stator [91].

- **Générateur asynchrone à cage d'écureuil**

Jusqu'à présent le générateur asynchrone à cage d'écureuil correspond au choix prépondérant de par sa simplicité, son bon rendement et une maintenance réduite. La demande de puissance réactive est compensée par la connexion d'un groupe de condensateurs en parallèle avec le générateur, ou par la mise en œuvre d'un convertisseur statique de puissance comme le montre la Figure 3.6.

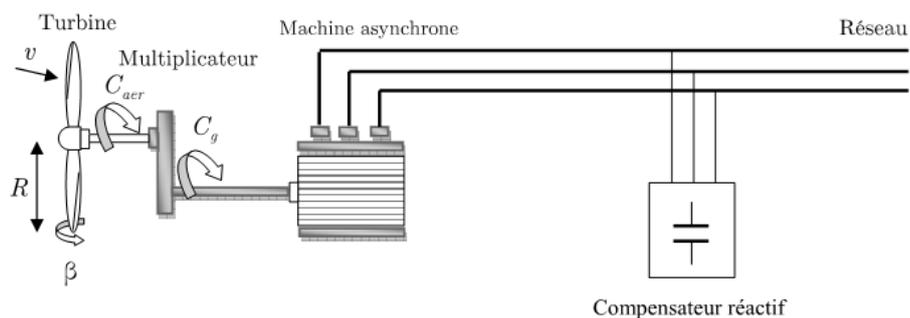


Figure 3.6 système de conversion éolien avec générateur asynchrone à cage d'écureuil

- **Générateur asynchrone double alimenté (MADA)**

La Machine Asynchrone Doublement Alimentée (MADA) a suscité un intérêt particulier surtout en tant que génératrice dans le domaine de l'énergie éolienne. C'est l'une des configurations en forte croissance dans le marché des turbines

éoliennes. Celui-ci est un générateur asynchrone dont le stator est directement couplé au réseau à travers une interface composée de deux convertisseurs statiques, et dont le rotor est connecté à un convertisseur de type source de tension, qui fait office de variateur de fréquence. La double alimentation fait référence à la tension du stator prélevée au réseau et à la tension du rotor fournie par le convertisseur. Ce système permet un fonctionnement à vitesse variable sur une plage spécifique de fonctionnement. Le convertisseur compense la différence des fréquences mécanique et électrique par l'injection d'un courant à fréquence variable au rotor.

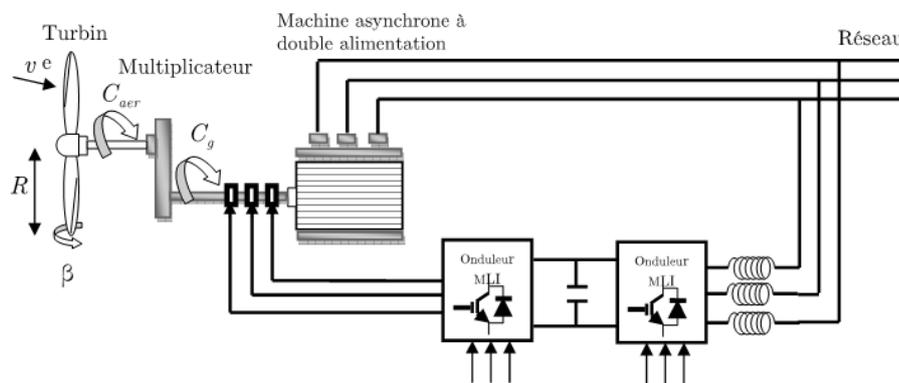


Figure 3.7 Système de conversion éolienne avec Générateur Asynchrone double alimenté

Les points forts de la MADA sont :

- Sa capacité de commander la puissance réactive et, de cette façon, de découpler la commande des puissances active et réactive.
- Il peut se magnétiser à partir du rotor sans prélever au réseau la puissance réactive nécessaire.
- Il est capable d'échanger de la puissance réactive avec le réseau pour faire la commande de tension.
- La taille du convertisseur n'est pas simplement en rapport avec la puissance totale du générateur, mais aussi avec la gamme de vitesse choisie. En fait, le coût du convertisseur augmente avec la gamme de vitesse autour de la vitesse de synchronisme. Son inconvénient réside dans la présence obligatoire de bagues et balais.

3.5.1.2 Générateur synchrone

L'avantage du générateur synchrone sur le générateur asynchrone est l'absence de courant réactif de magnétisation. Le champ magnétique du générateur synchrone peut être obtenu par

des aimants ou par un bobinage d'excitation conventionnel. Si le générateur possède un nombre suffisant de pôles, il peut s'utiliser pour les applications d'entraînement direct qui ne nécessitent pas de boîte de vitesses (multiplicateur). Le générateur synchrone est toutefois mieux adapté à la connexion indirecte au réseau de puissance à travers un convertisseur statique, lequel permet un fonctionnement à vitesse variable. Pour des unités de petites tailles, le générateur à aimants permanents est plus simple et moins coûteux. Au-delà de 20 kW (environ), le générateur synchrone est plus coûteux et complexe qu'un générateur asynchrone de taille équivalente [91].

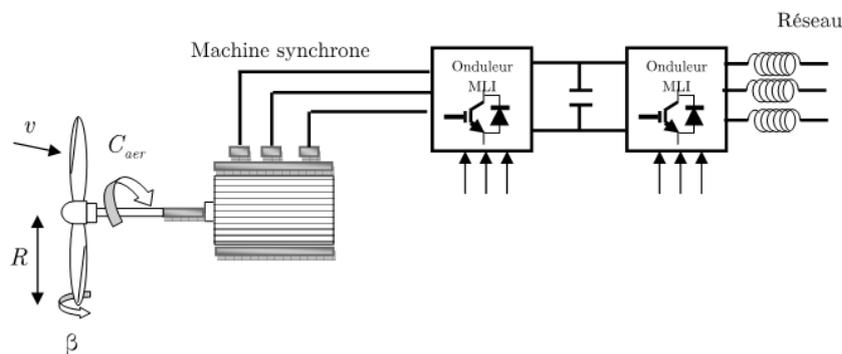


Figure 3.8 Système de conversion éolienne avec générateur synchrone

- **Générateur synchrone à rotor bobiné**

La connexion directe au réseau de puissance implique que le générateur synchrone tourne à vitesse constante, laquelle est fixée par la fréquence du réseau et le nombre de pôles de la machine. L'excitation est fournie par le système de bagues et balais ou par un système Brushless avec un redresseur tournant. La mise en œuvre d'un convertisseur dans un système multipolaire sans engrenages permet un entraînement direct à vitesse variable. Toutefois, cette solution implique l'utilisation d'un générateur surdimensionné et d'un convertisseur de puissance dimensionné pour la puissance totale du système.

- **Générateur synchrone à aimants permanents**

La caractéristique d'auto excitation de ce générateur lui permet de fonctionner avec un facteur de puissance élevé et un bon rendement, ce qui le rend propice à l'application à des systèmes de génération éolienne. En fait, dans la catégorie des petites turbines, son coût réduit et sa simplicité en font le générateur le plus employé. Cependant, dans les applications de plus grande

puissance, les aimants et le convertisseur (lequel doit faire transiter toute la puissance générée), en font le moins compétitif.

Il existe d'autres générateurs éoliens qui sont encore au stade du développement et du test, chacun a ses avantages et ses inconvénients comme [91] :

- Générateur éolien « haute tension » son raccordement au réseau est une solution en cours d'évaluation. Cela permettrait, de diminuer les pertes par effet joule en éliminant le transformateur. C'est aussi au niveau de l'onduleur que cela peut être intéressant avec des IGBT haute tension. Dans cette optique, les machines synchrones et à induction sont des options intéressantes pour des turbines éoliennes de plus de 3 MW. Cependant, leur coût élevé, des problèmes de sécurité et de durée de vie limitent leur commercialisation.
- Générateur à réductance commutée est caractérisés par sa robustesse, une structure simple, un rendement élevé, des coûts réduits et la possibilité de fonctionner sans boîte d'engrenages. Toutefois, son adaptation aux turbines éoliennes n'a pas été étudiée en détail.
- Générateur à flux transversal son utilisation est aussi à l'étude. Il s'agit d'une option intéressante, encore peu évoquée pour une application aux systèmes de génération éolienne. Cependant, le nombre de composants nécessaires et une technologie encore à ses débuts en limitent son application.

3.5.2 Modèle du système de conversion éolien

Le système éolien sert à convertir l'énergie mécanique de vent en énergie électrique, les facteurs définissent le rapport entre ces deux énergies sont, la densité de l'air, la surface balayée par le rotor et la vitesse du vent [92].

La puissance mécanique P_t qu'une turbine éolienne peut extraire d'une masse d'air traversant la surface balayée par son rotor démontré par *Betz* est:

$$P_t = \frac{1}{2} \rho \cdot A \cdot C_p(\lambda) \cdot v^3 \quad 3.1$$

ρ : est la densité de l'air (Kg/m³)

A : est la surface balayée par le rotor de l'éolienne (m²)

v : est la vitesse du vent (m/s)

C_p : est le coefficient de puissance de la turbine

Le C_p dépend du rapport de vitesses λ . Il est caractérisé par les propriétés de la turbine éolienne.

$$TSR = \lambda = \frac{\Omega R}{v} \quad 3.2$$

La caractéristique non linéaire du coefficient de puissance C_p peut s'approximer soit par une fonction polynomiale, soit par une fonction rationnelle décrite par l'équation suivante.

$$C_p(\lambda) \approx \frac{G \cdot \lambda (\lambda_0 - \lambda)}{a^2 + (\lambda_0 - \lambda)^2} \quad 3.3$$

Cette forme proposée dans l'équation 3.3 a l'avantage de montrer de façon explicite des informations telles que λ maximal pour un C_p positif, λ_0 et la valeur approximative du λ optimal pour C_p maximal $\lambda^* = \lambda_0 - a$. Une simple régression de moindres carrés peut s'utiliser pour ajuster les coefficients G et a .

La puissance maximale pouvant être recueillie est égale la limite de Betz

$$P_{\max} = \frac{16}{27} \cdot P = 0.593 P_i \quad 3.4$$

Pour adapter la vitesse de rotation relativement lente de la turbine éolienne à celle du générateur, une boîte d'engrenage (boîte de vitesses) peut s'utiliser. Pour des raisons de simplicité, l'équation 3.5 est utilisée comme modèle de ce système de transmission mécanique dans laquelle M représente le rapport de transformation (ou transmission) de la boîte, Ω est la vitesse de rotation de l'arbre lent de la turbine éolienne et Ω_G celle de la machine électrique.

$$\Omega_G = M \cdot \Omega \quad 3.5$$

La vitesse de rotation de l'arbre du générateur et la vitesse du champ électromagnétique w (fréquence ou pulsation électrique) sont liées par une relation faisant intervenir le nombre de paires de pôles de la machine p ($\omega = p \cdot \Omega_G$). Comme expliqué par l'équation 3.1, l'énergie disponible dans le vent varie avec le cube de la vitesse du vent. Ainsi, une augmentation de 10% de la vitesse du vent entraînera une augmentation de 30% de l'énergie disponible. La courbe de puissance d'une éolienne suit cette relation entre la vitesse du vent à l'enclenchement (la vitesse à laquelle l'éolienne commence à fonctionner) et la capacité nominale, approximativement montrée sur la Figure 3.9. L'éolienne atteint généralement la capacité nominale à une vitesse du vent entre 12 à 16 m/s.

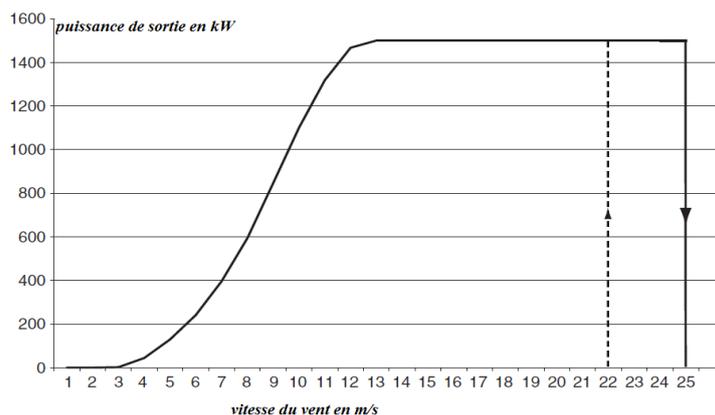


Figure 3.9 Système de conversion éolienne avec générateur synchrone

3.5.3 Eoliennes à grande puissance

Ces dernières années, la conception des éoliennes s'est orientée vers la conception des prototypes d'éolienne qui dépasse le 1 MW. Cette tendance s'est concrétisée avec la conception et l'installation de plusieurs prototypes d'éoliennes à savoir l'E112 d'Enercon (4,5 MW), la M5000 de RE power et Multibrud (5 MW) et l'E126 d'Enercon (6 MW) en 2007. Le Tableau 3.2 montre quelques éoliennes disponibles ou en cours de développement de grande puissance, destinées principalement aux applications offshore (le prototype de 10 MW fabriqué par Clipper Wind Power va être utilisé dans les fermes offshore au Royaume Uni. Comme l'illustre le Tableau, les prototypes de 6 MW sont déjà disponibles dans le marché, alors que des modèles de 10 MW vont être commercialisés dans un futur proche [91].

Tableau 3.2 Eoliennes de grande puissance pour les applications offshore

Puissance nominale	Générateur	Fabriquant
10 MW	MADA	Windtec
10 MW	MADA	Clipper
7.5 MW	MS	Enercon
6 MW	MS	Enercon
5 MW	MASP	Areva
5 MW	MASP	Windtec
5 MW	MASP	Xeme-cDarwind

3.5.4 Régulation de puissance éolienne

La production d'énergie d'une éolienne dépend du vent qui n'est pas régulier. Une éolienne doit donc posséder des régulateurs de vitesse pour éviter la destruction de l'aéromoteur lorsque le vent est trop violent. Il est nécessaire d'équiper l'éolienne d'un système permettant de diminuer les contraintes mécaniques sur la machine en cas de survitesse du rotor. Ces systèmes peuvent être plus ou moins fins, et plus ou moins automatiques. La plupart des

accidents survenus sur un aérogénérateur sont la cause d'un sous-freinage de ces machines. On cherche donc à installer sur une éolienne des systèmes de freinage afin de protéger le générateur électrique contre la surproduction et la surchauffe et d'éviter une casse mécanique importante de l'éolienne elle-même [90].

3.6 Impact de l'intégration des éoliennes au réseau électriques

La croissance de l'intégration des énergies éoliennes dans les réseaux électriques a entraîné de nombreux problèmes pour la gestion du réseau électrique en raison de la nature variable de la ressource éolienne [93].

3.6.1 Impact sur l'environnement

La demande mondiale d'énergie primaire a plus que doublé entre 1971 et 2010 et devrait augmenter encore de 40 % d'ici 2020. Ceci explique pourquoi les émissions de gaz à effet de serre ne cessent d'augmenter. Pour autant, les pays cherchent toujours, dans le cadre de la lutte contre le réchauffement climatique, à adopter de nouvelles technologies dans le but de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Les objectifs de l'Europe pour 2020 de réduire de 20% les émissions par rapport à 1990 et d'atteindre une part de 20% d'énergies renouvelables dans la consommation globale d'énergie. En effet l'énergie éolienne ne génère ni déchet, ni gaz à effet de serre [93].

3.6.2 Impact sur le fonctionnement et la production

Les gestionnaires des réseaux électriques doivent faire appel aux services de régulation et de protection pour faire face à la variabilité et l'incertitude de la production éolienne. L'impact de cette production est lié à la planification et l'infrastructure du réseau, ainsi qu'à l'intégration des nouvelles sources de production. La puissance active produite par la ferme ne doit pas dépasser un niveau maximum prédéfini. Car la ferme est contrôlée pour fournir son maximum de puissance. La raison principale sollicitant ce mode de contrôle par le gestionnaire de réseau est d'éviter de payer le surplus de puissance au producteur éolien lorsqu'il n'y a pas assez de consommation. Sinon, le gestionnaire doit exporter l'excès de puissance aux réseaux électriques voisins gratuitement [93].

3.6.3 Impact sur le profil de tension

Le maintien de la tension dans chaque point dans le réseau électrique est un problème local lié à la puissance réactive. Un manque de cette puissance introduit des chutes de tension dans le réseau électrique. Donc il est nécessaire de limiter les échanges de puissance réactive entre le point de raccordement et le réseau. Les fermes éoliennes à base de MADA peuvent aisément contrôler la puissance réactive produite au réseau électrique [93, 94].

3.6.4 Impact sur la fréquence

La fréquence est un paramètre global qui est identique sur tout le réseau. Sa valeur doit rester comprise dans des limites de variation très petite afin de garantir un fonctionnement stable et optimal du matériel électrique connecté sur le réseau électrique. Le réglage de la fréquence se traduit par l'équilibre entre la production et la consommation de la puissance active. Les fermes éoliennes connectées au réseau électrique sont contrôlées soit pour fournir leur maximum de puissance au réseau, ou pour fournir une puissance active prédéterminée par le gestionnaire de réseau et satisfaire ainsi la puissance réactive demandée. Un déséquilibre entre la puissance consommée et celle produite provoque de graves problèmes tels que la chute de fréquence. Les faibles variations de la fréquence, seront compensées par l'énergie cinétique des machines connectées au réseau [91, 94].

3.6.5 Impact sur le coût de production

Le secteur éolien est en pleine mutation. Bien qu'il existe encore de nombreux projets de faible taille appartenant à des investisseurs privés, on observe une évolution vers des projets à plus grande échelle appartenant à des prestataires de services. Ce changement apporte de nouveaux capitaux à l'industrie, et réduit la dépendance à l'égard des banques pour les premières mises de fonds. Les éoliennes de grande taille permettent de réduire les coûts et d'accroître la productivité énergétique. La taille des projets s'accroît, et l'activité offshore à grande échelle est en plein décollage ; étant donné que les banques favorisent les gros projets, ce changement est bénéfique. Si le contexte économique global venait à se dégrader, le financement des projets pourrait en pâtir, mais la vigueur du soutien apporté à l'énergie renouvelable par les milieux politiques et écologiques fait que le financement de l'énergie éolienne reste considérée comme une option très attractive. À mesure que la taille de l'éolienne augmente, les coûts par unité de surface du rotor diminuent, le nombre d'éoliennes nécessaires pour une quantité d'énergie donnée diminue, et les coûts de transport, de construction et de câblage diminuent [91].

Dans un certain nombre de pays, la part de l'énergie éolienne dans la production totale d'électricité augmente. Ce phénomène se constate particulièrement au Danemark, en Angleterre et en Allemagne, où la contribution apportée par l'énergie éolienne à l'offre totale d'électricité représente respectivement 21, 12 et 7%. Dans ces exemples l'énergie éolienne devient un acteur important du marché de l'électricité, et elle peut avoir une influence significative sur les prix de l'électricité. En raison du très faible coût marginal de l'énergie éolienne (dû au coût nul du combustible), son incidence sur la courbe de l'offre est faible, d'où des prix de l'énergie plus bas, l'ampleur de la baisse des prix dépendant de l'élasticité des prix de la demande en électricité [91]. Le Tableau 3.3 présente des données des exemples de parcs éoliens terrestre et offshore [62].

Tableau 3.3 Exemples de parcs éoliens terrestre et offshore

Type de l'éolienne	Parc Terrestre	Parc Offshore
Nom du projet	Hagshaw Hill	Greater Gabbart
Localisation	Sud de Glasgow (Ecosse)	Harwich (Angleterre)
Eoliennes	26 de 600 KW chacune	140 de 3.6 MW chacune
Puissance totale	15.6 MW	504 MW
Dimension des éoliennes	Hauteur du moyeu : 35 m Diamètre du rotor : 41 m	Hauteur : 78 m Diamètre du rotor : 107 m
Production énergétique annuelle	57 GW	1750 GW

3.7 Coût de production de l'électricité d'origine éolienne

Le coût du kilowattheure (kWh) d'origine éolien est souvent exprimé par le paramètre LCOE (Levelized Cost of Electricity). Le LCOE est le coût actualisé du kWh pour toute la durée de vie des installations. Il est égal au quotient de la valeur actualisée du parc éolien (Present Value of Costs, PVC) par l'énergie produite durant toute la durée de vie du parc éolien. Les principaux paramètres qui influent sur le PVC sont les coûts d'investissements, les coûts de fonctionnement et de maintenance, la durée de vie des éoliennes, le taux d'amortissement des investissements et le taux d'inflation. Les coûts d'investissements comprennent principalement les coûts d'acquisition des éoliennes et de leur transport sur site, les frais d'étude du projet, les frais de Génie Civil, les frais d'installation des éoliennes et des transformateurs, les frais de réalisation du réseau électrique interne à la ferme ainsi que les frais de raccordement au réseau. L'énergie électrique produite par un parc éolien durant sa durée de vie est proportionnelle à la puissance nominale des éoliennes installées et à leur coefficient d'utilisation CF (Capacity Factor). Ce coefficient CF varie principalement avec la vitesse du vent moyenne disponible à la hauteur du mât de l'éolienne. Le Tableau 3.4 représente le classement des parcs éoliens en fonction du CF la vitesse du vent [93].

Tableau 3.4 Energie électrique totale produite par un parc éolien

V (m/s)	CF(%)	Classement des sites
6-7	28,4	Acceptable
7-8	33,5	Très bonne
8-9	38,6	Excellente
Plus de 9	43,6	Exceptionnelle

Il est à noter que ce tableau est applicable lorsque les vents sont fréquents, réguliers et varient peu autour de ces vitesses moyennes. Le potentiel éolien disponible influe donc également sur le coût de l'électricité produite par un parc éolien. Cependant, les coûts d'acquisition des éoliennes varient avec leur puissance nominale et représentent plus de 70% de l'investissement initial. Les frais de Génie Civil et autres frais sont évalués à 20% du coût des éoliennes. Les coûts de fonctionnement et maintenance sont estimés à 25% du coût initial d'investissement.

Sur la base des données du National Grid Company, 2013 [62], l'éolien terrestre coûte entre 124 €/MWh si la vitesse de vent est de 6 m/s, et 55 €/MWh si la vitesse du vent est de 9,5 m/s. L'éolien en mer coûte entre 166 €/MWh si la vitesse de vent est de 7 m/s, et seulement 92 €/MWh si la vitesse du vent est de 10 m/s. Les chiffres de l'Agence internationale de l'Énergie (AIE) présentent des écarts plus importants entre 50-160 \$/MWh à terre et 150-340 \$/MWh en mer. Selon toute probabilité, les certificats émis par le gouvernement britannique reposeront sur un prix de 100 €/MWh pour l'éolien terrestre et 155 €/MWh pour l'éolien en mer. À titre de comparaison, selon l'AIE, les prix de l'électricité produite dans les centrales à gaz se situent autour de 40 à 130 \$/MWh, ceux de l'électricité produite dans les centrales à charbon autour de 40 à 90 \$/MW, et ceux de l'électricité d'origine nucléaire pour une nouvelle centrale nucléaire britannique se négocierait autour de 95-97 \$/MW.

En règle générale, lorsque l'énergie éolienne représente une part significative de l'offre énergétique, le prix de l'électricité a des chances d'être plus bas pendant les périodes où le vent souffle fort, et plus élevé pendant les périodes où le vent souffle plus rarement. Une étude menée au Danemark montre que le prix à la consommation de l'énergie de 2004 à 2007 aurait été plus élevé d'environ 4 à 12% si l'énergie éolienne n'avait pas contribué à la production d'électricité. Ainsi, bien que le coût de l'énergie éolienne soit encore élevé que les avantages, une réduction significative des dépenses nettes est garantie grâce à un prix «spot» moins élevé. Les coûts de production d'électricité d'origine éolienne sont aujourd'hui pratiquement les mêmes que ceux de l'électricité produite par une centrale à turbine à gaz.

Le coût de la production d'électricité d'origine classique est déterminé par quatre facteurs de coûts :

- Le combustible
- Les émissions de CO₂
- Les coûts d'exploitation et de maintenance
- Le capital, y compris les études et les travaux relatifs au site

La mise en œuvre de l'énergie éolienne permet d'économiser les coûts de combustible et de CO₂, ainsi qu'une part considérable des coûts d'exploitation et de maintenance des centrales électriques classiques. Le montant des coûts d'investissement évités dépend de la mesure dans laquelle l'énergie éolienne permet de réorienter les investissements consacrés aux nouvelles centrales électriques classiques, ceci dépendant de la façon dont les installations électriques éoliennes sont intégrées au réseau électrique [64].

3.8 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté des généralités sur la production de l'électricité à partir des sources des énergies renouvelables, en particulier l'énergie éolienne. Ensuite nous avons présenté le principe de fonctionnement des générateurs éoliens et le modèle mathématique associé, ainsi que l'impact de l'intégration de ce type de d'énergie sur l'environnement et le cout de production.

Chapitre 4 : Écoulement de puissance optimal tenant compte de l'amélioration de la stabilité de tension en présence des énergies renouvelables

4.1 Introduction

La libéralisation du marché de l'électricité et la détérioration des combustibles fossiles ont conduit les chercheurs à intégrer une nouvelle génération d'énergie appelée renouvelable. L'énergie renouvelable en particulier l'éolienne, est la technologie la plus mature qui joue un rôle important dans les réseaux électriques modernes, en raison de leur coût réduit et de leurs avantages pour l'environnement [94]. Dans ce chapitre, le problème d'écoulement de puissance optimale (OPF) avec la pénétration de la puissance éolienne doit être résolu. Ce problème consiste à déterminer, sur les bases des demandes et les productions, un plan de fonctionnement satisfaisant les contraintes liées au transport de la puissance tout en minimisant le cout de production, les pertes en puissance, ainsi que l'amélioration de la marge de la stabilité.

4.2 Marché de l'électricité

L'électricité possède plusieurs caractéristiques qui la diffèrent d'autres produits. Le stockage de cette énergie est fortement restreintes, car les technologies de stockage existantes (accumulateurs, condensateurs) ont des capacités limitées et ne permettent que le stockage d'une quantité réduite. En conséquence, il devient impossible de créer des stocks importants qui permettent de répondre immédiatement aux signaux donnés par le prix et d'assurer l'approvisionnement en énergie en cas de panne (peut-être il faut parler sur le stockage d'hydrogène une technologie nouvelle.). Ainsi que, la demande d'électricité est soumise aux fortes variations journalières, hebdomadaires et saisonnières. De plus, étant donné que l'électricité ne possède pas de substituts, sa demande est inélastique et difficilement influençable à court terme par les changements du prix. Ces caractéristiques techniques de l'électricité provoquent la nécessité de balancer constamment l'offre avec la demande. A chaque instant, le moindre écart entre les deux entraînerait un déséquilibre dans le réseau électrique. L'offre de l'énergie électrique est divisée entre la génération de l'énergie, le transport et la distribution. Traditionnellement, le secteur de l'électricité ne comprenait que ces trois parties. Récemment, la réforme du secteur énergétique rendre libre l'accès à

différents agents économiques et a encouragé l'émergence de fournisseurs de l'énergie aux consommateurs finaux. De plus, pour assurer le fonctionnement fiable de cette réforme et la sécurité du système, on trouve d'autres acteurs essentiels qui sont les gestionnaires du réseau de transport et les autorités de régulation [96].

L'arrivée de nouveaux acteurs économiques sur le marché de l'électricité est censée être un moyen de stimuler la concurrence pour développer l'innovation, améliorer la qualité de service et faire baisser les prix. Ce changement était motivé par l'inefficacité de la structure monopolistique et dans une certaine mesure par la perception changeant le rôle de la propriété publique, de la concurrence et du marché. Le progrès technologique de son côté a rendu possible la gestion des systèmes énergétiques de plus en plus complexes et la mise en place des mécanismes nécessaires pour supporter la libéralisation effective du marché électrique.

Suite à cette libéralisation, le gestionnaire avait créé plusieurs modèles pour mieux gérer et contrôler cette nouvelle réforme. Parmi ces modèles, les plus répandus sont le modèle Pool, et le modèle Bilatéral [97].

4.2.1 Modèle POOL

Il s'agit d'un système où les intervenants soumettent leur offre ou leur demande en électricité (prix et quantité d'énergie) à un marché d'échanges. Ce système est surtout utilisé par les vendeurs et acheteurs de grandes quantités d'énergie (producteurs, entreprises de transport et entreprises de marketing ou d'agrégation de la demande). Le négoce d'énergie Pool gère en J-1 une bourse avec une procédure de confrontation entre des producteurs (offre) et des consommateurs (demande) pour 24 produits définis heure par heure, ou 48 produits définis demi-heure par demi-heure. Une fois la procédure achevée, le pool est l'unique responsable d'équilibre du système devant le GRT, porteur d'une somme de programmes contractuels de production équilibrant globalement à chaque heure la demande prévisionnelle.

Le modèle Pool a pour vocation d'apporter des solutions aux problèmes d'équilibre entre production et consommation d'électricité. Le maintien du réseau électrique à une situation d'équilibre et stable sera donc facilité à un moindre coût [97]. Le Royaume-Uni a choisi cette nouvelle architecture qui a remplacé l'ancienne architecture, très centralisée, et connue sous le nom « **UK Pool** ».

Ce processus peut être illustré par la Figure 4.1.

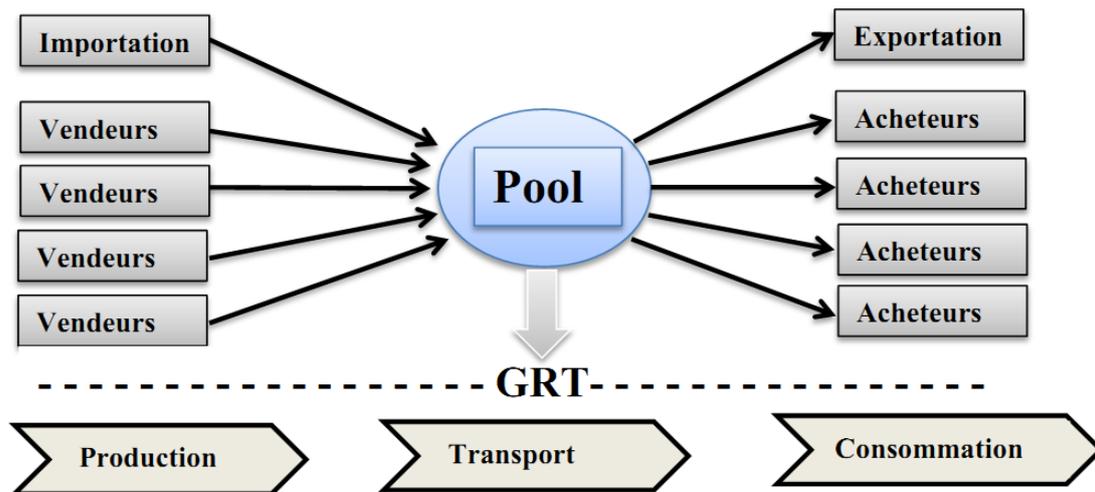


Figure 4.1 Modèle négoce d'énergie Pool

4.2.2 Modèle Bilatéral

Dans une structure de transactions bilatérales, Les opérations de vente ou d'achat d'électricité sur un territoire donné peuvent se faire directement de « gré à gré » (bilatérales ou par un courtier) entre les acteurs économiques ou en bourse par le biais de produits structurés et standardisés. Les contrats bilatéraux s'inscrivent dans la continuité des échanges entre compagnies d'électricité connexes, accompagnés de droits physiques de transit sur les réseaux, et soumis à l'autorisation des dispatchers au vu des capacités de transport et d'interconnexion disponibles. les bourses de l'électricité participent à assurer la formation de prix de gros, transparents et publics, en faisant coïncider l'offre et la demande sur une plateforme de négociation électronique sur laquelle ils entrent des ordres anonymes. Elles garantissent la bonne fin des opérations en cas de défaillance d'une des parties. Dans l'Union européenne, 43 % des volumes d'électricité consommés en 2012 ont fait l'objet au préalable de transactions sur le marché de gros [97]. Cette structure favorise notamment :

- Une formation de prix qui reflète l'état de l'offre et de la demande, pouvant englober plusieurs marchés.
- Une réduction des risques d'approvisionnement.
- La possibilité de faire émerger un mix énergétique : celui-ci nécessite une évolution vers un signal à prix plus efficient afin de pouvoir arbitrer les sources d'énergie à mobiliser et dans lesquelles faut investir.

La Figure 4.2 représente le modèle bilatéral.

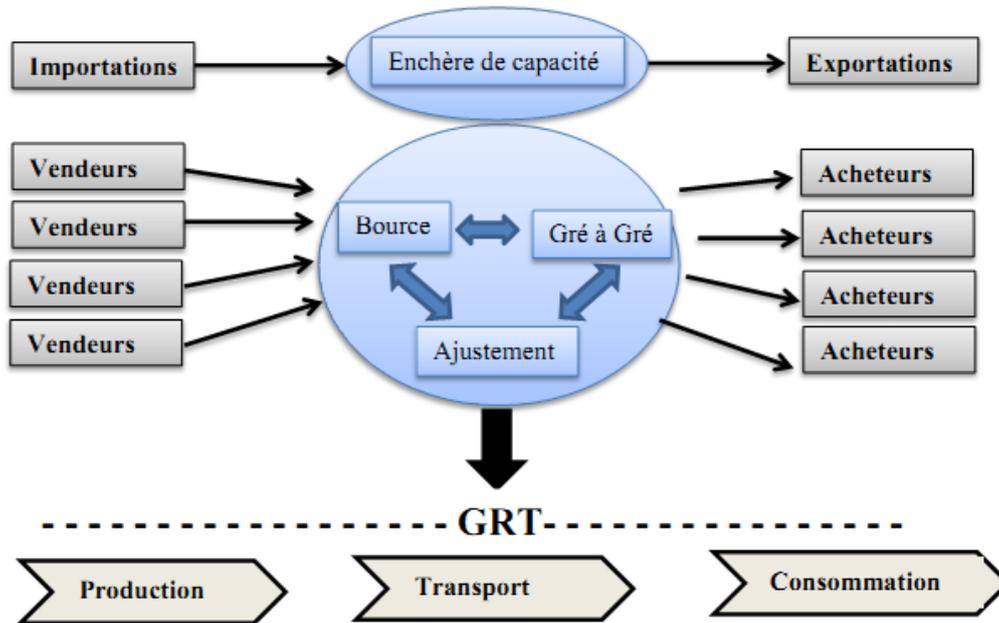


Figure 4.2 Modèle négoce d'énergie Bilatéral

4.2.3 Marché de l'électricité libre en Algérie

La libéralisation du marché de l'électricité est un sujet hautement politique et qui ressort de la compétence des autorités. La sécurité de l'approvisionnement est prise en compte au moment de déterminer l'équilibre offre-demande et de décider, autoriser ou encourager la production de l'électricité à partir de certaines sources énergétiques primaires. Elle est déterminée selon les diverses conditions économiques et sociales, et le niveau de pollution de chaque pays. L'Algérie fait partie de ces pays, a déjà en vigueur une loi cadre qui permet la libéralisation du secteur énergétique : la Loi n° 02-01 du 5 février 2002 relative à l'électricité et à la distribution de gaz par canalisations, qui est globalement en harmonie avec les règles de la législation en vigueur dans l'Union Européenne [98].

La Société Algérienne de l'Electricité et du Gaz (Sonelgaz) a été verticalement désintégrée, une autorité de régulation a été créée, la législation permet une ouverture du marché jusqu'à 30%, alors que la concurrence n'a pas encore été développée en pratique.

Donc le marché d'électricité algérien reste complètement régulé, et la Sonelgaz est l'opérateur dominant sur toutes les activités : production, fourniture, transport, et distribution. Bien que d'un point de vue juridique, un niveau important d'ouverture du marché électrique soit légalement établi, mais en pratique, il n'y a aucune concurrence [98].

4.2.4 Energie renouvelable dans un marché libre

En plus des anciennes installations d'hydroélectricité, de nombreux pays et régions ont ces dernières années commencées à encourager la production de l'électricité à partir des énergies renouvelables. Les principales raisons de cette politique sont associées à la sécurité de l'approvisionnement et à la politique environnementale [99]. Ces raisons sont résumées comme suit

- De nombreux pays sont très dépendants de l'importation d'hydrocarbures.
- La peur d'une nouvelle dépendance vis-à-vis de l'importation du gaz qui pourrait devenir similaire à celle du pétrole.
- La volatilité des prix des hydrocarbures dans les dernières années notamment due à la croissance des pays en développement les plus importants.
- L'absence de sources d'énergies primaires conventionnelles dans certains pays.
- Les préoccupations environnementales.
- Les obligations de baisser les émissions à effet de serre pour les pays développés qui ont signé le Protocole de Kyoto.
- Les préoccupations liées aux accidents et à la gestion des déchets (sous pression des partis écologistes) liés à la production d'électricité d'origine nucléaire.
- Les besoins de diversification de la matrice énergétique, leur contribution à la protection de l'environnement et au développement durable et l'atteinte des objectifs du Protocole de Kyoto.

Dans notre travail nous avons utilisés le modèle mathématique du cout réel de la production d'électricité renouvelable et thermique. Ce modèle a été optimisé en utilisant le réseau test IEEE 30, IEEE 118 jeux de barres et le réseau Algérien à 114 jeux de barres.

4.3 Développement des énergies renouvelables en Algérie

Avec les nouveaux engagements visant à réduire les émissions de gaz à effet de serre et l'épuisement des ressources fossiles, la production électrique à partir des énergies renouvelables est devenue une solution inévitable, prédominante et efficace. Cette production est l'objet d'une grande attention des chercheurs, des industriels de la société moderne. En Algérie [99], de nombreuses études portant sur l'intégration des sources d'énergie

renouvelables dans le réseau électrique ont été élaborées afin d'accompagner la politique énergétique du gouvernement.

Le parc national des énergies renouvelables comprend actuellement 24 centrales avec une puissance globale de 354,3 mégawatts (MW). Ce parc des énergies renouvelables se compose de 23 centrales de photovoltaïque (PV) d'une puissance globale de 344,1 MW et d'une centrale pour l'énergie éolienne de 10,2 MW. Mais vu les objectifs tracés, l'Algérie est encore loin dans ce domaine.

Le programme des énergies renouvelables inclut la réalisation des centrales solaires, photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides.

- Jusqu'à 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW.
- Jusqu'à 2030, il est prévu l'installation d'une puissance d'origine renouvelable de près de 22000 MW dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale de l'électricité et 10 000 MW à l'exportation.

4.3.1 Implantation des éoliennes au nord de l'Algérie

L'Algérie est le premier pays en Afrique en superficie, de 2.381.74.100 km². Il se compose de quatre grandes unités structurales, le Tell, une succession de massifs montagneux, côtiers de largeur variable (80 km à 190 km). Les Hauts Plateaux, zone steppique localisée entre l'Atlas Tellien au nord et l'Atlas Saharien au sud à des altitudes plus ou moins importantes de 900 à 1 200 m. L'Atlas Saharien, forme une succession de chaînes au caractère aride, s'étend d'est en ouest. Et le Sahara, un immense désert qui s'étend au sud de l'Atlas saharien. Il représente 84 % de la superficie du pays et qui se succèdent du nord au sud.

La première tentative de raccorder des éoliennes en Algérie était en 1957 par l'ingénieur français ANDREAU, avec un aérogénérateur bipale de type pneumatique à pas variable de 30 m de haut avec un diamètre de 25 m et une puissance de 100 kW. De nombreux autres aérogénérateurs ont été installés sur différents sites, notamment pour l'alimentation énergétique des localités isolées. Mais ces installations restent toujours insignifiantes. Cependant, la première ferme éolienne installée en Algérie est en 2012 à Adrar avec une puissance de 10 MW [100].

L'Office National de la Météorologie (ONM) présente une étude qui mesure la vitesse et la direction du vent prélevé de 74 stations météorologiques ainsi que dans 21 stations

supplémentaires des pays limitrophes pendant dix ans pour la période de 2004 à 2014, [101]. Les résultats sont illustrés dans la carte de la Figure 4.3.

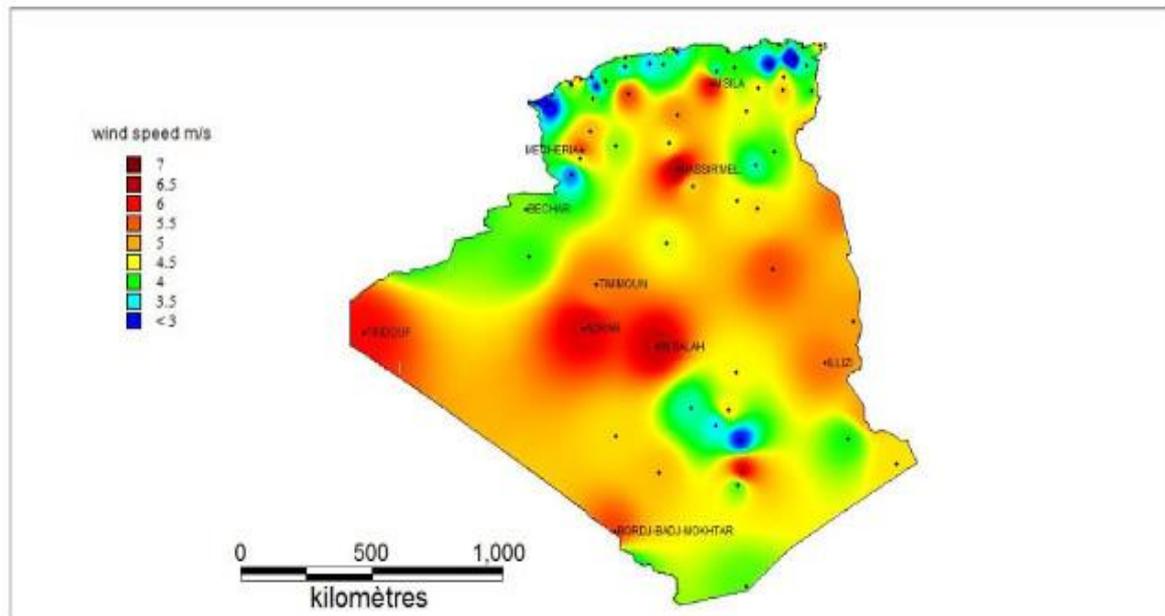


Figure 4.3 Nouvel Atlas éolien de l'Algérie à 10 m du sol

Notre choix de zone pour l'implantation des éoliennes en Algérie a été fait sur la base de l'étude de Derai et al [102]. D'après cette étude les deux zones « Sétif et Djelfa » de la région des hauts plateaux sont considérés comme des zones qui ont un potentiel éolien.

Le Tableau 4.1 suivant présente les coordonnées géographiques des deux sites de la région des hauts plateaux.

Tableau 4.1 Coordonnées géographiques des zones étudiées

Zone	Latitude	Longitude	Altitude
Sétif	36° 11'N	05° 15'E	1038
Djelfa	34° 40'N	03° 15'E	1144

Les valeurs de la vitesse moyenne annuelle du vent, de la densité de puissance moyenne, ainsi que les paramètres de forme k, et d'échelle c de Weibull de l'étude de l'ONM sont résumés dans le Tableau 4.2 suivant :

Tableau 4.2 Caractéristique du vent dans les zones étudiées

Zone	Vitesse de vent (m/s)	Densité de puissance (W/m ²)	K	C
Sétif	3.712	91.7	1.425	4.083
Djelfa	4.589	112.5	2.008	5.178

Notre étude porte sur l'implantation de deux fermes éoliennes au niveau du réseau Algérien 114 jeux de barres avec une puissance de 10 et 20 MW. Ces deux fermes sont installées dans le jeu de barres à 99 (Sétif) et le jeu de barres à 107 (Djelfa).

4.4 Impact du coût de production de l'énergie sur l'économie

L'optimisation du coût de production d'énergie est un projet écologique et économique majeur. Sur les marchés de l'électricité, le prix du MWh varie en fonction des unités de production qui ont permis de le produire. La nécessité économique commande à l'utilisateur de rechercher la source d'énergie qui lui apportera le maximum de satisfaction (disponibilité, rendement, fiabilité, qualité et régularité de la fourniture) au moindre coût, ou les centrales sont appelées par ordre de coûts marginaux croissants. Il existe une gamme de centrales de production adaptée qui se distinguent par leur ratio coût fixe sur coût variable. Les centrales en base (centrales nucléaires et centrales à charbon) possèdent un ratio coût fixe sur coût variable élevé. Il est donc moins coûteux de les faire fonctionner pendant le plus de temps possible dans l'année. Les centrales en pointe (turbines à combustion au gaz (OCGT) ou au fioul) possèdent un ratio coût fixe sur coût variable faible et sont faites pour fonctionner pendant un nombre limité d'heures dans l'année pour répondre à la demande de pointe. Les centrales en semi-base (centrales CCGT) ont un statut intermédiaire, pour répondre à un niveau de demande donnée.

L'arrivée sur les marchés des énergies renouvelables variables, actuellement prioritaires à la distribution entraîne une réduction des prix sur le marché de l'électricité.

Les énergies renouvelables intermittentes sont injectées de façon prioritaire sur le réseau électrique dès lors que leur coût marginal est considéré comme nul. La Figure 4.4 ci-dessous montre les coûts moyens du déférente forme de production de l'électricité en MWh/\$ [103].

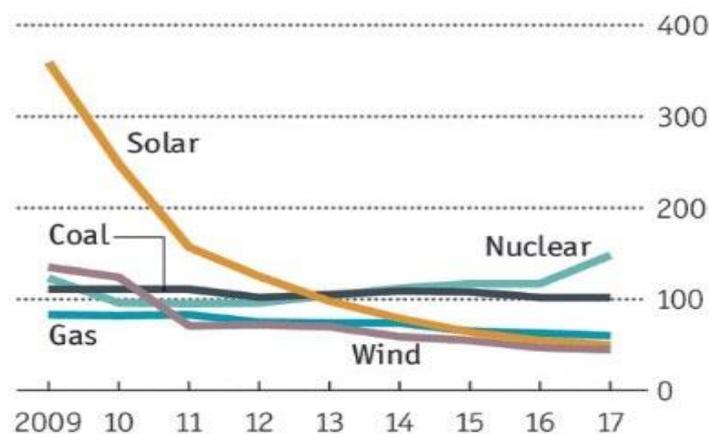


Figure 4.4 Coût moyen des productions d'électricité en \$/MWh en Amérique du nord

En remarque que le la production de l'énergie éolienne est la moins coûteuse par rapport à d'autre forme de production renouvelable. L'introduction des énergies renouvelables dans le réseau électrique a un effet important sur le coût de production qui est décomposé comme suit [103] :

- Les coûts additionnels de réseaux : investissements supplémentaires dans les lignes de transport et de distribution pour raccorder les nouvelles capacités renouvelables variables, et si les réseaux sont contraints.

- Les coûts additionnels liés à la gestion de congestions sur les lignes. Ces coûts sont communément appelés les « grid costs ».

- Les coûts liés aux besoins d'équilibrage supplémentaires dans le court terme avec l'augmentation des écarts par rapport aux prévisions de production (aléas météorologiques du vent par exemple) : communément appelés les « balancing costs ».

- Les coûts liés à l'augmentation de la variabilité de l'offre dans le court terme (réduction du kp des centrales non renouvelables, augmentation des manœuvres réalisées, gestion des surplus d'électricité « utilisation and flexibility costs ».

- Les coûts liés aux besoins de capacités supplémentaires installées pour satisfaire la fiabilité objective du réseau électrique dans le long terme : ils sont liés au faible crédit de capacité des énergies renouvelables variables. Ces coûts existent si les capacités renouvelables variables sont ajoutées pour satisfaire une demande supplémentaire. Sinon, ce sont les coûts liés aux moyens de productions adaptés pour fournir plus de flexibilité : ils sont appelés les « adequacy costs ».

4.5 Formulation du problème de l'écoulement de puissance optimal

Depuis plusieurs décennies, les compagnies d'électricité s'intéressent à la possibilité d'adapter la consommation aux contraintes économiques du marché et aux contraintes techniques du réseau électrique. Cette démarche peut être initiée par la mise en œuvre d'une politique tarifaire spécifique et/ou une gestion centralisée des charges et des unités de production afin d'adapter les capacités d'offre d'énergie à la demande. L'écoulement de puissance optimal est un problème d'optimisation qui consiste à répartir la production de la puissance demandée entre les différentes centrales du système, de sorte à exploiter ces dernières de la manière la plus économique possible. Cette répartition doit évidemment respecter les limites de production des centrales ainsi que la tension de tous les jeux de barres du réseau. La fonction à optimiser est donc le coût de production quel que soit sa nature

thermique ou renouvelable. Le coût de production d'une centrale est généralement modélisé par une fonction (puissance active générée par la centrale) dont les coefficients sont des constantes propres à chaque centrale [94].

Cette partie présente l'application d'une approche méta-heuristique pour minimiser le coût de la production des centrales thermiques et éoliennes et d'améliorer la marge de la stabilité.

4.5.1 Fonction du coût de la production des centrales thermiques

Le générateur le plus efficace dans le réseau électrique ne garantit pas le coût minimum s'il est situé dans un secteur où le coût de carburant est coûteux. En outre, si la centrale est située loin du centre de charge, les pertes de transport peuvent être considérablement élevées et par conséquent la centrale sera peu économique.

La fonction du coût total de production d'énergie des centrales thermiques est modélisée mathématiquement par une fonction polynomiale du second degré dont les coefficients sont des constantes propres à chaque centrale sous la forme suivante [104] :

$$\text{Minimiser } f_1 = \sum_{i=1}^{NG} C_i (P_{Gi}) \quad 4.1$$

Avec :

$$C (P_{Gi}) = a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad 4.2$$

Où P_{Gi} est la puissance active produite de la $i^{\text{ème}}$ turbine, a_i , b_i et c_i sont les facteurs invariants.

4.5.2 Fonction de coût de la production des centrales éoliennes

Les productions électriques à base d'énergies renouvelables du type éolien sont qualifiées d'intermittentes car la puissance qu'elles produisent est fluctuante et difficilement prévisible. L'évaluation du potentiel de cette énergie est un des éléments les plus importants pour assurer à tout instant le difficile équilibre entre la production et la consommation électrique. Donc il est nécessaire de trouver un modèle mathématique pour prendre en compte l'incertitude, la fluctuation continue et le comportement aléatoire du vent ainsi que les changements météorologiques.

Les études de modélisation de la distribution des vitesses du vent ont été orientées vers différents modèles. Le modèle le plus utilisé est celle de Weibull. Cette fonction permet de caractériser la distribution fréquentielle des vitesses de vent sur une période donnée : une année, un mois ou une journée par exemple [105]. Cependant, dans la majorité des cas, cette

distribution est utilisée pour une période d'un an. Elle est caractérisée par deux paramètres de forme, noté k , et d'échelle, noté c . La fonction de densité de la Weibull est la suivante :

$$f_{k,c}(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \dots \quad 0 < v < \infty \quad 4.3$$

v représente la vitesse de l'éolienne, c le facteur d'échelle de la loi de Weibull. Il est relié à la vitesse moyenne du vent par le facteur de forme. k est le facteur de forme de la loi de Weibull, décrivant la distribution de la vitesse des vents.

La puissance de sortie de l'éolienne avec une vitesse de vent donnée est exprimée :

$$P = \begin{cases} 0; & 0 < v < v_{in} \\ P_r \left(\frac{v - v_{in}}{v_r - v_{in}} \right); & v_{in} \leq v \leq v_r \\ P_r; & v_r \leq v \leq v_o \\ 0; & v > v_o \end{cases} \quad 4.4$$

Où v_{in}, v_r et v_o sont respectivement les vitesses de vent de démarrage, nominal et de coupure et P_r est la puissance de sortie nominale de l'éolienne. La fonction de densité de probabilité $F_p(p)$ pour la partie linéaire de la vitesse du vent est donnée par :

$$f_p(p) = \left(\frac{k(v_r - v_{in})}{c p_r} \right) \left(\frac{v_{in} P_r + P(v_r - v_{in})}{c p_r} \right)^{(k-1)} \times \exp \left\{ - \left(\frac{v_{in} P_r + P(v_r - v_{in})}{c p_r} \right)^k \right\} \quad 4.5$$

Pour une partie discrète, les probabilités d'obtenir la puissance de sortie et la puissance de sortie nominale de l'éolienne sont les suivantes :

$$F_p(p = 0) = 1 - \exp \left\{ - \left(\frac{v_{in}}{c} \right)^k \right\} + \exp \left\{ - \left(\frac{v_o}{c} \right)^k \right\} \quad 4.6$$

$$F_p(p = p_r) = \exp \left\{ - \left(\frac{v_r}{c} \right)^k \right\} + \exp \left\{ - \left(\frac{v_o}{c} \right)^k \right\} \quad 4.7$$

Les facteurs de forme k et d'échelle c de la loi de Weibull ont des influences différentes sur la distribution statistique des vitesses de vent. Les deux Figures 4.5 et 4.6 suivantes représentent la courbe de distribution des vitesses de vent en fonction des différentes valeurs de k et c .

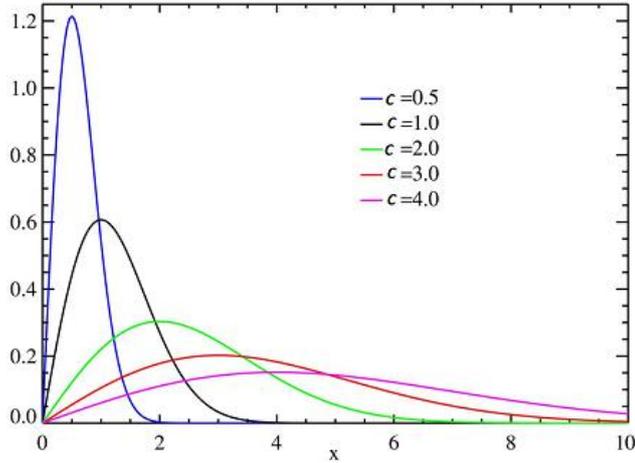


Figure 4.5 Distributions de Weibull pour une même valeur de k

Par contre, si l'on augmente la valeur du paramètre k en fixant celle de c , la courbe de distribution des vitesses de vent devient plus étroite, son maximum augmente et est décalé vers la droite : on a un plus grand nombre de vitesses de vent autour de la moyenne.

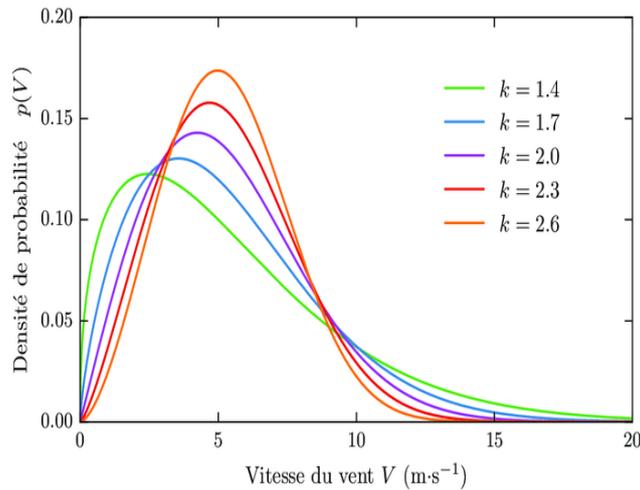


Figure 4.6 Distributions de Weibull pour une même valeur de c

Le coût associé à la puissance éolienne disponible est exprimé comme suit [106] :

$$f_2 = \sum_{j=1}^m Y_{w_j} (\$/h) \tag{4.8}$$

Soumis à certaines contraintes d'égalité et d'inégalité :

$$\sum_{i=1}^n P_i + \sum_{i=1}^m W_j = P_D + P_L \tag{4.9}$$

$$P_{i_{\min}} \leq P_i \leq P_{i_{\max}} \quad (i = 1, 2, \dots, n) \tag{4.10}$$

$$0 \leq W_j \leq W_{R_j} \quad (i = 1, 2, \dots, m) \tag{4.11}$$

Où Y_{wj} représente les coûts de production d'énergie éolienne.

Y_{wj} est représenté en utilisant l'équation suivante :

$$\begin{aligned}
 Y_{wj} &= \sum_{j=1}^m (WPCost_{oej} + WPCost_{uej} + WPCost_{dirj}) \\
 &= \sum_{j=1}^m (C_{rwj} \times E(Y_{oej})) + \sum_{j=1}^m (C_{pwj} \times E(Y_{uej})) + \sum_{j=1}^m (g_j \times w_j)
 \end{aligned} \tag{4.12}$$

Où $WPCost_{oej}$ est le coût moyen pondéré de la surestimation pour la $j^{ème}$ éolienne, C_{rwj} est le coefficient de coût pour la surestimation de la $j^{ème}$ éolienne, $E(Y_{oej})$ est la valeur attendue de la surestimation de l'énergie éolienne pour la $j^{ème}$ éolienne. Elle est représentée comme suit :

$$E(Y_{oej}) = \begin{cases} w_j \{1 - \exp(-(v_{IN}/c)^k) + \exp(-(v_{OUT}/c)^k)\} \\ + ((w_R v_{IN}/v_R - v_{IN}) + w_j) (\exp(-v_{IN}^k/c^k) - \exp(-v_j^k/c^k)) \\ + ((w_R c/v_R - v_{IN})) (\Gamma[1+1/K, (v_{IN}/c)^k] - \Gamma[1+1/K, (v_j/c)^k]) \end{cases} \tag{4.13}$$

De même, $WPCost_{uej}$ est le coût moyen pondéré de la sous-estimation pour la $j^{ème}$ éolienne, C_{pwj} est le coefficient des coûts pour la sous-estimation ; $E(Y_{uej})$ est la valeur attendue de la sous-estimation de la puissance éolienne pour la $j^{ème}$ éolienne. Il est représenté comme :

$$E(Y_{uej}) = \begin{cases} (w_R - w_j) [\exp(-v_R^k/c^k) - \exp(-v_{OUT}^k/c^k)] \\ + ((w_R v_{IN}/v_R - v_{IN}) + w_j) (\exp(-v_R^k/c^k) - \exp(-v_j^k/c^k)) \\ + (w_R c/v_R - v_{IN}) (\Gamma[1+1/K, (v_j/c)^k] - \Gamma[1+1/K, (v_R/c)^k]) \end{cases} \tag{4.14}$$

Ou w_R est une puissance éolienne nominale, v_R est la vitesse nominale du vent, v_{IN} est la vitesse du vent, v_{OUT} est la vitesse de la coupure du vent, $WPCost_{dirj}$ est le coût direct pour la production d'énergie éolienne, qui est directement proportionnelle à l'énergie éolienne de sortie. Par conséquent, pour la $j^{ème}$ éolienne, mathématiquement, il peut être écrit :

$$WPCost_{dirj} = g_j \times w_j \tag{4.15}$$

Où g_j est le coefficient de coût pour le coût direct de la production d'énergie éolienne.

4.5.3 Fonction de la marge de stabilité de tension

Il est très nécessaire de maintenir en permanence la tension dans tous les jeux de barres du réseau électrique avec une génération optimale des coûts de production thermique et éolienne. L'amélioration de la stabilité de la tension est prise en compte par l'optimisation de l'indice de stabilité de tension de ligne (L_{mn}) [34].

La valeur de l'indice de stabilité L_{mn} vari de $[0, 1]$, sa valeur doit être inférieure à 1 pour que le système soit stable. L'amélioration de la stabilité de la tension du réseau électrique peut être atteinte en minimisant l'indice de la stabilité de tension de ligne dans toutes les branches du réseau.

La fonction objective à optimiser pour l'amélioration de la stabilité de tension est la suivante :

$$f_3 = \sum_{k=1}^{NB} L_{mn} \quad 4.16$$

La fonction objective globale est la fonction combinée, qui comprend tous les différents objectifs f_1, f_2, f_3 , qui sont le coût de production des générateurs thermiques, le coût de production des générateurs éoliennes et l'indice de stabilité de tension de ligne, La fonction objective globale à minimiser est la suivante :

$$f = f_1 + f_2 + f_3 = \sum_{i=1}^n [a_i + b_i P_i + c_i P_i^2] + \sum_{j=1}^m Y_{w_j} + \lambda_m \sum_{k=1}^{nb} L_{mn} \quad 4.17$$

Les contraintes d'égalité et d'inégalité à satisfaire lors de la recherche de la solution optimale peuvent s'écrire :

$$\begin{cases} P_{gi} - P_{di} = |U_i| \left| \sum_{j=1}^{NB} |U_j| (G_{ij} \cos \delta_{ij} + B_{ij} \sin \delta_{ij}) \right| \\ Q_{gi} - Q_{di} = |U_i| \left| \sum_{j=1}^{NB} |U_j| (G_{ij} \sin \delta_{ij} + B_{ij} \cos \delta_{ij}) \right| \end{cases} \quad 4.18$$

Les contraintes d'opération d'inégalité du système incluent :

$$P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} \quad 4.19$$

$$Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad 4.20$$

$$V_i^{\min} \leq V_i \leq V_i^{\max} \quad 4.21$$

Où, NB est le nombre de jeu des barres, P_{gi} et Q_{gi} sont les puissances active et réactive des générations à i_{th} jeu de barres, P_i et Q_i sont les puissances active et réactive injectées à i_{th} jeu de barres, δ_{ij} est la différence entre les angles de tension aux jeux des barres i et j .

L'implantation de l'algorithme MFO pour l'optimisation de cette fonction est résumée dans les étapes suivantes et dans l'organigramme illustré par la Figure 4.7.

Etape 1 : Lire les paramètres du réseau électrique (jeux de barres, lignes et générateurs) ;

Etape 2 : Fixer les paramètres de l'algorithme MFO :

- Le nombre des moths ;
- Le maximum nombre des itérations ;
- Le nombre des variables ;
- Les limites Min et Max des variables (puissances actives générées, tensions des jeux de barres générateurs et batteries de condensateurs).

Etape 3 : Initialisation de la position des moths et le nombre de flammes ;

Etape 4 : Mise à jour de nombre de flammes ;

Etape 5 : Entrer la position des moths dans le programme d'écoulement de puissance et calculer la valeur « fitness » de chaque moth ;

Etape 6 : La population des moths avec les meilleurs valeurs « fitness » doit être sélectionné ;

Etape 7 : Mise à jour de la position des moths ;

Etape 8 : Obtenir la meilleure valeur « fitness » ;

Etape 9 : Si le critère d'arrêt est atteint, aller à l'étape 11, sinon, reprendre les étapes 4 à 9 ;

Etape 10: Sélectionner la meilleure valeur du moth et de « fitness ».

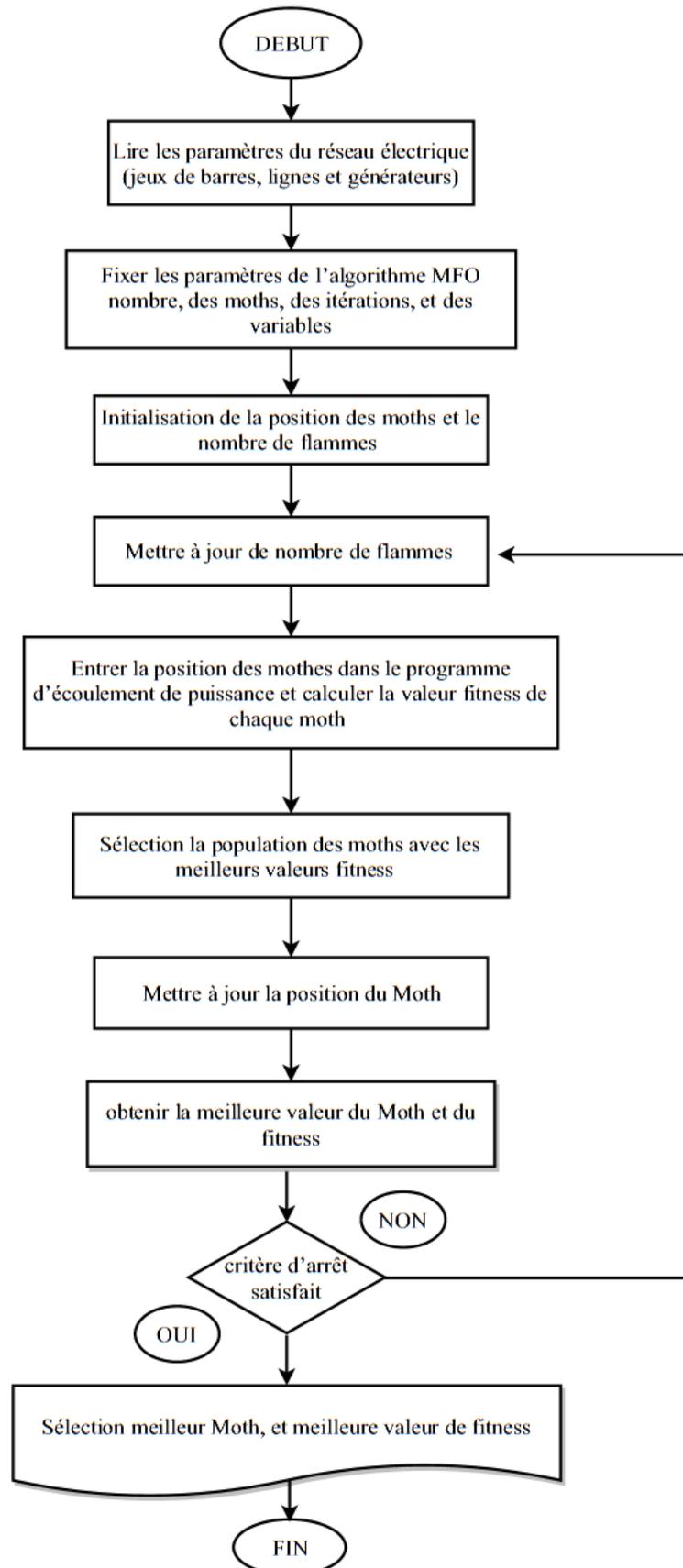


Figure 4.7 Organigramme d'optimisation du cout de production et l'indice de la stabilité

4.6 Conclusion

Dans ce chapitre, une méthodologie pour résoudre le problème d'écoulement de puissance optimale (OPF) avec l'intégration de l'énergie éolienne s'appuyant sur la méthode d'optimisation MFO a été proposée. Le modèle mathématique du coût de l'énergie éolienne a été détaillé en considération de l'incertitude de cette énergie sur le système de production de l'électricité. Le coût d'exploitation de l'énergie éolienne est devisé en trois parties, le coût direct, le coût sous-estimé et le coût surestimé. Ce problème a permis de déterminer un plan de fonctionnement satisfaisant les contraintes liées au transport de la puissance tout en minimisant le coût de production de l'énergie thermique et éolienne ainsi que l'amélioration de la marge de stabilité.

Chapitre 5 : Simulations et résultats

5.1 Introduction

Dans ce chapitre, l'identification et le classement des jeux de barres les plus critiques dans le réseau électrique sont évoqués en premier en utilisant la méthode d'optimisation MFO. Dans cette partie nous allons calculés l'indice de stabilité de ligne (L_{mn}) qui peut être utilisé pour déterminer la marge de stabilité ainsi que les jeux de barres les plus critiques dans le réseau. Ces derniers sont déterminés à l'aide de l'algorithme d'optimisation MFO qui sert à définir les meilleurs emplacements pour introduire des sources de puissance réactive.

Dans la deuxième partie, nous allons évaluer la stabilité de tension en utilisant la méthode hybride proposée ANFIS-MFO. Cette méthode utilise les amplitudes de tension et leurs phases obtenues à partir des jeux de barres critiques du réseau comme variables d'entrée et l'indice de stabilité comme vecteur de sortie.

Dans la troisième partie, nous allons étudiés l'impact de l'insertion des énergies renouvelables dans un réseau électrique sur le coût de production et la stabilité de tension. Dans un premier lieu on va calculer l'écoulement de puissance optimale qui donne la meilleure répartition des puissances actives générées entre les différentes zones de productions interconnectées. Cette étude doit évidemment respecter, les limites de production des centrales, les capacités de transport des lignes électriques et transformateurs, et le meilleur coût de production de chaque centrale. Ensuite, le coût direct, le coût de sous-estimation et le coût de surestimation de production de l'énergie éolienne, ainsi que l'indice de la stabilité de tension de ligne sont intégrés dans les équations d'écoulement de puissance optimal. La fonction objective qui constitue des coûts de la production des centrales conventionnelles, centrales éoliennes et de l'indice de ligne de la stabilité de tension doit être résolue à l'aide de l'algorithme MFO.

Les méthodologies proposées seront appliquées sur les réseaux test IEEE-30 jeux de barres, IEEE-118 jeux de barres et le réseau Algérien 114 jeux de barres.

5.2 Détermination et classement des jeux de barres critiques

5.2.1 Réseaux test

Les réseaux test IEEE-30, IEEE-118 jeux de barres [107] et le réseau Algérien 114 jeux de barres [108] sont utilisés pour examiner et valider les méthodes proposées. Le réseau IEEE-30 jeux de barres, représenté sur la Figure 5.1, comprend 6 générateurs, 41 lignes de transport, 4 transformateurs et 2 condensateurs. Le réseau IEEE-118 jeux de barres, représenté sur la Figure 5.2, comprend 54 générateurs, 186 lignes de transport, 9 transformateurs et 14 condensateurs. Le réseau Algérien, représenté sur la Figure 5.3, comprend 114 jeux de barres, 15 générateurs, 175 lignes de transmission et 16 transformateurs.

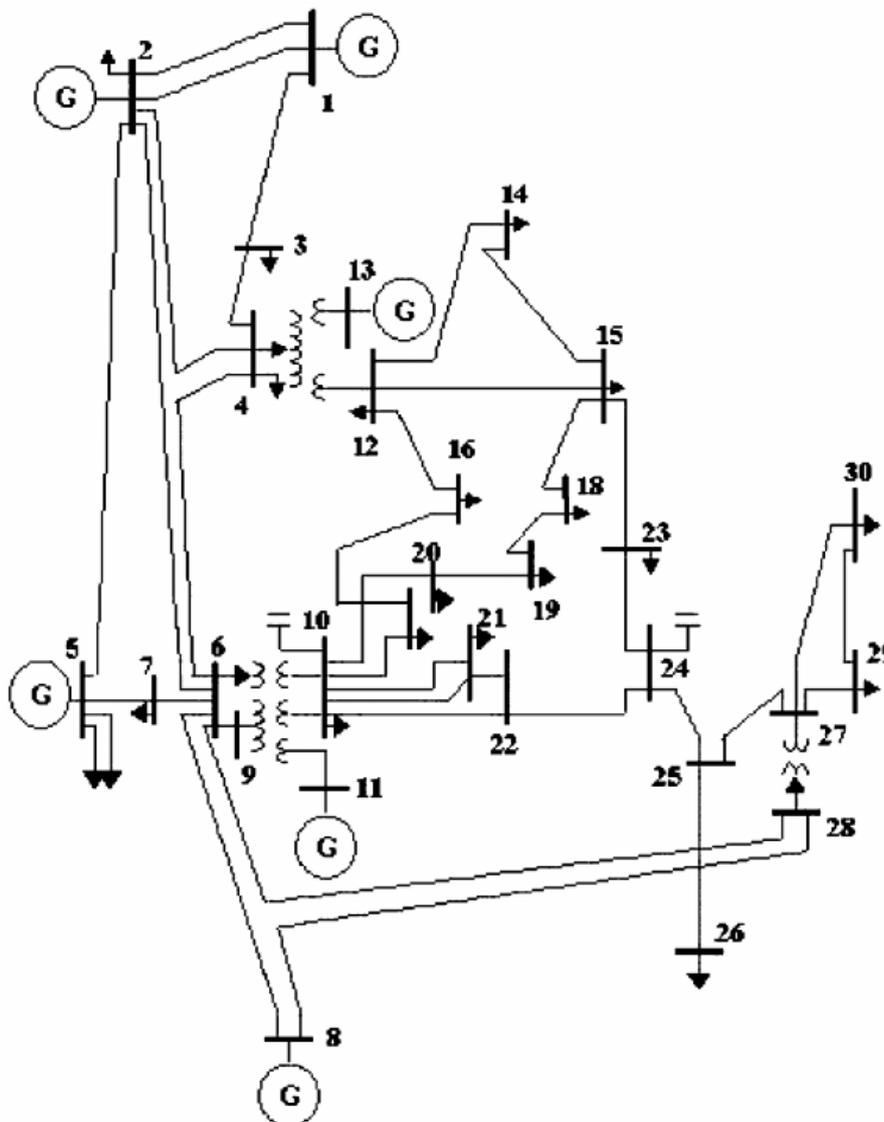


Figure 5.1 Schéma du réseau IEEE-30 jeux de barres

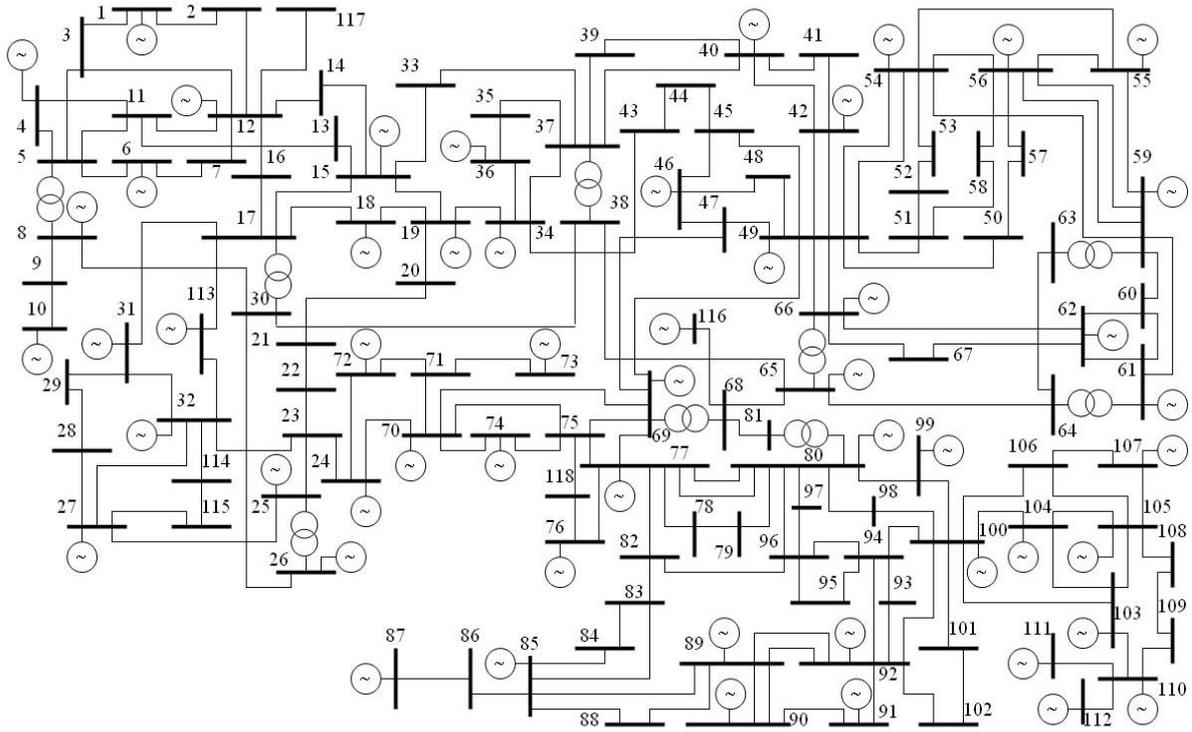


Figure 5.2 Schéma du réseau IEEE-118 jeux de barres

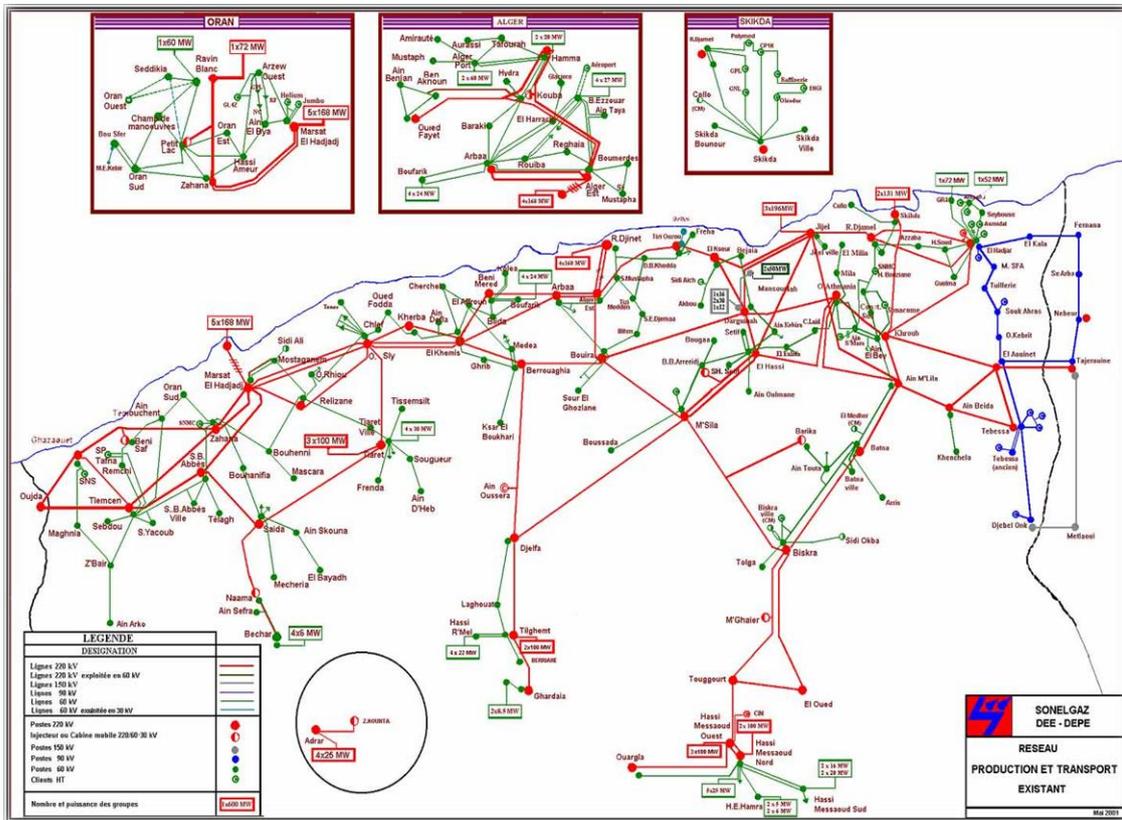


Figure 5.3 Schéma du réseau Algérien 114 jeux de barres

5.2.2 Impact de la variation de la charge sur la marge de la stabilité de tension

Dans cette partie nous avons fait une analyse de la stabilité de tension avec trois scénarios différents. Le premier scénario est effectué en augmentant progressivement la puissance réactive sur tous les jeux de barres charges jusqu'au l'effondrement de la tension, et en calculant en même temps l'indice de stabilité de ligne (L_{mn}) ainsi que le profil de tension de chaque jeu de barres. Dans le deuxième scénario l'analyse a été faite en augmentant que la puissance active jusqu'à l'instabilité du réseau, et en calculant l'indice L_{mn} ainsi que le profil de tension de chaque jeu de barres. Pour le troisième scénario, les deux puissances active et réactive étaient augmentées en même temps.

5.2.2.1 Application au réseau IEEE-30 jeux de barres

Scénario 1 : Comme nous avons mentionné, la valeur du L_{mn} est comprise entre 0 et 1, si cette valeur est proche du 0 cela signifie que le réseau électrique n'est pas chargé et le point d'effondrement de la tension est trop loin. Par contre si le L_{mn} est proche du 1 le réseau électrique fonctionne près de sa limite de stabilité de tension. Le Tableau 5.1 représente les valeurs du L_{mn} de toutes les lignes correspondantes à la valeur max de la puissance réactive. On remarque que la ligne la plus faible dans ce cas est la ligne entre les deux jeux de barres 4 et 12 avec un L_{mn} de **0.9105**.

Tableau 5.1 Valeurs du L_{mn} pour le scénario 1 (réseau IEEE-30 JB)

Ligne	L_{mn}	Ligne	L_{mn}
1-2	0.0589	15-18	0.1689
1-3	0.5020	18-19	0.0566
2-4	0.6152	19-20	0.0759
3-4	0.1505	10-20	0.2484
2-5	0.0316	10-17	0.1179
2-6	0.6835	10-21	0.2671
4-6	0.1401	10-22	0.2541
5-7	0.5253	21-22	0.0157
6-7	0.4212	15-23	0.2435
6-8	0.2143	22-24	0.2470
6-9	0.6029	23-24	0.1664
6-10	0.8266	24-25	0.3344
9-11	0.0000	25-26	0.4246
9-10	0.3738	25-27	0.3950
4-12	0.9105	28-27	0.6758
12-13	0.0000	27-29	0.2372
12-14	0.2145	27-30	0.3197
12-15	0.3046	29-30	0.1104
12-16	0.2351	8-28	0.0548
14-15	0.1203	6-28	0.1551
16-17	0.1111		

La Figure 5.4 montre l'évolution de la valeur max de l'indice L_{mn} (L_{mn-max}) ainsi que la tension min (V_{min}) en fonction de la puissance réactive demandée. On remarque que la courbe du L_{mn-max} est croissante de la valeur de 0.22 jusqu'à une valeur proche de 1, alors que la tension V_{min} diminue jusqu'à la valeur 0.5 p.u.

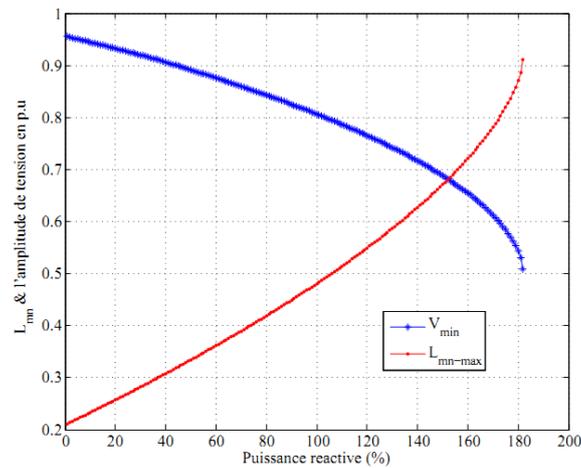


Figure 5.4 Variation du L_{mn-max} et de V_{min} pour le scénario 1 (réseau IEEE-30 JB)

Scénario 2 : Dans ce scénario, nous avons augmenté progressivement la puissance active de tous les jeux de barres charge jusqu'au limite de stabilité. Le Tableau 5.2 représente les valeurs du L_{mn} de toutes les lignes du réseau. La ligne la plus faible dans ce cas est la ligne 5-7 avec un L_{mn} de **0.8349**, après cette valeur le système perd sa stabilité. La Figure 5.5 représente l'évolution du L_{mn-max} et de V_{min} en fonction de la puissance active demandée. Lorsque le L_{mn-max} atteint sa valeur max (0.8349) V_{min} atteint sa valeur min (0.56 p.u).

Tableau 5.2 Valeurs du L_{mn} pour le scénario 2 (réseau IEEE-30 JB)

Ligne	L_{mn}	Ligne	L_{mn}
1-2	0.5437	15-18	0.0212
1-3	0.2074	18-19	0.0015
2-4	0.5269	19-20	0.0296
3-4	0.0223	10-20	0.0958
2-5	0.7559	10-17	0.0362
2-6	0.4767	10-21	0.0800
4-6	0.0146	10-22	0.0762
5-7	0.8349	21-22	0.0004
6-7	0.5376	15-23	0.0636
6-8	0.0850	22-24	0.0914
6-9	0.3223	23-24	0.0377
6-10	0.3600	24-25	0.0197
9-11	0.0000	25-26	0.1259
9-10	0.1097	25-27	0.0735
4-12	0.4526	28-27	0.4061
12-13	0.0000	27-29	0.1404
12-14	0.0561	27-30	0.1082
12-15	0.0916	29-30	0.0502
12-16	0.0541	8-28	0.0510
14-15	0.0238	6-28	0.1166
16-17	0.0153		

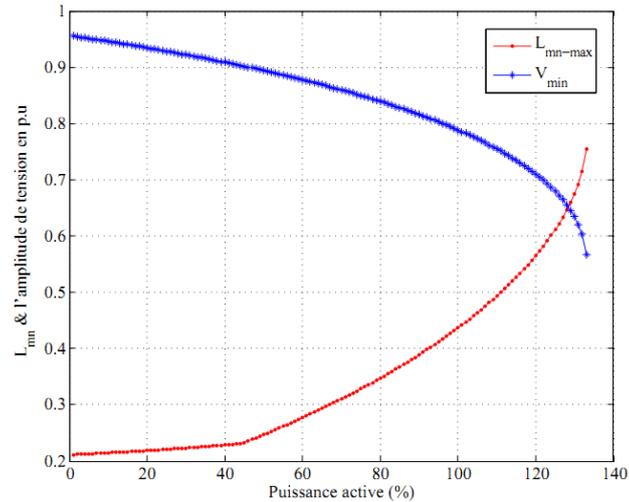


Figure 5.5 Variation du L_{mn-max} et de V_{min} pour le scénario 2 (réseau IEEE-30 JB)

Scénario 3 : Dans ce scénario, nous avons augmenté simultanément les deux puissances active et réactive jusqu'au point de l'effondrement de la tension. Le Tableau 5.3 représente les valeurs de l'indice de stabilité correspondantes aux valeurs max des puissances actives et réactive. D'après ces résultats on remarque la ligne 29-30 est la plus faible avec un indice de stabilité de **0.8508**. La Figure 5.6 ci-dessous illustre l'indice de stabilité et le profil de la tension des jeux de barres en fonction des deux puissances active et réactive demandées. Lorsque le L_{mn-max} atteint sa valeur max (0.8508) V_{min} atteint sa valeur min (0.53 p.u.).

Tableau 5.3 Valeurs du L_{mn} pour le scénario 3 (réseau IEEE-30 JB)

Ligne	L_{mn}	Ligne	L_{mn}
1-2	0.3166	15-18	0.0817
1-3	0.3557	18-19	0.0209
2-4	0.5713	19-20	0.0493
3-4	0.0835	10-20	0.1619
2-5	0.3956	10-17	0.0688
2-6	0.5851	10-21	0.1578
4-6	0.0589	10-22	0.1501
5-7	0.7850	21-22	0.0059
6-7	0.5009	15-23	0.1395
6-8	0.1477	22-24	0.1591
6-9	0.4631	23-24	0.0907
6-10	0.6024	24-25	0.1164
9-11	0.0000	25-26	0.2619
9-10	0.2262	25-27	0.2106
4-12	0.6949	28-27	0.5437
12-13	0.0000	27-29	0.1954
12-14	0.1236	27-30	0.2232
12-15	0.1852	29-30	0.8508
12-16	0.1310	8-28	0.0062
14-15	0.0631	6-28	0.1381
16-17	0.0541		

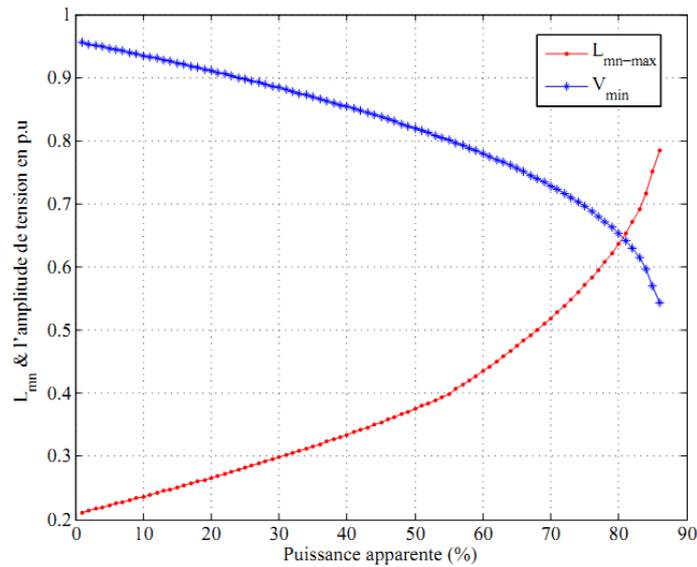


Figure 5.6 Variation du L_{mn-max} et de V_{min} pour le scénario 3 (réseau IEEE-30 JB)

5.2.2.2 Application au réseau Algérien

Les trois scénarios précédents sont aussi testés sur le réseau Algérien 114 jeux de barres. Les résultats obtenus de ces trois scénarios sont représentés sur les Figures 5.7, 5.8 et 5.9, respectivement.

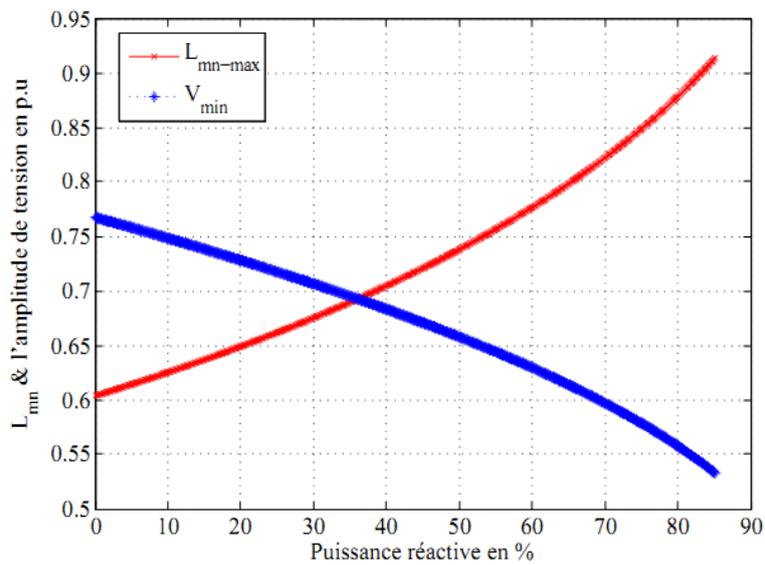


Figure 5.7 Variation du L_{mn-max} et de V_{min} pour le scénario 1 (réseau Algérien)

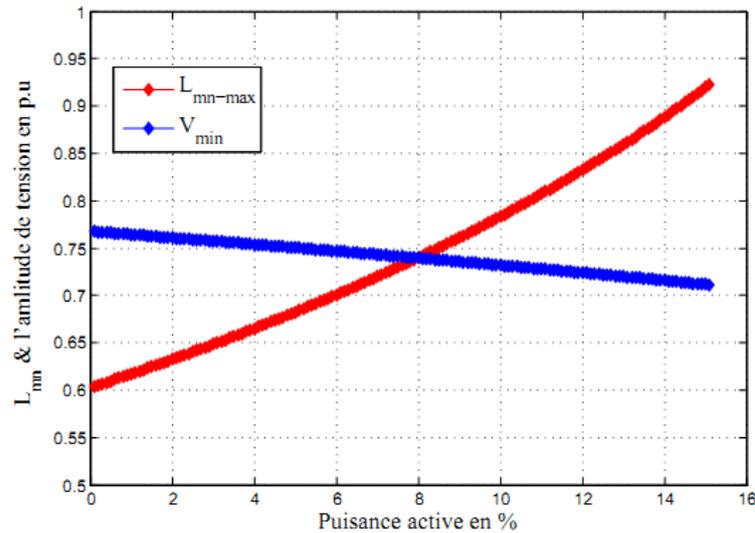


Figure 5.8 Variation du $L_{min-max}$ et de V_{min} pour le scénario 2 (réseau Algérien)

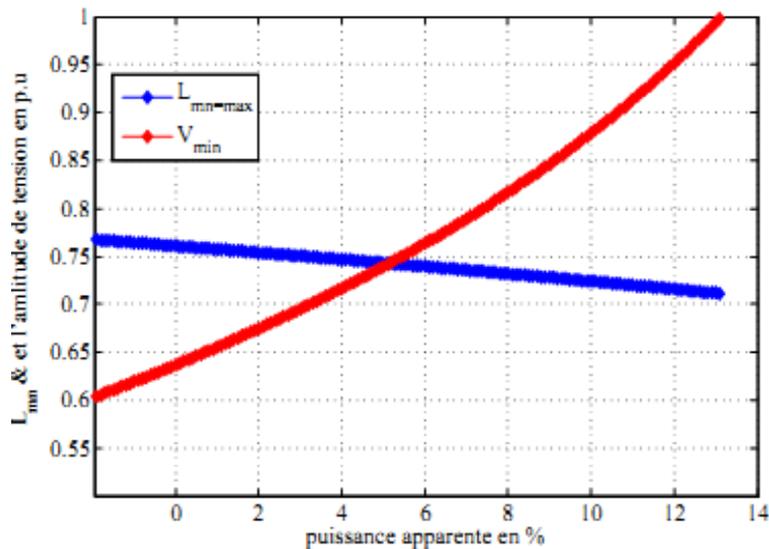


Figure 5.9 Variation du $L_{min-max}$ et de V_{min} pour le scénario 3 (réseau Algérien)

En remarque, de ces Figures, que dans l'état de fonctionnement normal l'indice de stabilité L_{mn} est supérieur de 0.6, cela signifie que la marge de stabilité du réseau Algérien est vraiment faible. Dans le cas du scénario 1, l'indice L_{mn} atteint sa valeur max après une augmentation de 85% de la puissance réactive. Alors que dans les deux autres scénarios l'indice L_{mn} atteint sa valeur max après une augmentation de la puissance 15% (scénario 2) et 13% (scénario 3).

5.2.3 Identification des jeux de barres critiques par la méthode MFO

Dans cette partie, l'identification et le classement des premiers jeux de barres critiques dans les réseaux IEEE-30, IEEE-118 jeux de barres et le réseau Algérien est effectué en utilisant la méthode d'optimisation MFO où les jeux de barres sont classés en commençant par le plus

critique. Pour déterminer les jeux barres les plus critiques, nous avons identifié les meilleurs emplacements pour implanter des sources de puissance réactive. Les jeux de barres trouvés sont considérés comme les jeux de barres les plus critiques, dans le réseau, du point de vue de la stabilité de tension. Les résultats obtenus pour le réseau test IEEE-30 jeux de barres sont présentés dans le Tableau 5.4.

Tableau 5.4 Classement des jeux de barre critiques dans le réseau test IEEE-30 JB

Ref [109]	30, 26, 29, 25, 27
Ref [110]	30, 26, 29, 14, 23
Ref [111]	30, 26, 29, 19, 20
Ref [83]	30, 26, 29, 21, 24
Méthode proposée	30, 26, 29, 28, 7

Les jeux de barres critiques sont classés en commençant par le plus critique qui est le jeu de barres 30, ensuit le jeu de barres 26 et ainsi de suite. Une comparaison entre les résultats obtenus en utilisant la méthode MFO et les résultats trouvés par d'autres méthodes existantes dans la littérature est représenté dans le Tableau 5.4. Cette comparaison montre que la méthode proposée peut identifier efficacement les jeux de barres critiques.

Les résultats obtenus pour le réseau test IEEE-118 jeux de barres sont présentés dans le Tableau 5.5.

Tableau 5.5 Classement des jeux de barres critiques du réseau test IEEE-118 JB

Méthode proposée	Classement
MFO	118, 88, 57, 16, 117, 53, 21, 76, 52, 28

La méthode d'optimisation MFO est également appliquée pour déterminer les jeux de barres critiques dans le réseau Algérien 114 jeux de barres. Ce réseau peut être considéré comme un réseau électrique de grande taille en termes de nombre de jeux de barres et de branches. Le classement des dix premiers jeux de barres critiques qui peut être participés à l'instabilité de la tension du réseau Algérien est présenté dans le Tableau 5.6 ci-dessous.

Tableau 5.6 Classement des jeux de barres critiques du réseau Algérien 114 JB

Méthode proposée	Classement
MFO	89, 92, 93, 68, 67, 69, 91, 56, 107, 99

5.3 Évaluation en ligne de la stabilité de tension par la méthode ANFIS-MFO

Dans cette partie, l'algorithme hybride ANFIS-MFO proposé pour évaluer en ligne la stabilité de la tension est appliquée sur les trois réseaux électriques IEEE-30, IEEE-118 jeux de barres et le réseau Algérien 114 jeux de barres.

Les variables d'entrée du modèle ANFIS-MFO sont les amplitudes et les phases de la tension des jeux de barres critiques. Tandis que la sortie est la valeur max de l'indice de stabilité L_{mn} (L_{mn-max}). L'ensemble de données est généré à l'aide de l'écoulement de puissance optimale en faisant varier la charge de tous les jeux de barres du point de fonctionnement de base jusqu'au point d'effondrement de tension. 80% des données générées sont utilisées comme échantillons d'apprentissage, tandis que les 20% restants sont utilisés pour tester le modèle ANFIS-MFO. Par la suite, pour évaluer la performance du modèle proposé, la différence entre les valeurs de sortie prévues et réelles a été évaluée en fonction du coefficient de corrélation R (correlation coefficient), de l'erreur quadratique moyenne RMSE (root means square error) et de l'erreur absolue moyenne en pourcentage MAPE (mean absolute percentage error).

Comme nous l'avons mentionné précédemment, afin de générer des règles floues, en utilisant la technique subtractive clustering, il est primordial de déterminer les valeurs adéquates des paramètres 'accept ratio', 'reject ratio', 'squash factor' et 'cluster radius'. La performance du modèle ANFIS est très sensible au paramètre 'cluster radius' alors que le reste des paramètres n'ont pas une grande influence. Dans ce travail, 'accept ratio', 'reject ratio' et 'squash factor' ont été considérés respectivement 1.25, 0.5 et 0.15, alors que le 'cluster radius' sera optimisé. Pour déterminer la valeur optimale du 'cluster radius', l'algorithme MFO est utilisé. Selon la référence [84], les valeurs adéquates du 'cluster radius' sont généralement comprises entre 0.2 et 0.5.

Les Figures 5.10, 5.11 et 5.12 représentent les courbes de convergence de l'algorithme MFO dans le cas des réseaux test IEEE-30, IEEE-118 jeux de barres et du réseau Algérien 114 jeux de barres. Le Tableau 5.7 représente les valeurs optimales du paramètre interne Cluster Radius de l'algorithme subtractive clustering obtenues par la méthode MFO pour les trois réseaux.

Les Figures 5.13, 5.14, et 5.15 représentent l'erreur absolue d'apprentissage et de test dans le cas des trois réseaux.

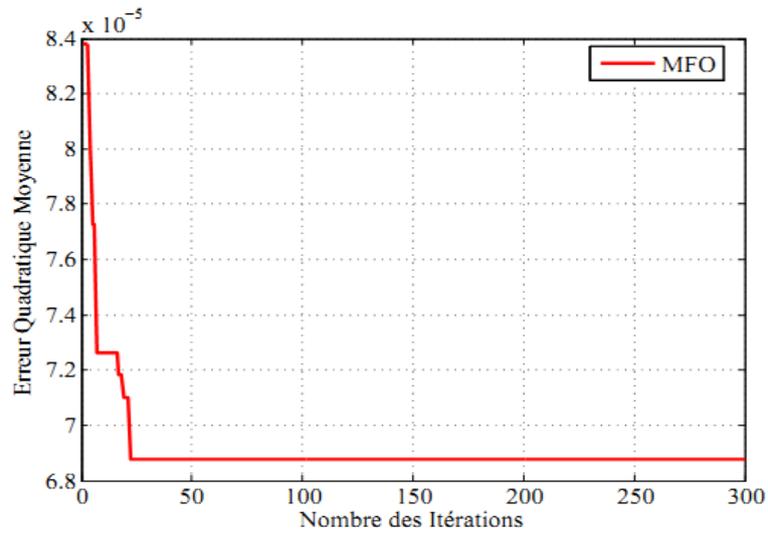


Figure 5.10 Courbe de convergence du MFO (réseau IEEE-30 JB)

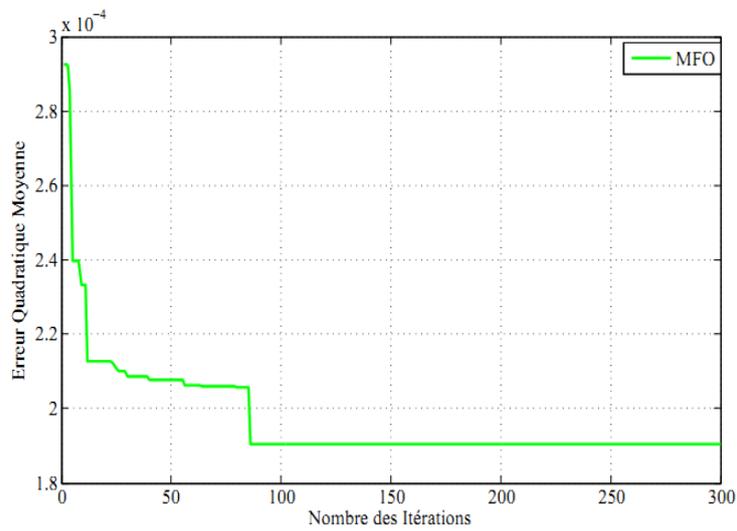


Figure 5.11 Courbe de convergence du MFO (réseau IEEE-118 JB)

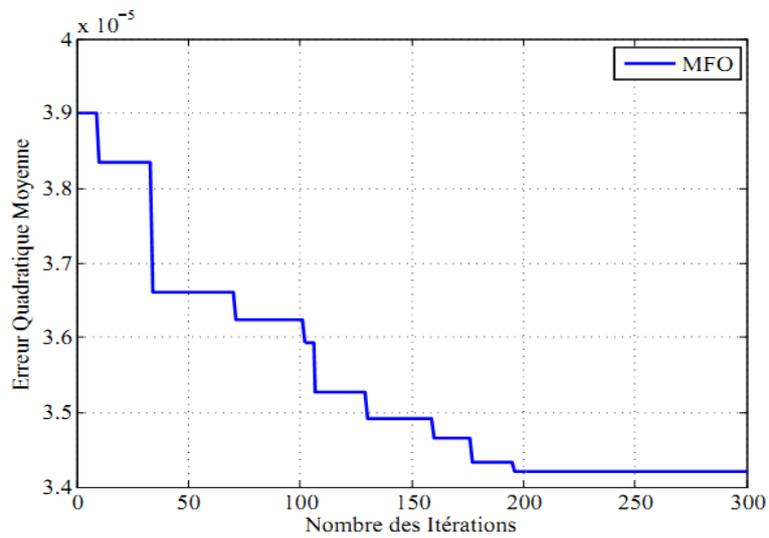
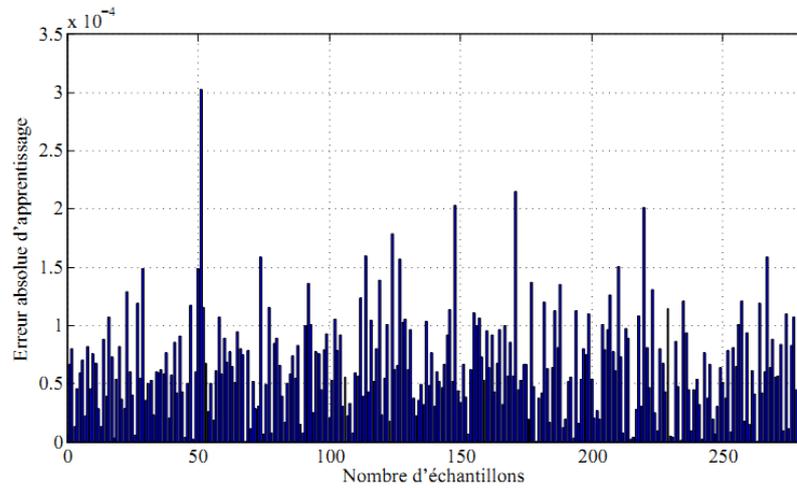


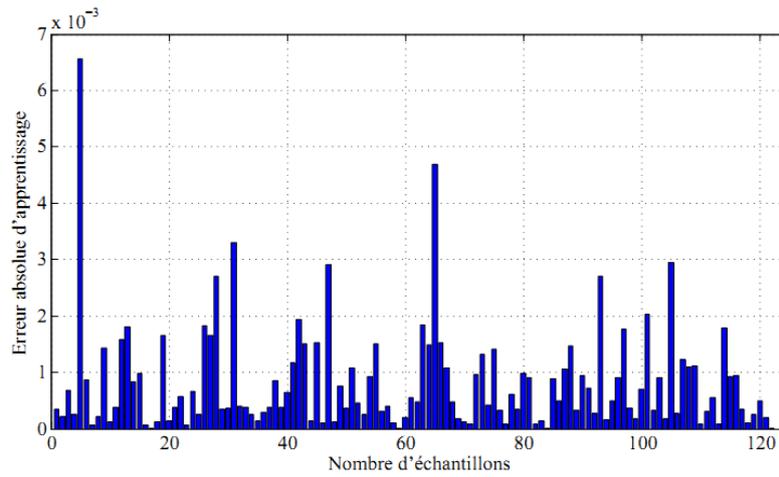
Figure 5.12 Courbe de convergence du MFO (réseau Algérien)

Tableau 5.7 Valeurs optimales du cluster radius

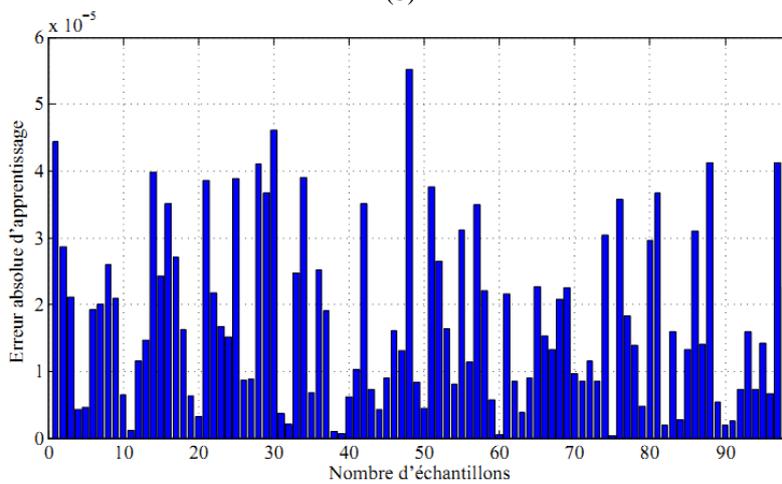
Réseau test	Cluster radius
IEEE 30 jeux de barres	0.2305
IEEE 118 jeux de barres	0.3912
Algérien 114 jeux de barres	0.2320



(a)



(b)



(c)

Figure 5.13 Erreur absolue d'apprentissage dans le cas (a) IEEE-30 JB, (b) IEEE-118 JB et (c) réseau Algérien

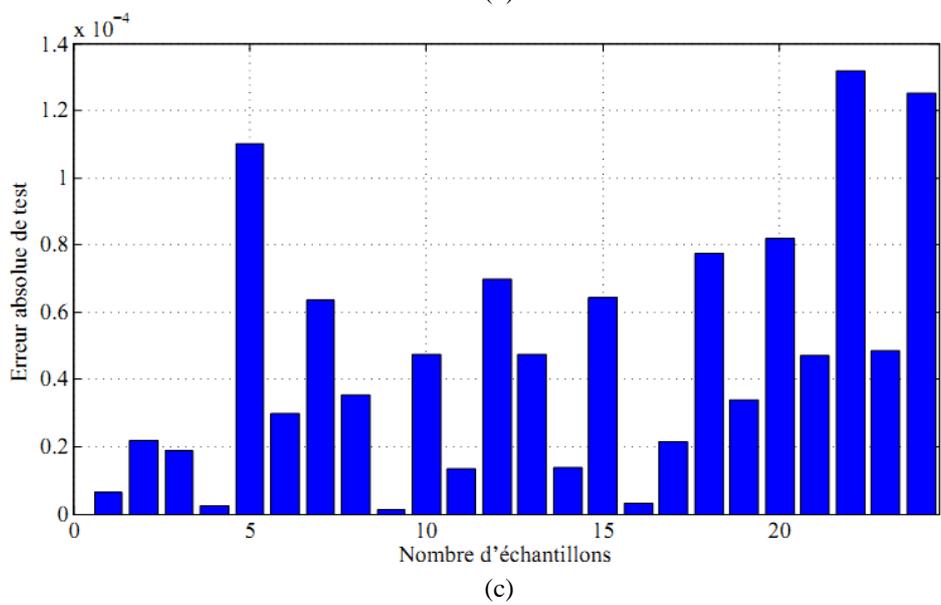
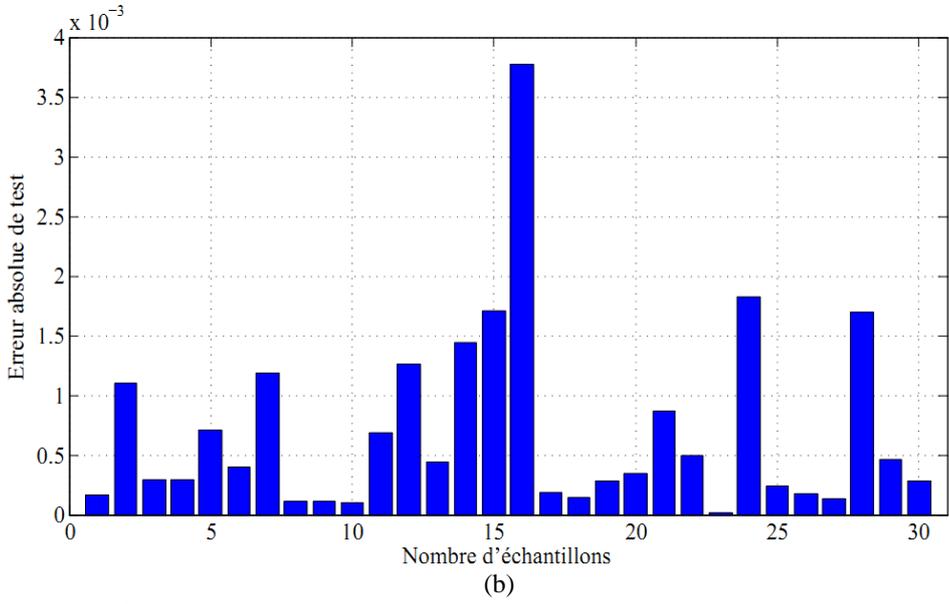
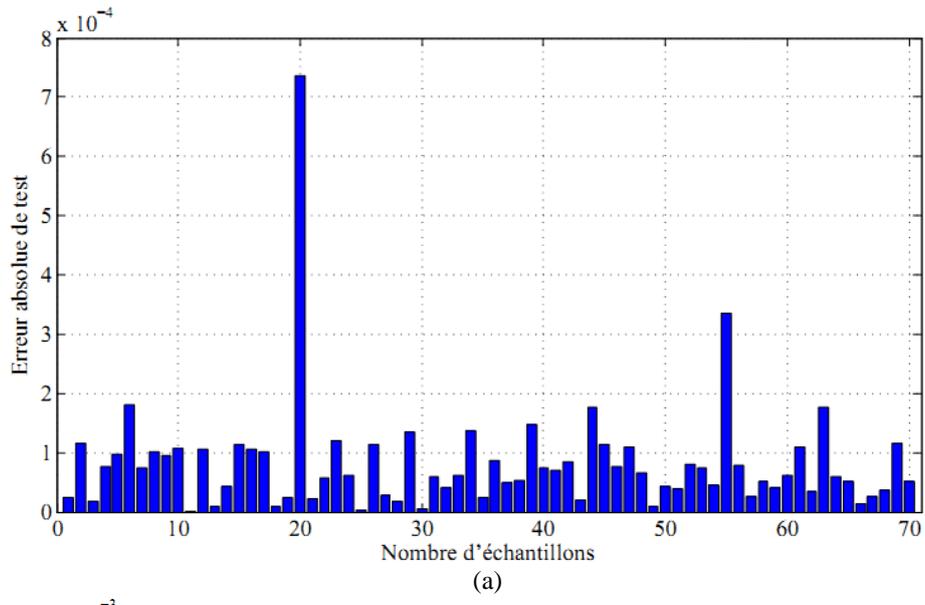
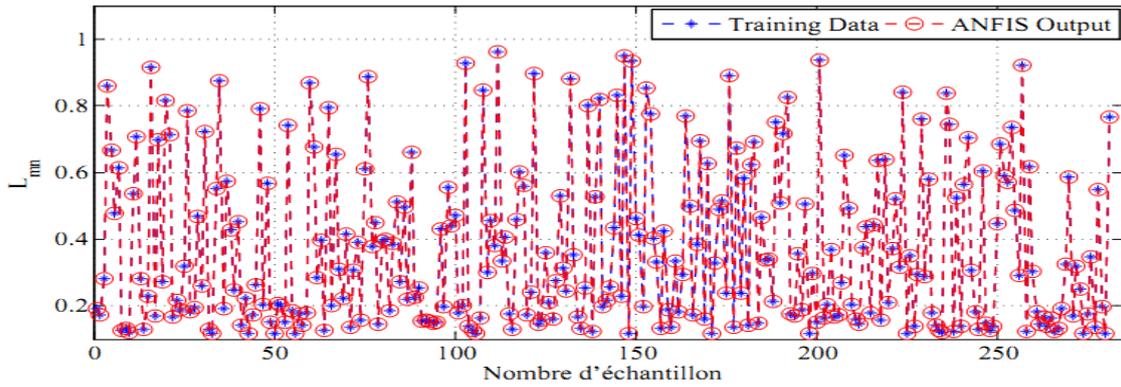
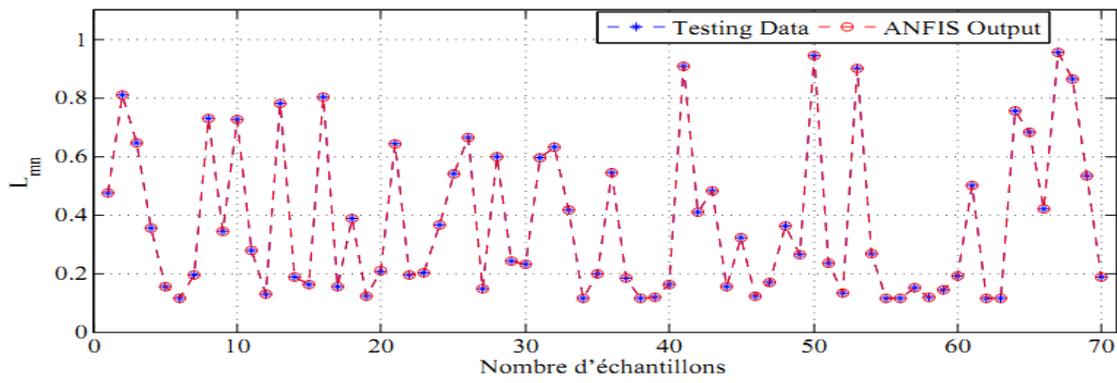


Figure 5.14 Erreur absolue de test dans le cas (a) IEEE-30 JB, (b) IEEE-118 JB, et (c) réseau Algérien

Les Figures 5.15, 5.16 et 5.17 représentent la comparaison entre l'indice L_{mn} calculé en utilisant les équations de l'écoulement de puissance et l'indice estimé par le modèle ANFIS-MFO dans le cas des trois réseaux test. Il y a une bonne corrélation entre les valeurs calculées et les valeurs prédites, ce qui montre la performance de l'ANFIS-MFO dans l'évaluation en ligne de la stabilité de tension quel que soit la taille du réseau électrique.

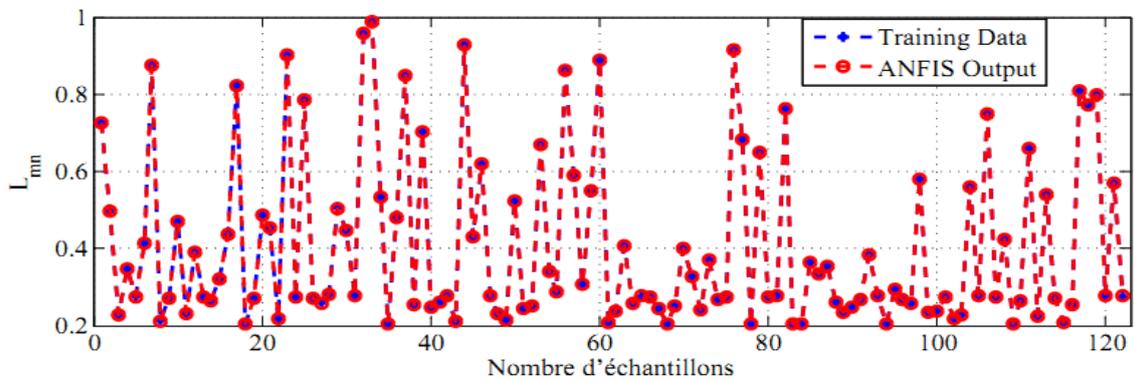


(a)

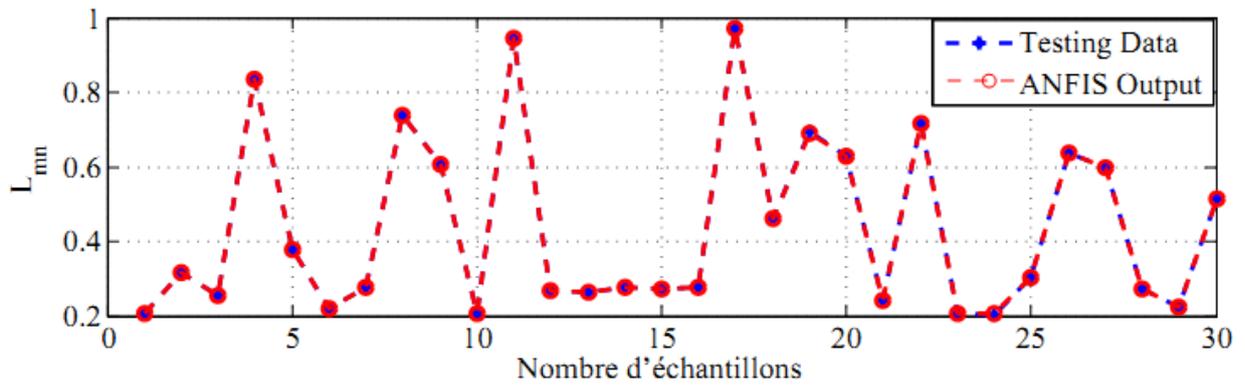


(b)

Figure 5.15 Comparaisons entre les valeurs calculées et estimées de l'indice L_{mn} pour le réseau IEEE-30 JB, (a) phase d'apprentissage, (b) phase de test

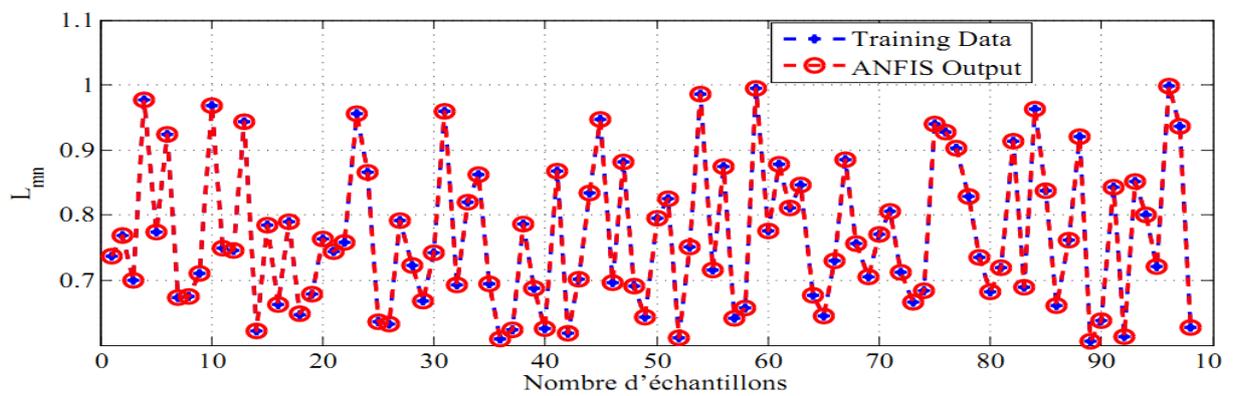


(a)

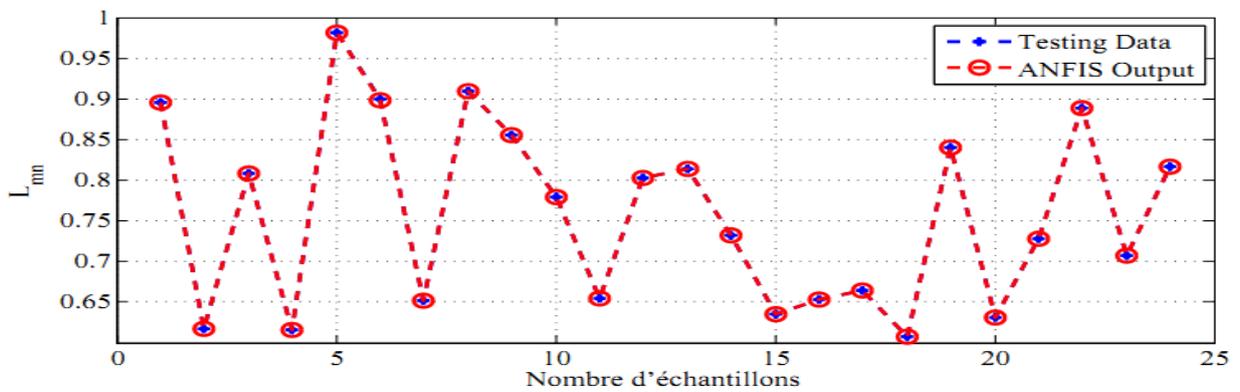


(b)

Figure 5.16 Comparaisons entre les valeurs calculées et estimées de l'indice L_{mn} pour le réseau IEEE-118 JB, (a) phase d'apprentissage, (b) phase de test



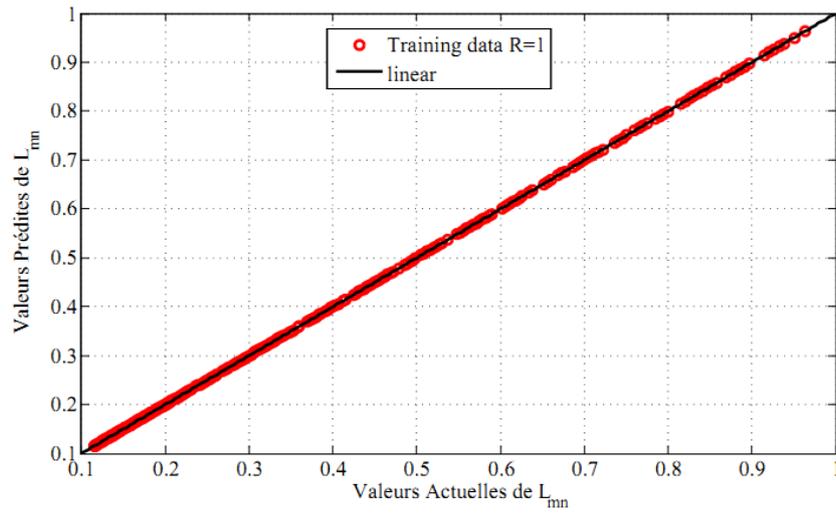
(a)



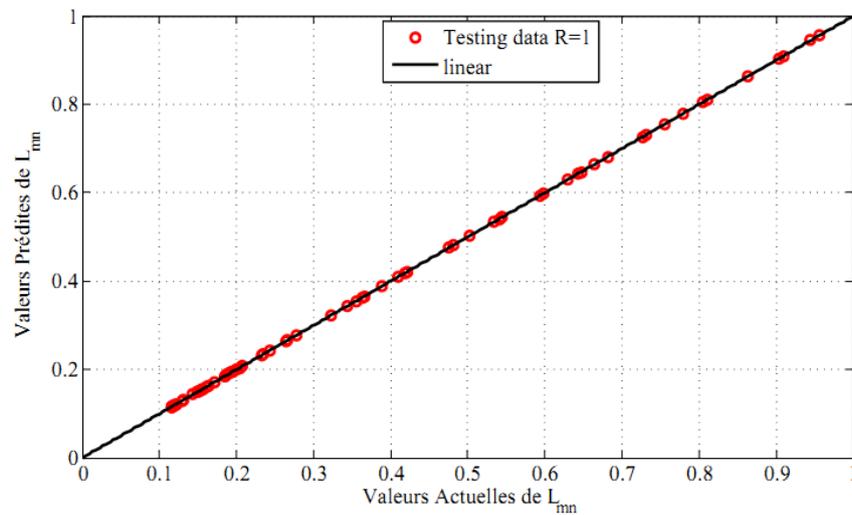
(b)

Figure 5.17 Comparaisons entre les valeurs calculées et estimées de l'indice L_{mn} pour le réseau Algérien, (a) phase d'apprentissage, (b) phase de test

Les Figures 5.18, 5.19 et 5.20 représentent l'ajustement linéaire entre les valeurs calculées et prédites de l'indice L_{mn} pour les trois réseaux. Le modèle l'ANFIS-MFO donne un coefficient de corrélation de 1 dans les phases d'apprentissage et du test dans le cas des deux réseaux test. Les résultats obtenus ont révélé que le modèle ANFIS-MFO a une bonne capacité de prédiction.

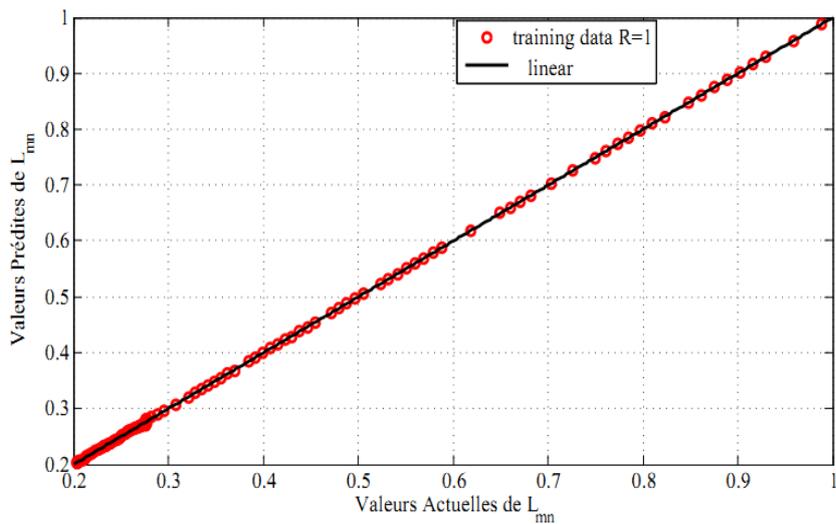


(a)



(b)

Figure 5.18 Ajustements linéaires des valeurs calculées et prédites de L_{mn} pour le réseau IEEE-30 JB, (a) phase d'apprentissage, (b) phase de test



(a)

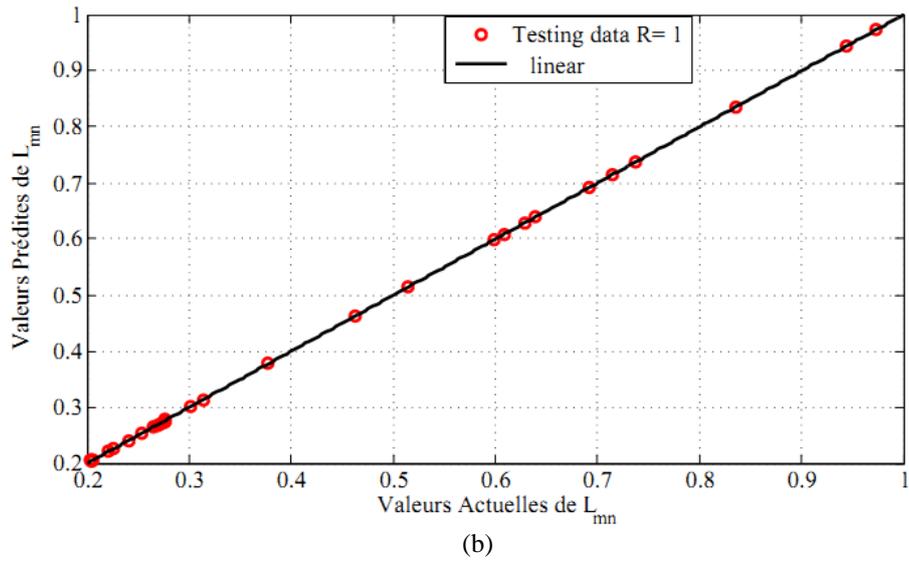


Figure 5.19 Les ajustements linéaires entre les valeurs calculées et prédites de L_{mn} pour le réseau IEEE-118 JB, (a) la phase d'apprentissage, (b) la phase de test

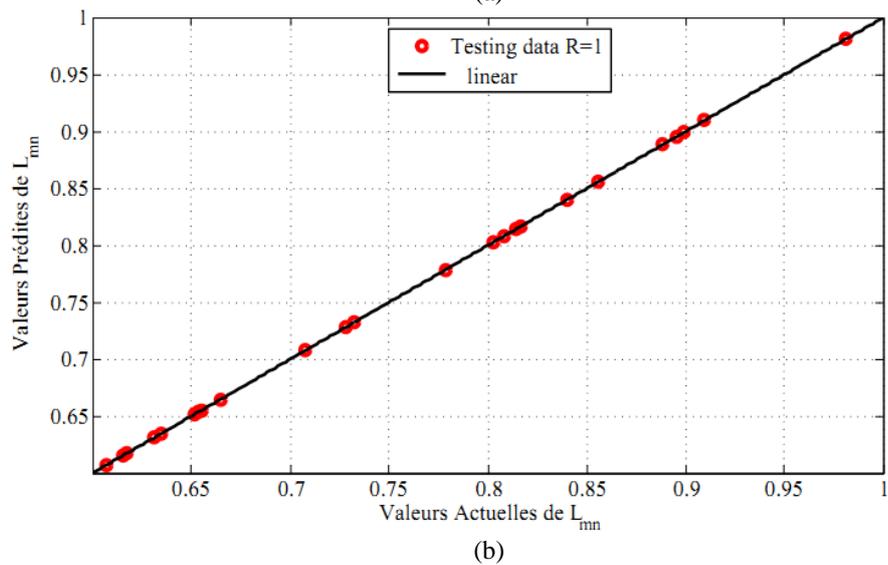
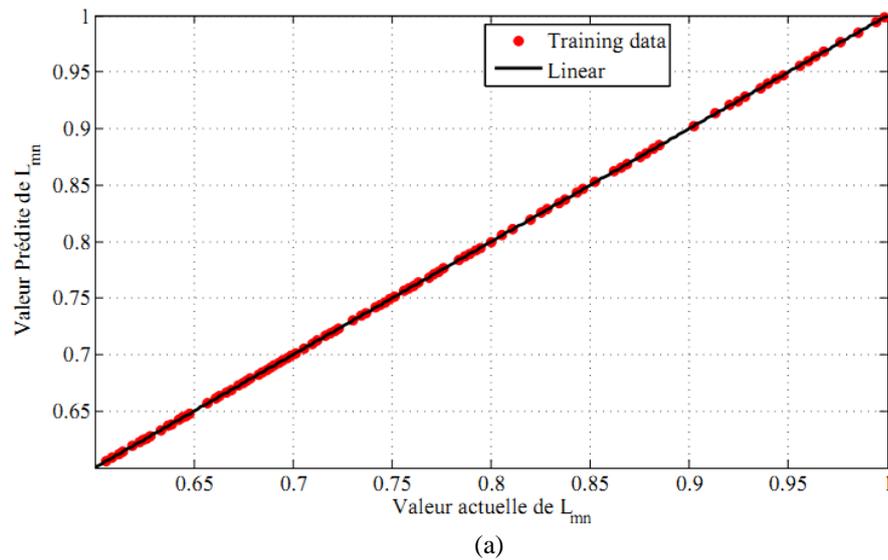


Figure 5.20 Les ajustements linéaires entre les valeurs calculées et prédites de L_{mn} pour le réseau Algérien, (a) la phase d'apprentissage, (b) la phase de test

Pour mieux évaluer la performance du modèle ANFIS-MFO proposé, les trois indices de performance à savoir le coefficient de corrélation (R), l'erreur quadratique moyenne (RMSE), le pourcentage d'erreur absolu moyen (MAPE) et le temps de calcul pour la phase d'apprentissage et la phase de test sont calculés. Les résultats obtenus sont représentés sur le Tableau 5.8.

Tableau 5.8 Evaluation de la performance du modèle ANFIS-MFO

Réseau test	Indice de performance			
	Apprentissage		Test	
	RMSE	MAPE	RMSE	MAPE
IEEE-30 jeux de barres	6.8746×10^{-5}	0.0748	1.0567×10^{-4}	0.1090
Temps en second	6.989		0.0800	
IEEE-118 jeux de barres	3.9196×10^{-4}	0.02700	1.42×10^{-4}	0.04030
Temps en second	6.2356		0.08350	
Algérien 114 jeux de barres	3.4212×10^{-5}	0.0034	6.4946×10^{-5}	0.0071
Temps en second	6.2018		0.07980	

5.4 Impact de l'insertion d'énergie éolienne sur le cout de production et la stabilité de tension.

5.4.1 Application au réseau test IEEE-30 jeux de barres

Notre étude ici repose sur trois scénarios différents pour mieux démontre les avantages techno-économiques de l'intégration des énergies éoliennes dans un réseau électrique.

Scénario 1 : Ce scénario présente une étude de l'écoulement de puissance optimale, sans intégration de la production éolienne, par l'algorithme MFO. L'objectif étant d'optimiser le coût de production des centrales thermiques. Le Tableau 5.9 présente les coefficients du cout des générateurs thermiques.

Tableau 5.9 Coefficients du cout des générateurs thermiques (réseau IEEE-30 JB)

Numéro du jeu de barres	a [\$/h]	b [\$/MWhr]	c [\$/MW ² hr]
1	0	2	0.00375
2	0	1.75	0.01750
5	0	1	0.06250
8	0	3.25	0.00830
11	0	3	0.02500
13	0	3	0.02500

La caractéristique de convergence de MFO dans ce scénario est illustrée dans la Figure 5.21.

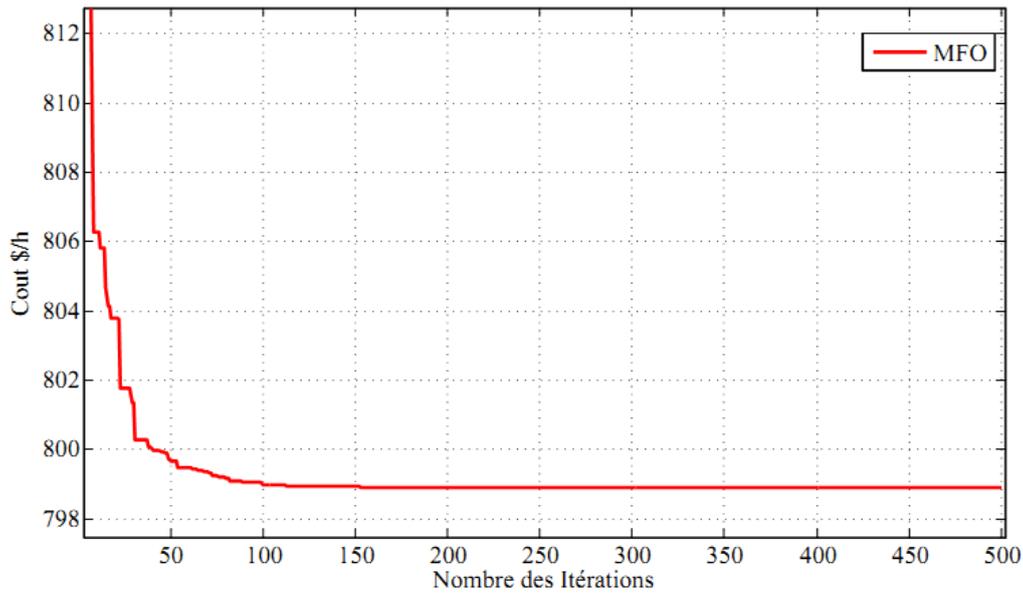


Figure 5.21 Courbe de convergence du MFO pour le scénario 1 (réseau IEEE-30 JB)

Dans ce scénario, l'écoulement de puissance optimale donne un coût total de production égale à **798.9168 \$/h** et des pertes en puissance de **8.5984 MW**. Le Tableau 5.10 présente les résultats de simulation obtenus par l'algorithme MFO qui sont comparés à d'autres algorithmes d'optimisation rapportés dans la littérature.

Tableau 5.10 Comparaison des résultats obtenus par MFO et autres algorithmes (réseau IEEE-30 JB)

Variables de controle	Min	Max	SCA [112]	MSCA [112]	GABC [104]	SF-DE [113]	GAMS [114]	MFO
P ₁ (MW)	50	200	140.21	177.40	177.23	-	177.1	177.11
P ₂ (MW)	20	80	49.00	48.63	48.70	48.72	48.8	48.72
P ₅ (MW)	15	50	20.26	21.23	21.35	21.35	21.4	21.23
P ₈ (MW)	10	35	22.00	20.86	21.13	21.19	21.5	21.08
P ₁₁ (MW)	10	30	11.00	11.93	11.89	11.90	12	11.78
P ₁₃ (MW)	12	40	11.00	12.00	12.00	12.00	12	12.00
V ₁ (p.u.)	0.95	1.1	1.10	1.1	1.09	-	1.08	1.10
V ₂ (p.u.)	0.95	1.1	1.10	1.08	1.07	1.08	1.06	1.08
V ₅ (p.u.)	0.95	1.1	1.05	1.06	1.04	1.06	1.03	1.06
V ₈ (p.u.)	0.95	1.1	1.10	1.09	1.04	1.03	1.03	1.06
V ₁₁ (p.u.)	0.95	1.1	1.10	1.10	1.06	1.04	1.01	1.10
V ₁₃ (p.u.)	0.95	1.1	1.10	1.10	1.04	1.08	1.04	1.10
T ₁₁ (p.u.)	0.9	1.1	0.97	1.04	1.02	1.04	NA	1.04
T ₁₂ (p.u.)	0.9	1.1	0.95	0.91	0.93	1.05	NA	0.90
T ₁₅ (p.u.)	0.9	1.1	0.96	1.03	0.96	0.92	NA	0.97
T ₃₆ (p.u.)	0.9	1.1	0.97	0.99	0.98	0.96	NA	0.96
Q _{C10} (MVAR)	0	5	5.00	0.02	3.05	0.97	NA	4.97
Q _{C12} (MVAR)	0	5	4.80	2.56	2.51	3.63	NA	5.00
Q _{C15} (MVAR)	0	5	4.99	4.58	4.39	2.60	NA	5.00
Q _{C17} (MVAR)	0	5	5.00	2.40	5.00	3.86	NA	4.94
Q _{C20} (MVAR)	0	5	4.60	4.63	4.38	4.98	NA	3.09
Q _{C21} (MVAR)	0	5	4.40	0.36	5.00	4.18	NA	5.00
Q _{C23} (MVAR)	0	5	5.00	3.14	3.13	3.15	NA	5.00
Q _{C24} (MVAR)	0	5	5.00	4.84	5.00	4.98	NA	4.99
Q _{C29} (MVAR)	0	5	2.50	3.94	2.29	2.39	NA	2.37
Fuel cost (\$/h)	-	-	800.10	799.31	800.096	800.413	799.111	798.916
Power loss (MW)	-	-	9.0633	8.7327	8.9340	9.0104	8.63	8.5984

Scénario 2 : Dans ce scénario, nous avons optimisés simultanément le coût de production des générateurs thermiques et éoliens. Le réseau test IEEE-30 jeux de barres est modifié en remplaçant les centrales thermiques des jeux de barres 5, 11 et 13 par des fermes éoliennes. Les fermes éoliennes au niveau des jeux de barres 5 et 11 se composent de dix éoliennes d'une capacité totale de 40 MW. La ferme éolienne du jeu de barres 13 comprend aussi dix éoliennes d'une capacité totale de 50 MW. Les coefficients de coût associés aux fermes éoliennes sont rapportés dans [115].

Tableau 5.11 Paramètres et coefficients des turbines éoliennes (réseau IEEE-30 JB)

Paramètre	C	K	d_r [\$/MW]	C_{rw} [\$/MW]	C_{pw} [\$/MW]	P_w [MW]	V_{in} [m/s]	V_{out} [m/s]	V_r [m/s]
Eolienne 1	15	1	1.75	3	1.5	40	3	25	12
Eolienne 2	15	1	2	3	1.5	40	3	25	12
Eolienne 3	25	2	2.25	3	2	50	3	30	16

La courbe de convergence de MFO dans ce scénario est illustrée par la Figure 5.18.

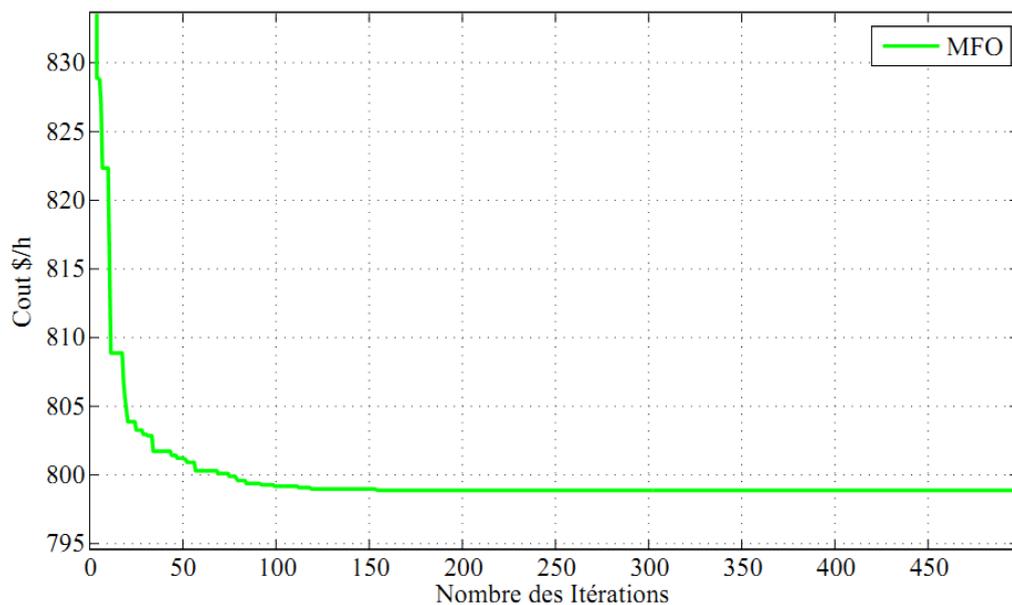


Figure 5.22 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 2 (réseau IEEE-30 JB)

Les valeurs optimales des pertes de puissance active et du coût calculées par l'algorithme MFO sont respectivement **4,8862 MW** et de **798,7147 \$/h**. Le coût total du système et les pertes de puissance active correspondants sont relativement faibles par rapport au réseau électrique sans fermes éoliennes.

Scénario 3 : Dans ce scénario, nous avons minimisé simultanément le coût de production des générateurs thermiques, éoliens et maximisé la marge de stabilité de tension en gardant les mêmes conditions et données du scénario 2. La caractéristique de convergence de MFO est

illustrée dans la Figure 5.23. Le coût total, les pertes de puissance active et la somme des indices L_{mn} obtenus après l'optimisation sont respectivement : **799.3763 \$/h**, **4.9128 MW** et **0.6879**. On remarque que le coût total de production et les pertes de puissance active sont augmenter de 0,6616 \$/h et de 0,026 MW, respectivement. Cependant, en termes de profil de tension et d'indice de stabilité L_{mn} , les résultats obtenus sont améliorés en comparant aux résultats obtenus sans tenir compte de l'indice de stabilité de ligne (voire les Figures 5.24, 5.25 et 5.26).

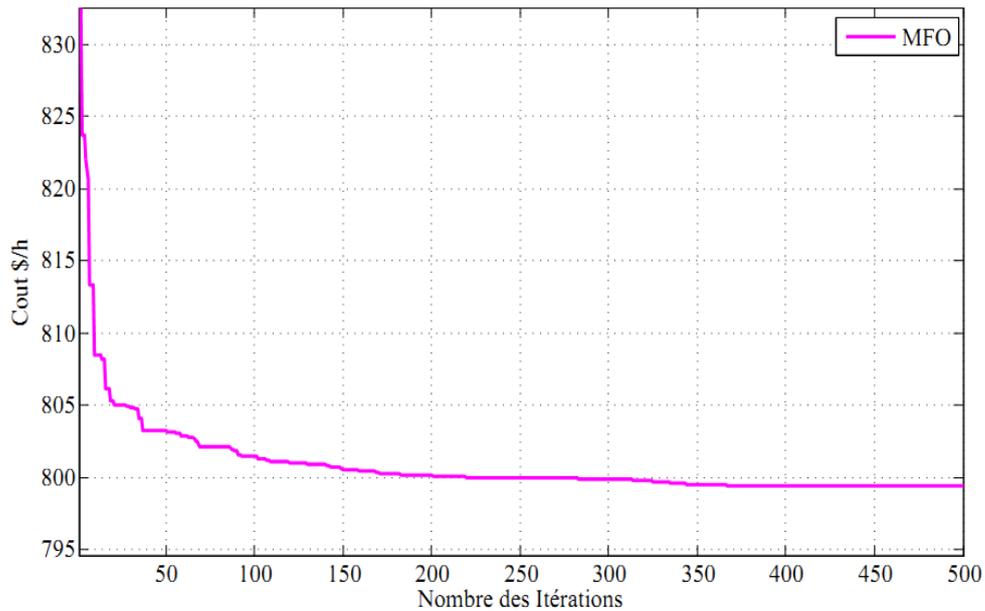


Figure 5.23 Courbe de convergence du MFO pour le scénario 3 (réseau IEEE-30 JB)

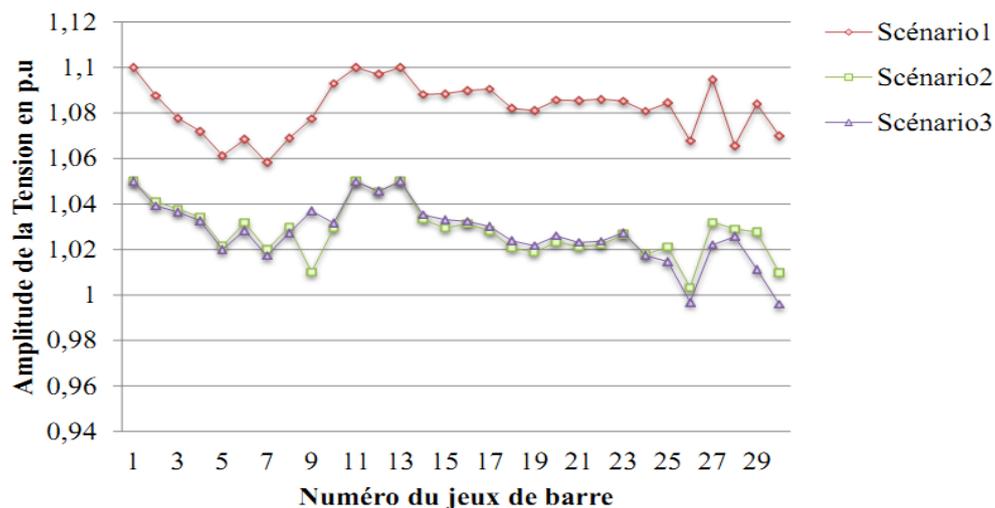


Figure 5.24 Comparaison des profils de tension des trois scénarios (réseau IEEE-30 JB)

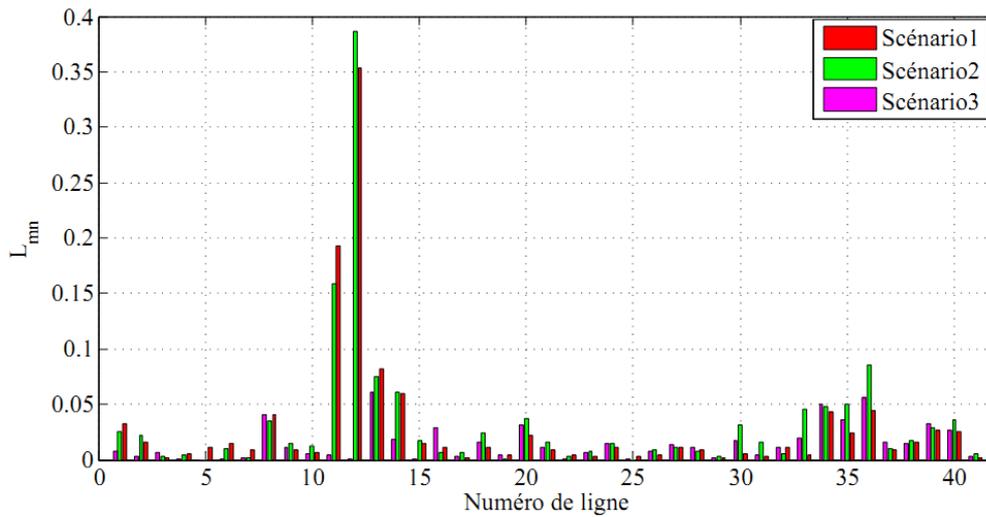


Figure 5.25 Comparaison de l'indice L_{mn} des trois scénarios (réseau IEEE-30 JB)

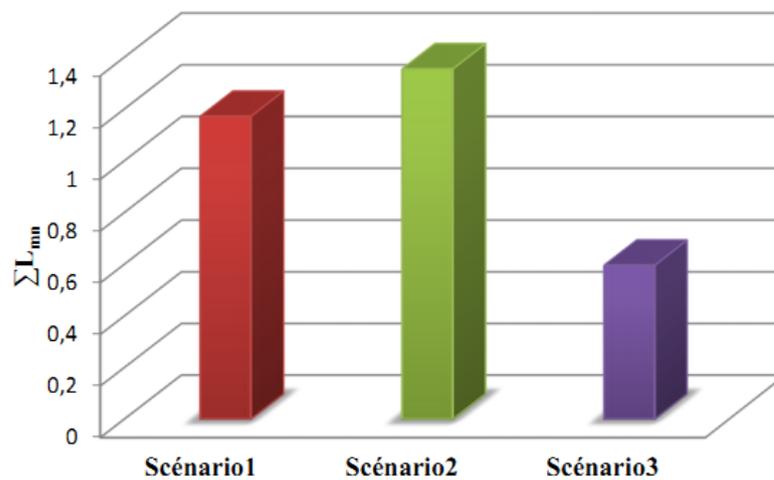


Figure 5.26 Comparaison de $\sum L_{mn}$ des trois scénarios (réseau IEEE-30 JB)

Le Tableau 5.12 représente une comparaison détaillée des résultats obtenus dans les trois scénarios étudiés. Il est clair que le coût total de production et les pertes de puissance active dans le cas du scénario 2 sont considérablement réduits par rapport aux scénarios 1 et 3. De même l'indice de stabilité L_{mn} dans le scénario 3 est réduit par rapport au scénario 1 et 2.

Tableau 5.12 Comparaison des résultats obtenus dans les trois scénarios (réseau IEEE-30 JB)

Résultats	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Coût Total de production (\$/h)	798.9168	798.7147	799.6060
Pertes en puissance (MW)	8.5984	4.8862	4.9512
$\sum L_{mn}$ index	1.2835	1.3763	0.6879

5.4.2 Application au réseau test IEEE-118 jeux de barres

L'algorithme MFO est testé aussi sur le réseau test IEEE-118 jeux de barres. Le coût total de production, les pertes et la marge de stabilité de tension sont également optimisés. Les

mêmes scénarios précédents sont appliqués sur ce réseau avec les mêmes conditions. Les coefficients du coût des générateurs thermiques sont [116].

Scénario 1 : La Figure 5.27 représente la caractéristique de convergence de MFO dans le cas du scénario 1 où la fonction objective contient seulement le cout des centrales conventionnels. Le cout total et les pertes actives dans ce cas-là sont, **130647.8105 (\$/h)** et **90.9361 MW**, respectivement. Tableau 5.13 présente le cout de production obtenu par l'algorithme MFO, et d'autres résultats obtenus par d'autres algorithmes dans la littérature.

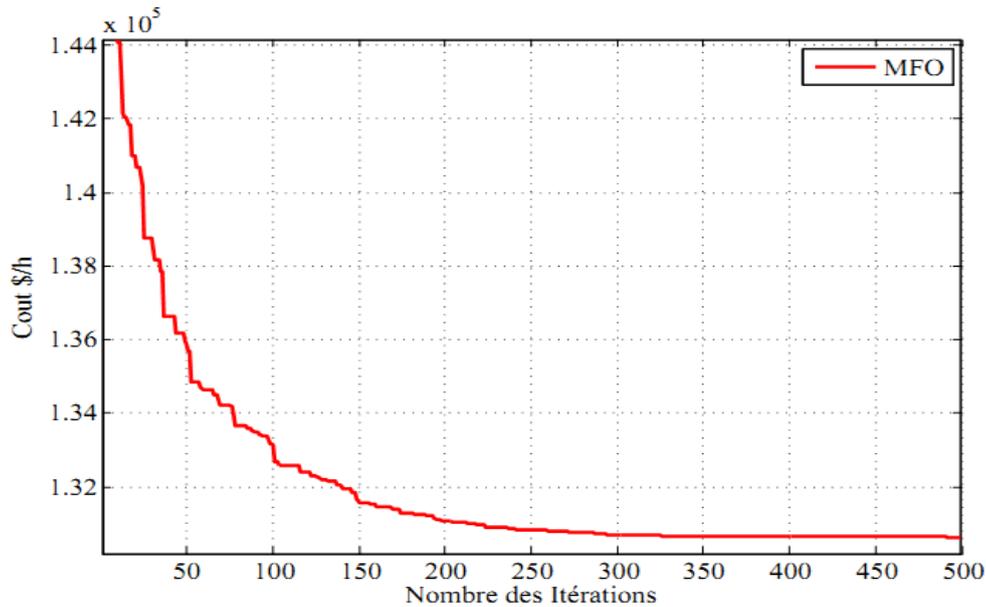


Figure 5.27 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 1 (réseau IEEE-118 JB)

Tableau 5.13 Résultats obtenus par l'algorithme MFO (réseau IEEE-118 JB)

Résultats	HAS [117]	FHSA [117]	ICBO [118]	MFO
Cout (\$/h)	132319.60	132138.30	135121.5704	130647.8105

Scénario 2 : Dans ce scénario, on va utiliser l'algorithme MFO pour résoudre le problème d'écoulement de puissance optimale en présence des générateurs éoliens. Les deux générateurs thermiques (54 et 103) sont remplacés par deux fermes éoliennes avec une puissance de 40 MW et 50 MW respectivement. Les paramètres et capacités des deux fermes éoliennes sont reportés dans le Tableau 5.14. La Figure 5.28 représente la courbe de convergence de l'algorithme MFO.

Tableau 5.14 Paramètres et coefficients des deux parcs éoliens (réseau IEEE-118 JB)

Paramètre	C	K	d_r [\$/MW]	C_{rw} [\$/MW]	C_{pw} [\$/MW]	P_w [MW]	V_{in} [m/s]	V_{out} [m/s]	V_r [m/s]
Eolienne 54	15	1	2	3	1.5	40	3	25	12
Eolienne 103	25	2	2.25	3	2	50	3	30	16

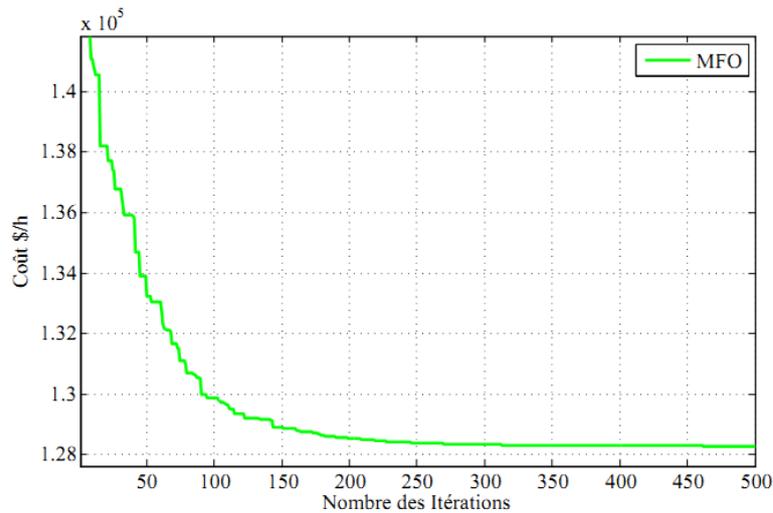


Figure 5.28 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 2 (IEEE-118 JB)

Les valeurs optimales du coût total de production et des pertes de puissance active obtenues sont, respectivement, **128293.1864 \$/h** et **87.8470 MW**. On remarque que les valeurs du coût et des pertes obtenues, après l’insertion des générateurs éoliens, sont relativement faibles par rapport au système sans production éolienne.

Tableau 5.15 Résultats obtenus par MFO en présence des fermes éoliennes (réseau IEEE-118 JB)

Résultats	MFO
$\sum P_g$ (MW)	4335.8
Coût (\$/h)	128109.4716
Pertes (MW)	87.8470

Scénario 3 : Avec les mêmes conditions de simulation données dans le scénario 2 et après avoir pris en compte l’amélioration de la stabilité de tension. Le coût total de production et les pertes de puissance active obtenus sont **128293.1864 \$/h** et **89.7412 MW**, respectivement. La Figure 5.29 présente la courbe de convergence de l’algorithme MFO.

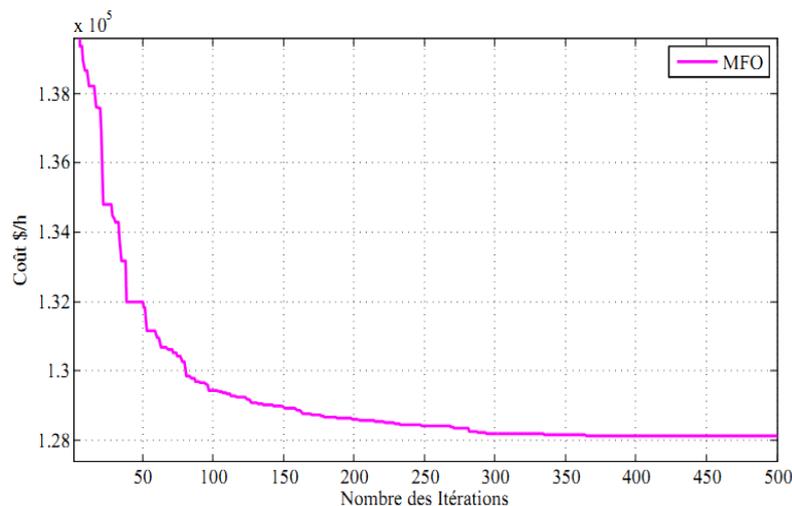


Figure 5.29 Courbe de convergence du MFO pour le scénario 3 (réseau IEEE-118 JB)

Par rapport aux résultats obtenus sans considération de l'amélioration de la stabilité de tension, on peut observer que le coût total et les pertes augmentent de **183.7148\$/h** et de **1,8942 MW**, respectivement. Cependant, en termes de profil de tension et d'indice de stabilité L_{mn} illustrés dans les Figures 5.30, 5.31, les résultats obtenus sont légèrement améliorés en comparant aux résultats obtenus sans tenir compte de l'indice L_{mn} dans la fonction objective. Une comparaison détaillée des résultats obtenus dans les trois scénarios est représentée dans le Tableau 5.17.

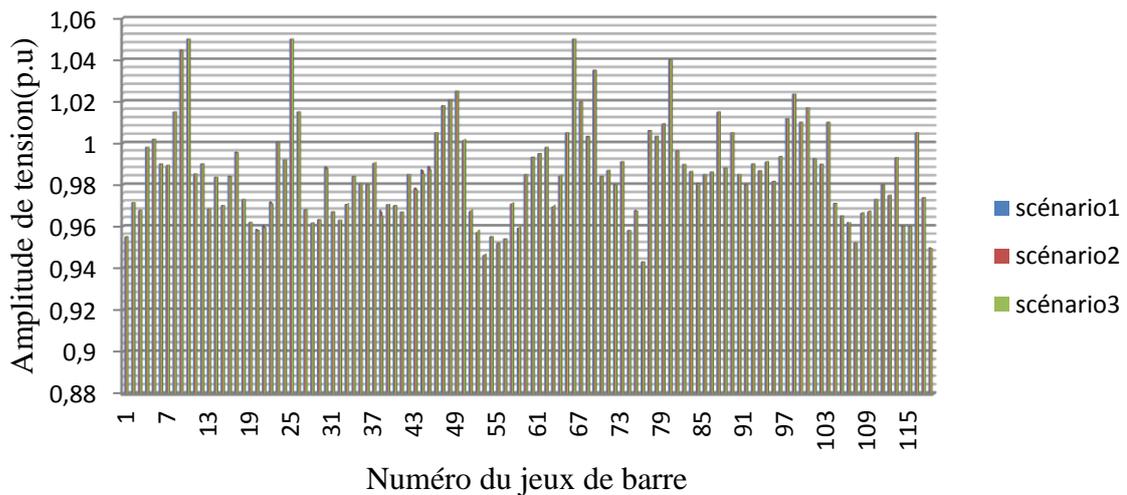


Figure 5.30 Comparaison des profils de tension des trois scénarios (réseau IEEE-118 JB)

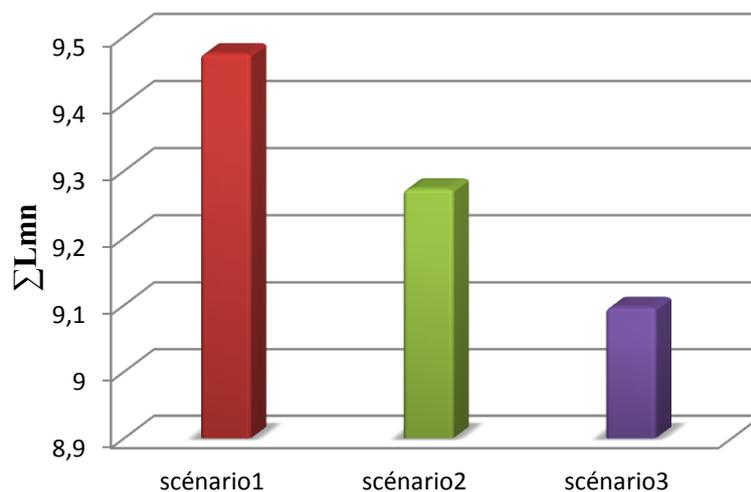


Figure 5.31 Comparaison de l'indice de stabilité de ligne $\sum L_{mn}$ des trois scénarios (réseau IEEE-118 JB)

Tableau 5.16 Résultats obtenus par MFO pour le scénario 3 (réseau IEEE-118 JB)

Résultats	MFO
$\sum P_g$ (MW)	4336.7
Coût (\$/h)	128293.1864
Pertes (MW)	89.7412

Tableau 5.17 Comparaison des résultats obtenus des trois scénarios (réseau IEEE-118 JB)

Résultats	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Coût total de production (\$/h)	130647.8105	128109.4716	128293.1864
Pertes de puissance (MW)	90.9361	87.8470	89.7412
$\sum Lmn$ index	9.4745	9.2729	9.0965

5.4.3 Application au réseau Algérien 114 Jeux de Barres

L'algorithme MFO est testé aussi sur le réseau Algérien 114 jeux de barres. Le coût total de production, les pertes d'énergie et la marge de stabilité sont également optimisés. Les mêmes scénarios précédents sont appliqués sur le réseau Algérien avec les mêmes conditions. Le Tableau 5.18 présente les coefficients du coût des générateurs thermiques :

Tableau 5.18 Coefficients du coût des générateurs thermiques (réseau Algérien)

Numéro du jeu de barres	a [\$/h]	b [\$/MWhr]	c [\$/MW ² hr]
4	0	1.5	0.0085
5	0	1.5	0.0085
11	0	2.5	0.0170
15	0	2.5	0.0170
17	0	1.5	0.0085
19	0	2.5	0.0170
22	0	2.5	0.0170
52	0	2.5	0.0170
80	0	2.5	0.0170
83	0	2.5	0.0170
98	0	2.5	0.0170
100	0	2.0	0.0030
101	0	2.0	0.0030
109	0	2.5	0.0170
111	0	2.5	0.0170

Scénario 1 : La Figure 5.32 représente la caractéristique de convergence de l'MFO dans le cas du scénario 1 où la fonction objective contient seulement le cout des centrales conventionnels. Le coût de production et la somme des pertes de puissance active obtenus dans ce cas sont, respectivement, **19154.6432 \$/h** et **74.9669 MW**. Le Tableau 5.19 représente une comparaison entre les résultats obtenus par l'algorithme MFO et d'autres algorithmes d'optimisation rapportés dans la littérature.

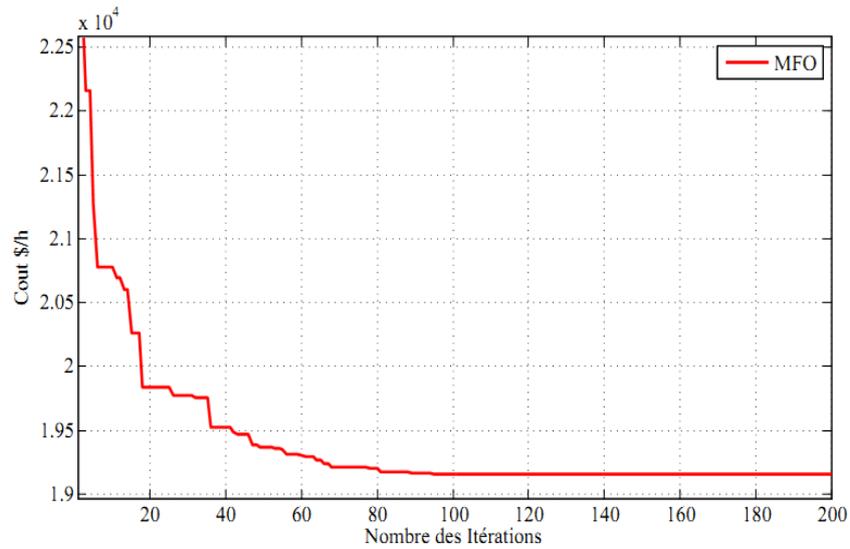


Figure 5.32 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 1 (réseau Algérien)

Tableau 5.19 Comparaison des résultats obtenus par l’algorithme MFO et autres algorithmes (réseau Algérien)

Results	[108]	[119]	MFO
$\sum P_g$ (MW)	3802.257	3354.4601	3801.4274
Cout (\$/h)	19203.34	19355.8595	19154.6432
Pertes (MW)	89.2570	-	74.9669

Scénario 2 : Dans ce scénario on va appliquer l’algorithme MFO pour résoudre le problème d’écoulement de puissance optimale en présence des générateurs éoliens dans les jeux de barres 99 (Sétif) et 107 (Djelfa) [106]. Les paramètres et les capacités des deux parcs éoliens sont reportés dans le Tableau 5.20. La Figure 5.33 représente la courbe de l’algorithme MFO.

Tableau 5.20 Paramètres et coefficients des turbines éoliennes (réseau Algérien)

Paramètre	C	K	d_r [\$/MW]	C_{rw} [\$/MW]	C_{pw} [\$/MW]	P_w [MW]	V_{in} [m/s]	V_{out} [m/s]	V_r [m/s]
Eolienne 1	4.083	1.425	1.75	3	1.5	10	3	21	3.712
Eolienne 2	5.178	2.008	2	3	1.5	20	3	25	4.589

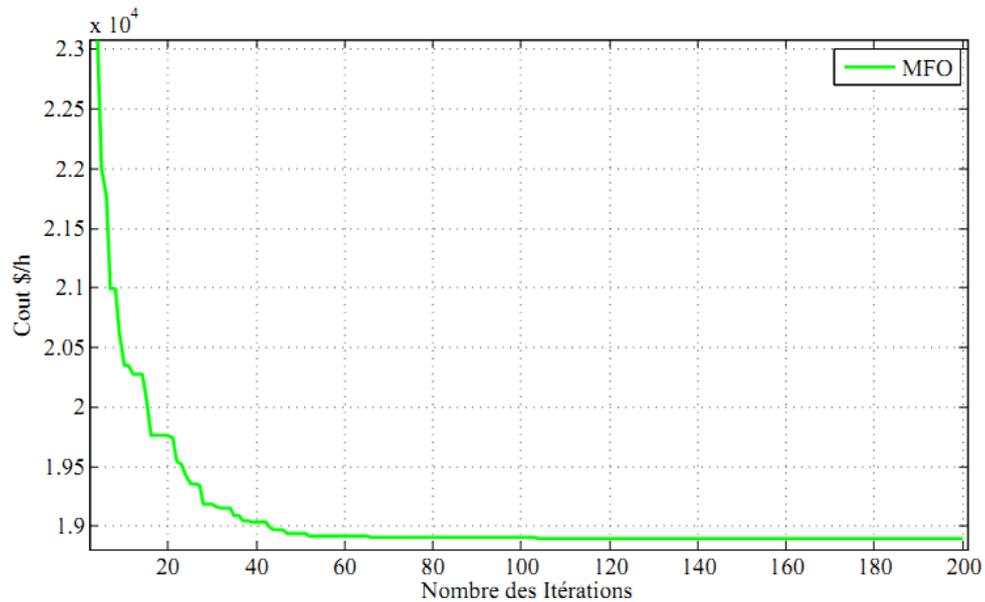


Figure 5.33 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 2 (réseau Algérien)

Les valeurs optimales du coût production total et des pertes de puissance active obtenues sont, respectivement, **18476.6305 \$/h** et **73.3507 MW**. On remarque que les valeurs du coût et des pertes obtenues, après l'insertion des générateurs éoliens, sont relativement faibles par rapport au système sans production éoliennes.

Scénario 3 : Avec les mêmes conditions de simulation données dans le scénario 2 et après avoir pris en compte l'amélioration de la stabilité de la tension, le coût total de production et les pertes de puissance active obtenus sont **18995.7628 \$/h** et de **73.3308 MW**, respectivement.

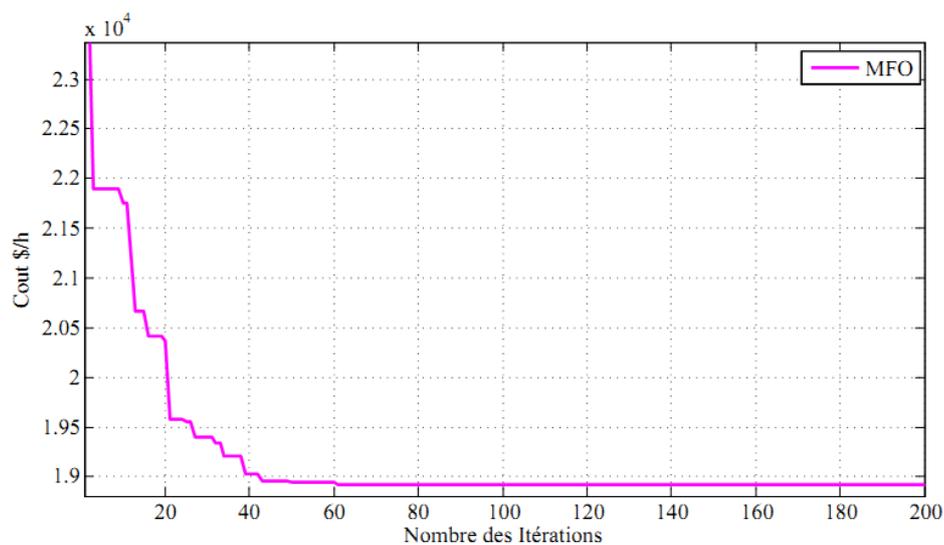


Figure 5.34 Courbe de Convergence du MFO pour le scénario 3 (réseau Algérien)

Par rapport aux résultats obtenus sans considération de l'amélioration de la stabilité de la tension, on peut observer que le coût total augmente de **506.7035\$/h**. Alors que les pertes de puissance démunie de **0.043 MW**. Cependant, en termes de profil de tension et d'indice de stabilité L_{mn} illustrés dans les Figures 5.35. 5.36 et 5.37, les résultats obtenus sont légèrement améliorés en comparant aux résultats obtenus sans tenir compte de l'indice L_{mn} . Une comparaison détaillée des résultats obtenus dans les trois scénarios est représentée dans le Tableau 5.21.

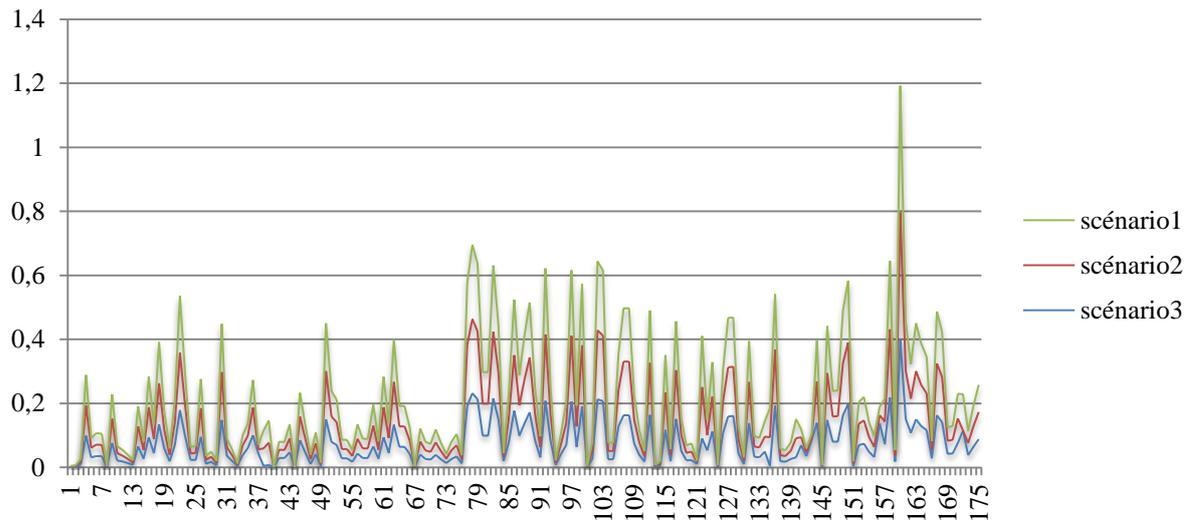


Figure 5.35 Comparaison de l'indice de stabilité L_{mn} (réseau Algérien)

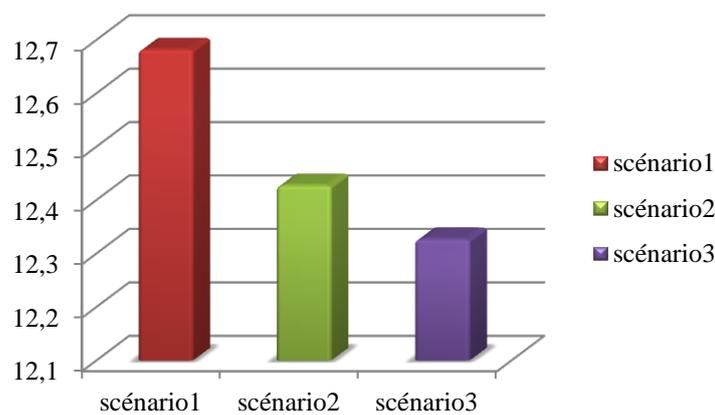


Figure 5.36 Comparaison de l'indice de stabilité $\sum L_{mn}$ des trois scénarios (réseau Algérien)

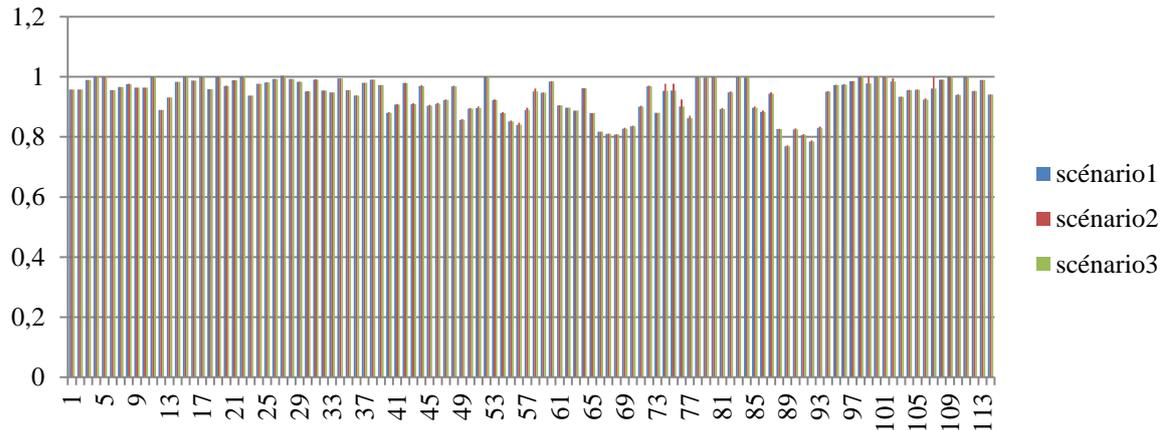


Figure 5.37 Comparaison des profils de tension des trois scénarios (réseau Algérien)

Tableau 5.21 Comparaison des résultats obtenus des trois scénarios (réseau Algérien)

Résultats	Scénario 1	Scénario 2	Scénario 3
Cout total de production (\$/h)	19154.6432	18476.6305	18983.3358
Pertes de puissance (MW)	74.9669	73.3507	73.3077
$\sum L_{mn}$	12.6821	12.4276	12.3268

5.5 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons évalués en ligne la stabilité de tension des réseaux test IEEE-30, IEEE-118 et le réseau Algérien 114 jeux de barres par le système inférence neuro-floue adaptative (ANFIS). En plus dans notre étude nous avons utilisés aussi une méthode d'optimisation méta-heuristique (Moth-Flame Optimizer (MFO)) pour l'optimisation des paramètres internes de l'ANFIS ainsi que l'écoulement de puissance optimal en présence des énergies renouvelables. Des bons résultats sont obtenus en comparant aux autre études existantes dans la littérature ce qui reflètent la performance des algorithmes utilisés.

Conclusion générale

L'évaluation en ligne de la stabilité de tension est un moyen de sécurité efficace dans les réseaux électriques. Pour assurer la continuité de service et la stabilité du réseau il est nécessaire de maintenir les tensions de tous les jeux de barres dans des limites acceptables. Plusieurs techniques et outils ont été proposés pour évaluer et prédire la stabilité de tension des réseaux électriques en cas d'une contingence pour prendre les précautions et les solutions nécessaires à fin d'éviter un blackout.

La libéralisation du marché de l'électricité et la détérioration des combustibles fossiles ont conduit les chercheurs à intégrer une nouvelle génération d'énergie appelée renouvelable. Ce type de source de production de l'énergie est la technologie la plus mature qui joue un rôle important dans les réseaux électriques modernes, en raison de leur coût réduit et de leurs avantages pour l'environnement. L'énergie éolienne est l'une de ces énergies renouvelables qu'est en plein développement dans le monde, c'est un secteur qui connaît une croissance très rapide ces dernières années. Cependant, l'intégration de l'énergie éolienne dans un réseau électrique a des impacts sur l'environnement, la sécurité du réseau et sur le coût de production.

Dans le cadre de ce travail, nous avons présentés :

- Un nouveau modèle hybride combinant l'ANFIS et l'algorithme d'optimisation méta-heuristique Moth-flame Optimisation (MFO) pour l'évaluation en ligne de la stabilité de tension. L'algorithme MFO est adapté pour déterminer la valeur optimale du paramètre interne de l'ANFIS 'Cluster radius' afin d'obtenir un meilleur compromis complexité-précision dans la conception de l'ANFIS. Le modèle ANFIS-MFO développé utilisait les amplitudes des tensions et leurs phases obtenues à partir des jeux de barres critiques du réseau comme variables d'entrée alors que l'indice de stabilité de tension de ligne comme vecteur de sortie.
- Une méthode d'identification et de classement des jeux de barres critiques dans un réseau électrique. La méthode proposée est basée sur l'utilisation de l'algorithme MFO pour déterminer les jeux de barres les plus adéquats à l'insertion des sources de puissance réactive à savoir les batteries de condensateurs ou les systèmes FACTS. Ces

jeux de barres sont considérés comme les jeux de barres les plus critiques dans le réseau de point de vue stabilité de tension.

- Une méthode d'optimisation méta-heuristique MFO pour l'optimisation de l'écoulement de puissance optimal en présence de la production éolienne. Le problème d'OPF consiste à déterminer, sur les bases des demandes et les productions, un plan de fonctionnement satisfaisant les contraintes liées au transport de la puissance tout en minimisant le coût de production, les pertes en puissance, ainsi que l'amélioration de la marge de la stabilité.

Des applications des méthodes proposées sur le réseau test IEEE-30, IEEE-118 jeux de barres et le réseau Algérien 114 jeux de barres démontrent l'efficacité de ces méthodes.

De nombreuses perspectives s'ouvrent sur le problème de la stabilité des réseaux électriques avec l'insertion optimale des énergies renouvelables. Parmi ces perspectives :

- L'intégration des méthodes visant à réduire les variables d'entrée pour réduire la complexité et le temps de calcul.
- Les techniques d'optimisation récemment développées peuvent être incorporées à d'autres méthodes d'apprentissage automatique pour développer des outils puissants pouvant être exploités pour l'évaluation en ligne de la stabilité de tension.
- L'utilisation des techniques d'optimisation méta-heuristique pour résoudre le problème d'OPF en tenant compte de l'intégration des énergies renouvelables avec des véhicules électriques.

Bibliographie

- [1] H.A. Abo-Khalil, "Impacts of Wind Farms on Power System Stability" Electrical Engineering Department, Majmaah University, Saudi Arabia, 2013.
- [2] F. Larki, et al., "Voltage Stability Evaluation of The Khouzestan Power System in Iran Using CPF Method and Modal Analysis" Khouzestan Regional Electrical Company, Iran, IEEE, 2011.
- [3] S. B. Bhaladhare, A. S. Telang, P. P. Bedekar, "P-V, Q-V Curve - a Novel Approach for Voltage Stability Analysis" International Journal of Computer Applications, Vol. 5, pp 5-17, 2013.
- [4] T. kojima, h. mori, "Development of Nonlinear Predictor with a Set of Predicted Points for Continuation Power Flow" Electrical Engineering in Japan, Vol. 163, No. 4, 2008.
- [5] P. Aravindhababu, G. Balamurugan, "ANN based online voltage estimation" Applied Soft Computing Vol 12, pp 313-319, Elseveir 2012.
- [6] Zadeh L, "A fuzzy-set-theoretic interpretation of linguistic hedges" Cyber Net, Vol. 2, pp. 4-34, 1972.
- [7] M. Suganyadevi, C. Babulal, "Fast assessment for voltage stability margin of power system" J. Electrical Systems, Vol. 10, No. 3, pp. 305-316, 2014.
- [8] M. Ramaswamy, K. Nayar, "On-line estimation of bus voltages based on fuzzy logic" Electrical Power and Energy Systems, Vol. 26, pp. 681-684, 2004.
- [9] M. Reddy, D. Mohanta, "Adaptive neuro-fuzzy inference system approach for transmission line fault classification and location incorporating effects of power swings" IET Gener Transm Dis, Vol. 2, pp. 235-44, 2008.
- [10] Mirdjallili. S, "Moth-flame optimization algorithm a novel nature-inspired heuristic Paradigm" Knowledge-Based Systems, Vol. 89, pp. 228-249, 2015.
- [11] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, "Definition and classification of power system stability" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, IEEE/CIGRE, 2004.
- [12] P. Kundur, "Power System Stability and Control" New York: McGraw-Hill, 1994.
- [13] T. Van Cutsem, C.D. Vournas, "Emergency voltage stability controls" an Overview Proceedings of IEEE/PES General Meeting, June 24-28, 2007.
- [14] C. Madhava Reddy, "Power System Voltage Stability Analysis" Indian Institute of Technology Hyderabad in Partial Fullment of the Requirements for The Degree of Master of Technology 2011.
- [15] K. Alcheikh-Hamoud, "modélisation des grands systèmes électriques interconnectés application à l'analyse de sécurité dans un environnement compétitif" Sciences de l'ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2010.
- [16] M. AMROUNE, "Contribution à l'étude de la stabilité des réseaux électriques intelligents (smart grids)" doctorat en sciences, universite ferhat abbes setif, Algérie Faculté de Technologie, 2018.

- [17] T. Van Cutsem, C.D. Vournas, "Emergency voltage stability controls" an Overview Proceedings of IEEE/PES General Meeting, June 24-28, 2007.
- [18] I. Musurin, "Novel Fast Voltage Stability Index (FVSI) for Voltage Stability Analysis in Power Transmission System" Student Conference on Research and Development Proceedings, Shah Alam Malaysia, 2002.
- [19] K. Takayuki, M. Hiroyuki, "Development of Nonlinear Predictor with a Set of Predicted Points for Continuation Power Flow" Electrical Engineering in Japan, Vol. 163, pp. 30-41, 2008.
- [20] F. Karbalaee, H. Soleymani, S. Afsharnia "A comparison of voltage collapse proximity indicators" in IPEC, 2010 Conference Proceedings, IEEE 2010.
- [21] M. Moghavvemi, M. Faruque, "Estimation of Voltage Collapse from Local measurement of Line Power Flow and Bus Voltages" Proc. Of International conference on Electrical Power Engineering, Budapest, pp. 77, 1999.
- [22] B. Jeyasurya, "Artificial neural networks for power system steady-state voltage instability evaluation" Electric Power Systems Research, vol. 29, pp. 85-90, 1994.
- [23] A. El-Keib, X. Ma, "Application of artificial neural networks in voltage stability assessment" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 10, no. 4, pp. 1890-1896, 1995.
- [24] M. La Scala, M. Trovato, F. Torelli, "A neural network-based method for voltage security monitoring" IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp. 1332-1341, 1996.
- [25] D. Popovic, D. Kukulj, F. Kulic, "Monitoring and assessment of voltage stability margins using artificial neural networks with a reduced input set" IEE Proc-Gener. Transm. Distrib, vol. 145, no. 4, 1998.
- [26] G. Joya, F. García-Lagos, F. Sandoval, "Contingency evaluation and monitorization using artificial neural networks" Neural Comput Appl, vol. 19, no. 1, pp. 139-50, 2007.
- [27] D. Devaraj, J. Preetha Roselyn, R. Uma Rani, "Artificial neural network model for voltage security based contingency ranking" Applied Soft Computing, vol. 7, pp. 722-727, 2007.
- [28] Q. Debbie, U. Zhou, D. Annakkage, "Online Monitoring of Voltage Stability Margin Using an Artificial Neural Network" IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 25, no (3), pp. 1566-1574, 2010.
- [29] S. Chakrabarti, B. Jeyasurya "On-line Voltage Stability Monitoring Using Artificial Neural Network" Large Engineering Systems Conference on Power Engineering, 2004.
- [30] V. Jayasankar, N. Kamaraj, N. Vanaja, "Estimation of voltage stability index for power system employing artificial neural network technique and TCSC placement" Neurocomputing, Vol. 73, pp. 3005-3011, 2010.
- [31] A. Syed, et al., "Voltage stability monitoring of power systems using reduced network and artificial neural network" Electrical Power and Energy Systems, Vol. 87, pp. 43-51, 2017.
- [32] K. Chakraborty, A. De, A. Chakrabarti, "Voltage stability assessment in power network using self-organizing feature map and radial basis function" Computers and Electrical Engineering, Vol. 38, pp. 819-826, 2012.

- [33] D. Devaraj, J. Preetha, "On-line voltage stability assessment using radial basis function network model with reduced input features" *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 33, pp. 1550-1555, 2011.
- [34] M. Moghavvemi, S. Yang, "ANN Application Techniques for Power System Stability Estimation" *Electric Machines & Power Systems*, Vol. 28, pp. 167-178, 2011.
- [35] S. Hashemi, M. Aghamohammadi, "Wavelet based feature extraction of voltage profile for online voltage stability assessment using RBF neural network" *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 49, pp. 86-94, 2013.
- [36] K. Selvakumar, C. S. Boopathi, M. Sri Harsha, "Voltage Stability Assessment using Artificial Neural Networks" *Indian Journal of Science and Technology*, Vol. 9, No 38, 2016.
- [37] G. Saha, K. Chakraborty, P. Das, "Voltage Stability Prediction on Power Networks using Artificial Neural Networks" Vol. 10, No 1, 2018.
- [38] D. Bedoya, C. Castro, L. Silva, "A method for computing minimum voltage stability margins of power systems" *IET Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 2, no. 5, pp. 676-689, 2008.
- [39] A. Almaksour, E. Anquetil, "Systèmes d'inférence floue auto-évolutifs : apprentissage incrémental pour la reconnaissance de gestes manuscrits" *Colloque International Francophone sur, Tunisie*, Mar 2010.
- [40] K. Tomsovic, M. Y. Chow, "Tutorial on fuzzy logic applications in power systems" resented at the IEEE-PES Winter Meeting in Singa-pore, Jan. 2000.
- [41] R. Babuska, "Fuzzy modeling and identification," Ph.D. dissertation, Tech. Univ. Delft, Delft, The Netherlands, Jan. 1997.
- [42] M. Hussain, et al., "Enhancement of power system stability using fuzzy logic based supervisory power system stabilizer" *Power and Energy Conference*, Johor Bahru, Malaysia, 2008.
- [43] V. K. Tayal, et al., "Power System Stability Enhancement Using Fuzzy Logic Based Power System Stabilizer" *Proceedings of the Third International Conference on Soft Computing for Problem Solving* pp. 55-68, Springer, 2014.
- [44] Jang JSR ANFIS: adaptive-network-based fuzzy inference system. *IEEE Trans Syst Man Cybern*, Vol. 23, no. 3, pp. 665-685, 1993.
- [45] M. Reddy, D. Mohanta, "Adaptive neuro-fuzzy inference system approach for transmission line fault classification and location incorporating effects of power swings" *IET Gener Transm Dis*, Vol. 2, pp. 235-44, 2008.
- [46] S. Kumar, S. Rajasekar, P. Ajay, "Power Quality Profile Enhancement of Utility Connected Microgrid System Using ANFIS-UPQC" *Procedia Technology*, Vol.15, pp. 112-119, 2016.
- [47] A. Pappachen, A. peer, "Load frequency control in deregulated power system integrated with SMES-TCPS combination using ANFIS controller" *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 82, pp. 519-534, 2016.
- [48] G. Ser, S. Charles, V. Venkatesh, "Design of ANFIS Controller for Power System Stability Enhancement Using FACTS Device" *Power Electronics and Renewable Energy*, Vol. 32, no. 6, pp. 1163-117, 2014.

- [49] K. Yabe, et al., "Conceptual designs of AI-based Systems for local prediction of voltage collapse" IEEE Trans. Power Syst, Vol. 11, no. 1, pp. 137-145, 1996.
- [50] A. Berizzi, et al., "A Neuro-Fuzzy Inference System for the Evaluation of Voltage Collapse Risk Indices" Bulk Power System Dynamics and Control, Cortina d'Ampezzo Italy, pp. 22-27, 2004.
- [51] P. Modi, S. Singh and J. Sharma, "Voltage stability evaluation of power system with FACTS devices using fuzzy neural network" Engineering Applications of Artificial Intelligence, Vol. 20, pp. 481-491, 2007.
- [52] P. Modi, S. Singh and J. Sharma, "Fuzzy neural network based voltage stability evaluation of power systems with SVC" Applied Soft Computing, Vol. 8, pp.657-665, 2008.
- [53] A. Berizzi, et al., "Online fuzzy voltage collapse risk quantification" Electric Power Systems Research, Vol. 79, pp. 740-749, 2009.
- [54] D.Krishna, V.Padmaja, S. Asma, "Design of fuzzy logic controller for voltage stability condition in ieee-14 bus system" International Journal of Engineering Research and Applications, 2015.
- [55] P. Torres, H. Peralta, A. Castro, "Power System Loading Margin Estimation Using a Neuro-Fuzzy Approach" IEEE transactions on power systems, Vol. 22, no.4, pp. 1955-1964, 2007.
- [56] M. Sagara, et al., "Voltage stability improvement to power systems with energy storage systems" 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP), pp. 7-10, 216.
- [57] Y. Besanger, "vers l'amélioration de la sécurité des réseaux électriques de puissance" Energie électrique, Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2006.
- [58] Y. Merzoug, "Contrôle optimal des puissances réactives et des tensions dans un réseau d'énergie électrique par dispositifs FACTS" Université Des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf, Doctorat en science, 2014.
- [59] S. Jain et al., "Siting and Sizing of DG in Medium Primary Radial Distribution System with Enhanced Voltage Stability" Chinese Journal of Engineering, 2014.
- [60] K. MERINI, "Contribution à l'amélioration des méthodes évolutionnaires pour la répartition optimale des puissances: application dans un réseau d'énergie électrique avec et sans FACTS", université Djilali liabes de Sidi-Bel-Abbès faculté de génie électrique département d'électrotechnique, Doctorat en Sciences 2017.
- [61] S. Sayeh, "Application de l'intelligence artificielle pour le fonctionnement optimal des systèmes électriques" université Ferhat Abbes Sétif 1, faculté des sciences de l'ingénieur, Doctorat en Sciences, 2010.
- [62] F. Brendan, et al., "Wind power integration, connection and system operational Aspects" 2^{ème} édition 2014.
- [63] A. Pagnetti, M. Ezzaki, I. Anqouda "Impact of wind power production in a European Optimal Power Flow" Electric Power Systems Research, Vol. 152, pp. 284-294, 2017.
- [64] S. Mondal, et al., "Multi-objective economic emission load dispatch solution using gravitational search algorithm and considering wind power penetration" Electrical Power and Energy Systems, Vol. 44, pp. 2822-92, 2013.

- [65] S. Chena, et al., "Multi-time combined gas and electric system optimal power flow incorporating wind power" *energy procedia*, Vol. 100, pp. 111-116, 2016.
- [66] J. Li, et al., "Impacts and benefits of UPFC to wind power integration in unit commitment" *Renewable Energy*, September 2017.
- [67] S. T. Blakea, T. J. O'Sullivan, "Optimization of distributed energy resources in an industrial microgrid" *11th CIRP Conference on Intelligent Computation in Manufacturing Engineering - CIRP ICME '17 ScienceDirect*, pp.104-109, 2018.
- [68] X. Zhao, X. Zhang, "Artificial Intelligence Applications in Power System" *Advances in Intelligent Systems Research*, vol. 133, 2016.
- [69] R. M. Parizeau, "Réseaux de neurones" *Université Laval, Automne 2004*.
- [70] T. Takagi, M. Sugeno, "Fuzzy identification of systems and its applications to modeling and control" *IEEE Transactions on System Man and Cybernetics*, Vol. 15, pp. 116-132, 1985.
- [71] J. Aguilar-Martin, "La logique floue et ses applications industrielles" *intelligence artificielle et entreprise*, Vol. 25 pp. 75-86, 1995.
- [72] S. Z. Boujelbene, et al., "Systèmes à Inférences Floues pour la Classification Phonémique" *4th International Conference: Sciences of Electronic, Technologies of Information and Telecommunications, TUNISIA*, pp. 25-29, 2007.
- [73] R. Gouriveau, M. El Koujok, N. Zerhouni, "Spécification d'un système neuro-flou de prédiction de défaillances à moyen terme" *Rencontres Francophones sur la Logique Floue et ses Applications, LFA, Nîmes, France, Vol 1*, pp.65-72, 2007.
- [74] S. P. Torres, et Al., "Castro Power System Loading Margin Estimation Using a Neuro-Fuzzy Approach" *IEEE transactions on power systems*, Vol. 22, no. 4, NOVEMBER 2007.
- [75] G. Civelekoglu, et al., "carbon and nitrogen removal in an industrial wastewater treatment plant using an adaptive network-based fuzzy inference system *Clean-Soil Air Water*" Vol. 35, pp. 617-625, 2007.
- [76] M. Yilmaz "Adaptive network based on fuzzy inference system estimates of geoid heights" *interpolation Scientific Res. Essays*, Vol. 5, pp. 2148-2154, 2010.
- [77] A .P. Vassilopoulos, R. BediAdaptive "neuro-fuzzy inference system in modelling fatigue life of multidirectional composite laminates" *Comput. Mat. Sci.*, Vol. 43, pp. 1086-1093, 2008.
- [78] A. Mellit, S.A. Kalogirou, "ANFIS-based modelling for photovoltaic power supply system: a case study *Renew. Energy*" Vol. 36, pp. 250-258, 2011.
- [79] J. C. Bezdek, "Pattern recognition with fuzzy objective function algorithms" *Plenum Press, New York*, 1981.
- [80] S. Chiu, "Fuzzy model identification based on cluster estimation" *J Intell Fuzzy Syst* Vol. 2, no. 3, pp. 267-278, 1994.
- [81] O. Hajji, " Contribution au développement de méthodes d'optimisation stochastiques. Application à la conception des dispositifs Electrotechniques " *Thèse de doctorat en génie électrique, Ecole centrale de Lille, Université des sciences et technologies de Lille*, 2003.
- [82] F. Glover, *Tabu search - part I. ORSA Journal on Computing*, vol. 1, no. 3, pp. 190-206, 1989.

- [83] M. Amroune , A. Bourzami, T. Bouktir T, “Weakest Buses Identification and Ranking in Large Power Transmission Network by Optimal Location of Reactive Power Supports” TELKOMNIKA Indonesian Journal of Electrical Engineering, vol.12, no.10, pp. 7123-7130, 2014.
- [84] K. Gopalakrishnan, H. Ceylan, A. Okine, “Intelligent and soft computing in infrastructure systems engineering” Springer-Verlag BerlinHeidelberg, 2009.
- [85] W. Suparta, K.M. Alhasa, “Modeling of Tropospheric Delays Using ANFIS” Springer Briefs in Meteorology, DOI 2016.
- [86] J. Canard, “impact de la génération d’énergie dispersée dans les réseaux de distribution” thèse doctorat Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble 2012.
- [87] H. Kanchev, “Gestion des flux énergétiques dans un système hybride de sources d’énergie renouvelable” Optimisation de la planification opérationnelle et ajustement d’un micro réseau électrique urbain Hal Id école centrale de lille 2015.
- [88] K. belmokhtar, “contribution à l'intégration d'un parc éolien à un réseau électrique autonome, avec stockage d'énergie sous forme d'hydrogène” doctorat en génie électrique, université du Québec, 2015.
- [89] C. Cany “Interactions entre énergie nucléaire et énergies renouvelables variables dans la transition énergétique en France : adaptations du parc électrique vers plus de flexibilité” thèse de doctorat, Université Paris Saclay, 2017.
- [90] M. Lopez, “contribution à l’optimisation d’un système de conversion éolien pour une unité de production isolée” Energie électrique, Université Paris Sud - Paris XI, 2008.
- [91] T. Ghennam, thèse de DOCTORAT, délivre conjointement par l’école centrale de Lille et l’école militaire polytechnique d’Alger, “Supervision d’une ferme éolienne pour son intégration dans la gestion d’un réseau électrique, Apports des convertisseurs multi niveaux au réglage des éoliennes à base de machine asynchrone à double alimentation” 2011.
- [92] B. GUY, B. Multon, “Production d’électricité éolienne: de la caractérisation du gisement éolien aux technologies d'aérogénérateurs” encyclopédie de l’énergie janvier 2016.
- [93] A. Vergnol “Intégration dans le réseau électrique et le marché de l’électricité de production décentralisée d’origine renouvelable : gestion des congestions locales” thèse de doctorat de l’université de recherche paris sciences et lettres psl research university, 2016.
- [94] L. M. Ruiz Gomez, “Intégration de la production éolienne aux réseaux électriques : approches techniques et économiques” Université de Grenoble, 2012.
- [95] A. Teninge, “participation aux services système de parcs éoliens mixtes : application en milieu insulaire” Sciences de l’ingénieur [physics]. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2009.
- [96] A. stasiakowska “le marché intérieur d’électricité. entre la libéralisation et la sécurité d’approvisionnement en électricité” diplôme d’études approfondies en études européennes, institut européen de l’université de Genève collection Europa vol. 63, 2009.
- [97] L. SLIMANI, “Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes méta-heuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité

- dérégulé” Doctorat en sciences, faculté des sciences de l’ingénieur, université de Batna, 2009.
- [98] M. Oriolo, “Intégration progressive des marchés d’électricité de l’Algérie, du Maroc et de la Tunisie dans le marché intérieur de l’électricité de l’union européenne” Juin 2010.
- [99] S. Makhloufi “Prévision de la ressource éolienne” Centre de Développement des Energies Renouvelables Alger, Algérie.
- [100] J. Martin-Amouroux, Directeur de recherche émérite au CNRS “Les prix et les couts des sources d’énergie” 2015.
- [101] B. Belabes, A. Kaabache, O. Guerri “Evaluation du coût de production d’électricité d’origine éolienne. Cas de deux sites des hauts plateaux Algériens” centre de Développement des Energies Renouvelables” CDER Revue des Energies Renouvelables Vol. 17, pp. 117-128, 2014.
- [102] A. Derai, A. Kaabeche, S. Diaf “Etude de faisabilité technico-économique de fermes éoliennes en Algérie” Revue des Energies Renouvelables Vol. 20, no. 4, pp. 693-712, 2017.
- [103] Coûts prévisionnels de production de l’électricité AGENCE INTERNATIONALE DE L’ÉNERGIE Édition 2010.
- [104] K. Balamurugan, K. Muthukumar, “Differential Evolution algorithm for contingency analysis-based optimal location of FACTS controllers in deregulated electricity market” Springer-Verlag GmbH Germany, 2018.
- [105] J. RÉTIVEAU, “Analyse de données expérimentales et conception d’un générateur numérique de vitesses de vent” mémoire de recherche présenté à l’université du Québec à Rimouski.
- [106] R. Ranjit, H. T. Jadhav, “Optimal power flow solution of power system incorporating stochastic wind power using Gbest guided artificial bee colony algorithm” Electrical Power and Energy Systems, Vol. 64, pp. 562–578, 2015.
- [107] P. Venkatesh, R. Gnanadass, N.P. Padhy, “Comparison and application of evolutionary programming techniques to combined economic emission dispatch with line flow constraints” IEEE Trans. Power Syst, Vol. 18, no 2, pp. 688-697, 2003.
- [108] L. Slimani, T. Bouktir “Optimal power flow solution of the Algerian electrical network using differential evolution algorithm” TELKOMINIKA Vol. 10, No. 2, pp.199-210, 2012.
- [109] C. Liu, C. Chang, M. Su, “Neuro-Fuzzy Networks for Voltage Security Monitoring Based on Synchronized Phasor Measurements,” IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 13, No. 2, 1998.
- [110] Y. Y. Hong, C. H. Gau, “Voltage stability indicator for identification of the weakest bus/area in power systems,” IEE Proc-Gener. Transm. Distrib., Vol. 141, No. 4, July 1994.
- [111] W. Qin, et al., “Power System Reliability Based on Voltage Weakest Bus Identification” IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011, Detroit, MI, USA.
- [112] A. Attia, A. Ragab, M. Hany, “Optimal power flow solution in power systems using a novel Sine-Cosine algorithm” Electrical Power and Energy Systems, Vol. 98, pp. 331-343, 2018.

- [113] P. P Biswas, et al., “Optimal power flow solutions using differential evolution algorithm integrated with effective constraint handling techniques” *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, Vol. 68, pp. 81-100, 2018.
- [114] S. S. Reddy, P. R. Bijwe, A. R. Abhyankar, “Faster evolutionary algorithm based optimal power flow using incremental variables” *Int J Electr Power Energy Syst*, Vol. 54, pp.198-210, 2014.
- [115] S. Mishra, Y. Mishra, S. Vignesh, “Security Constrained Economic Dispatch Considering Wind Energy Conversion Systems” *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 978-1-4577-1002-5/11, 2011.
- [116] A. M. Al-Attar, S. Yahia, M. Mohamed, A.M. El-Gaafary, A. M. Hemeida, “Optimal power flow using moth swarm algorithm” *Electric Power Systems Research*, Vol. 142, pp. 190-206, 2017.
- [117] K. Pandiarajan, C.K. Babulal, “Fuzzy harmony search algorithm based optimal power flow for power system security enhancement, *Int. J. Electr, Power Energy Syst*, Vol. 78, pp. 72-79, 2016,
- [118] H.R.E.H. Bouchekara, A.E. Chaib, M.A. Abido, R.A. El-Sehiemy, “Optimal power flow using an improved colliding bodies optimization algorithm, *Appl, Soft Comput*, Vol. 42, pp. 119-131, 2016.
- [119] O. Herbadji, L. Slimani, T. Bouktir, “Optimal Power Flow with Four Conflicting Objective Functions using Multiobjective Ant Lion algorithm: A case study of the Algerian Electrical Network”, *Iranian Journal of Electric al and Electronic Engineering*, pp. 94-113, 2019.

Annexe

Annexe A : Données du réseau test IEEE-30 jeux de barres

Tableau A1 Données des jeux de barres

N° Jeu de barres	P (MW)	Q(MW)	N° Jeu de barres	P (MW)	Q(MW)
1	0.00	0.00	16	3.50	1.80
2	21.7	12.7	17	9.00	5.80
3	2.40	1.20	18	3.20	0.90
4	7.60	1.60	19	9.50	3.40
5	94.2	19.0	20	2.20	0.70
6	0.00	0.00	21	17.5	11.2
7	22.8	10.9	22	0.00	0.00
8	30.0	30.0	23	3.20	1.60
9	0.00	0.00	24	8.70	6.70
10	5.80	2.00	25	0.00	0.00
11	0.00	0.00	26	3.50	2.30
12	11.2	7.50	27	0.00	0.00
13	0.00	0.00	28	0.00	0.00
14	6.20	1.60	29	2.40	0.90
15	8.20	2.50	30	10.6	1.90

Tableau A2 Données des lignes

N° Ligne	Jb de départ	Jb d'arrivé	R (pu)	X (pu)	Susceptance (pu)
1	1	2	0.01920	0.0575	0.02640
2	1	3	0.04520	0.1852	0.02040
3	2	4	0.05700	0.1737	0.01840
4	3	4	0.01320	0.0379	0.00420
5	2	5	0.04720	0.1983	0.02090
6	2	6	0.05810	0.1763	0.01870
7	4	6	0.01190	0.0414	0.00450
8	5	7	0.04600	0.0116	0.01020
9	6	7	0.02670	0.0820	0.00850
10	6	8	0.01200	0.0420	0.00450
11	6	9	0.00000	0.2080	0.00000
12	6	10	0.00000	0.5560	0.00000
13	9	11	0.00000	0.2080	0.00000
14	9	10	0.00000	0.1100	0.00000
15	4	12	0.00000	0.2560	0.00000
16	12	13	0.00000	0.1400	0.00000
17	12	14	0.12310	0.2559	0.00000
18	12	15	0.06620	0.1304	0.00000
19	12	16	0.09450	0.1987	0.00000
20	14	15	0.22100	0.1997	0.00000
21	16	17	0.08246	0.1932	0.00000
22	15	18	0.10700	0.2185	0.00000
23	18	19	0.06390	0.1292	0.00000
24	19	20	0.03400	0.0680	0.00000
25	10	20	0.09360	0.2090	0.00000
26	10	17	0.03240	0.0845	0.00000
27	10	21	0.03480	0.0749	0.00000
28	10	22	0.07270	0.1499	0.00000
29	21	22	0.01160	0.0236	0.00000
30	15	23	0.10000	0.2020	0.00000

31	22	24	0.11500	0.1790	0.00000
32	23	24	0.13200	0.2700	0.00000
33	24	25	0.18850	0.3292	0.00000
34	25	26	0.25440	0.3800	0.00000
35	25	27	0.10930	0.2087	0.00000
36	27	28	0.00000	0.3960	0.00000
37	27	29	0.21980	0.4153	0.00000
38	27	30	0.32020	0.6027	0.00000
39	29	30	0.23990	0.4533	0.00000
40	8	28	0.06360	0.2000	0.02140
41	6	28	0.01690	0.0599	0.00650

Annexe B : Données du réseau test IEEE-118 jeux de barres

Tableau B1 Paramètres et coefficients des générateurs

U	No jeux de barre	Coefficients Cout des generateurs			Pmax (MW)	Pmin (MW)	Qmax (MVAR)	Qmin (MVAR)
		A	B	c				
1	4	31.67	26.2438	0.069663	30	5	300	-300
2	6	31.67	26.2438	0.069663	30	5	50	-13
3	8	31.67	26.2438	0.069663	30	5	300	-300
4	10	6.78	12.8875	0.010875	300	150	200	-147
5	12	6.78	12.8875	0.010875	300	100	120	-35
6	15	31.67	26.2438	0.069663	30	10	30	-10
7	18	10.15	17.8200	0.012800	100	25	50	-16
8	19	31.67	26.2438	0.069663	30	5	24	-8
9	24	31.67	26.2438	0.069663	30	5	300	-300
10	25	6.78	12.8875	0.010875	300	100	140	-47
11	26	32.96	10.7600	0.003000	350	100	1000	-1000
12	27	31.67	26.2438	0.069663	30	8	300	-300
13	31	31.67	26.2438	0.069663	30	8	300	-300
14	32	10.15	17.8200	0.012800	100	25	42	-14
15	34	31.67	26.2438	0.069663	30	8	24	-8
16	36	10.15	17.8200	0.012800	100	25	24	-8
17	40	31.67	26.2438	0.069663	30	8	300	-300
18	42	31.67	26.2438	0.069663	30	8	300	-300
19	46	10.15	17.8200	0.012800	100	25	100	-100
20	49	28	12.3299	0.002401	250	50	210	-85
21	54	28	12.3299	0.002401	250	50	300	-300
22	55	10.15	17.8200	0.012800	100	25	23	-8
23	56	10.15	17.8200	0.012800	100	25	15	-8
24	59	39	13.2900	0.004400	200	50	180	-60
25	61	39	13.2900	0.004400	200	50	300	-100
26	62	10.15	17.8200	0.012800	100	25	20	-20
27	65	64.16	8.3391	0.010590	420	100	200	-67
28	66	64.16	8.3391	0.010590	420	100	200	-67
29	69	6.78	12.8875	0.010875	300	80	99999	-99999
30	70	74.33	15.4708	0.045923	80	30	32	-10
31	72	31.67	26.2438	0.069663	30	10	100	-100
32	73	31.67	26.2438	0.069663	30	5	100	-100
33	74	17.95	37.6968	0.028302	20	5	9	-6
34	76	10.15	17.8200	0.012800	100	25	23	-8
35	77	10.15	17.8200	0.012800	100	25	70	-20
36	80	6.78	12.8875	0.010875	300	150	280	-165

37	82	10.15	17.8200	0.012800	100	25	9900	-9900
38	85	31.67	26.2438	0.069663	30	10	23	-8
39	87	32.96	10.7600	0.003000	300	100	1000	-100
40	89	6.78	12.8875	0.010875	200	50	300	-210
41	90	17.95	37.6968	0.028302	20	8	300	-300
42	91	58.81	22.9423	0.009774	50	20	100	-100
43	92	6.78	12.8875	0.010875	300	100	9	-3
44	99	6.78	12.8875	0.010875	300	100	100	-100
45	100	6.78	12.8875	0.010875	300	100	155	-50
46	103	17.95	37.6968	0.028302	20	8	40	-15
47	104	10.15	17.8200	0.012800	100	25	23	-8
48	105	10.15	17.8200	0.012800	100	25	23	-8
49	107	17.95	37.6968	0.028302	20	8	200	-200
50	110	58.81	22.9423	0.009774	50	25	23	-8
51	111	10.15	17.8200	0.012800	100	25	1000	-100
52	112	10.15	17.8200	0.012800	100	25	1000	-100
53	113	10.15	17.8200	0.012800	100	25	200	-100
54	116	58.81	22.9423	0.009774	50	25	1000	-1000

Tableau B2 Données des puissances demandées

No du jeux de barre	Pd (MW)	Qd (MVAR)
1	54.14	8.66
2	21.23	9.55
3	41.4	10.62
4	31.85	12.74
6	55.2	23.35
7	20.17	2.12
11	74.31	24.42
12	49.89	10.62
13	36.09	16.99
14	14.86	1.06
15	95.54	31.85
16	26.54	10.62
17	11.68	3.18
18	63.69	36.09
19	47.77	26.54
20	19.11	3.18
21	14.86	8.49
22	10.62	5.31
23	7.43	3.18
27	65.82	13.8
28	18.05	7.43
29	25.48	4.25
31	45.65	28.66
32	62.63	24.42
33	24.42	9.55
34	62.63	27.6
35	35.03	9.55
36	32.91	18.05
39	27	11
40	20	23
41	37	10
42	37	23
43	18	7
44	16	8

45	53	22
46	28	10
47	34	0
48	20	11
49	87	30
50	17	4
51	17	8
52	18	5
53	23	11
54	113	32
55	63	22
56	84	18
57	12	3
58	12	3
59	277	113
60	78	3
62	77	14
66	39	18
67	28	7
70	66	20
74	68	27
75	47	11
76	68	36
77	61	28
78	71	26
79	39	32
80	130	26
82	54	27
83	20	10
84	11	7
85	24	15
86	21	10
88	48	10
90	78	42
92	65	10
93	12	7
94	30	16
95	42	31
96	38	15
97	15	9
98	34	8
100	37	18
101	22	15
102	5	3
103	23	16
104	38	25
105	31	26
106	43	16
107	28	12
108	2	1
109	8	3
110	39	30
112	25	13
114	8.49	3.18
115	23.35	7.43
117	21.23	8.49
118	33	15

Annexe C : Données du réseau Algérien 114 jeux de barres

Tableau C1 Puissances demandées et générées

Nom du jeu de barres	N° du jeu de barres	Charge		Génération	
		Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)	Puissance active (MW)	Puissance réactive (MVAR)
1OUJDA6	1	0	0	0	0
1GHAZA6	2	36	17	0	0
1ZAHAN6	3	64	31	0	0
1MEHA16	4	125	94	750	400
1MEHA26	5	335	250	300	160
1TLEMC6	6	78	37	0	0
1SBABE6	7	55	26	0	0
1RELIZ6	8	50	24	0	0
1BESAF6	9	40	19	0	0
1SAIDA6	10	42	21	0	0
1TIARE6	11	96	47	160	30
1BECHA6	12	31	15	0	0
1AISEF6	13	13	6	0	0
1PELAC6	14	136	65	0	0
1RABLA6	15	0	0	60	30
1RABLA6	16	0	0	0	0
2ALEST6	17	0	0	640	400
2ALEST3	18	0	0	0	0
2APORT3	19	11	5	100	60
2ARBAA3	20	14	9	0	0
2ARBAA6	21	70	52	0	0
2BAEZO3	22	42	25	60	40
2BEAKN3	23	23	11	0	0
2HARA3	24	60	36	0	0
2GLAC3	25	17	8	0	0
2HAMMA3	26	55	26	0	0
k2HAMM16	27	0	0	0	0
2HAMM26	28	0	0	0	0
2KOUBA3	29	37	18	0	0
2OFATaYE3	30	30	15	0	0
2OFAYE6	31	0	0	0	0
2ROUIB3	32	40	24	0	0
2ROUI13	33	29	14	0	0
2TAFOU3	34	29	14	0	0
2BARAK3	35	33	16	0	0
2ABENI3	36	17	8	0	0
2A.TAY3	37	11	5	0	0
2AURAS3	38	20	10	0	0
2GOLF.3	39	20	10	0	0
2CHLEF3	40	21	10	0	0
2OUSLY	41	53	32	0	0
2OUSLY6	42	0	0	0	0
2KHEMI3	43	31	18	0	0
2KHEMI6	44	0	0	0	0
2ADEF13	45	12	6	0	0
2ADEF13	46	0	0	0	0
2KHERB3	47	21	10	0	0
2KHERB6	48	0	0	0	0
2TENES3	49	13	6	0	0
2OFODA3	50	4	2	0	0

2GHRIB3	51	1	1	0	0
2BOUFA3	52	56	27	80	50
2BLIDA3	53	16	8	0	0
2EAFFR3	54	21	10	0	0
2CHERC3	55	18	9	0	0
2MEDEA3	56	33	20	0	0
2BERRO3	57	35	21	0	0
2BERRO6	58	0	0	0	0
2BEMER3	59	36	17	0	0
2BEMER6	60	0	0	0	0
2KOLEA3	61	27	14	0	0
2KOLEA3	62	22	11	0	0
2TIOUZ3	63	49	29	0	0
2TIOUZ6	64	0	0	0	0
2FREHA3	65	11	5	0	0
2DBKHE3	66	35	21	0	0
2TIMED3	67	10	5	0	0
2SEDJE3	68	11	5	0	0
2SGHOZ3	69	20	10	0	0
2ILLIT3	70	7	3	0	0
2BOUIR3	71	36	22	0	0
2BOUIR6	72	0	0	0	0
2SIMUS3	73	36	22	0	0
2AOUSS6	74	0	0	0	0
2AOUS16	75	0	0	0	0
2AOUSS2	76	12	6	0	0
2K.BOU3	77	7	3	0	0
2MUSTA3	78	13	7	0	0
2AMIRA3	79	14	7	0	0
3EHADJ6	80	157	107	100	56
3EAOU16	81	0	0	0	0
3KHROU6	82	75	36	0	0
3SKIKD6	83	70	51	230	120
3RADJA6	84	46	34	0	0
3ABEID6	85	45	22	0	0
3TEBE16	86	0	0	0	0
3AMLIL6	87	32	15	0	0
3EHADJ	88	46	22	0	0
3SOAHR4	89	34	17	0	0
3EAOU14	90	18	9	0	0
3TEBES4	91	44	21	0	0
3DJONK4	92	10	5	0	0
3TEBE14	93	0	0	0	0
4OATHM6	94	48	23	0	0
4AKBOU6	95	35	17	0	0
4AKBO16	96	0	0	0	0
4EKSEU6	97	42	20	0	0
4DARGU6	98	13	6	100	30
4EHASI6	99	105	50	0	0
4JIJEL6	100	33	16	550	50
4MSILA6	101	50	24	360	50
4BBARE6	102	34	16	0	0
4BISKR6	103	66	32	0	0
4BARIK6	104	18	9	0	0
4BARI16	105	0	0	0	0
4BATNA6	106	64	31	0	0
5DJELF6	107	65	37	0	0
5GHARD6	108	22	11	0	0

5TILGH6	109	37	18	180	85
6MGHAI6	110	13	6	0	0
6HMSNO6	111	94	56	200	85
6TOUGO6	112	24	12	0	0
6OURGL6	113	23	11	0	0
6EOUED6	114	24	12	0	0

ملخص

في السنوات الأخيرة، ارتفع الطلب على الطاقة الكهربائية مما دفع الشبكات الكهربائية الحديثة إلى العمل بالقرب من حدود مجالات استقرارها ما زاد من خطر تعرضها لمخاطر عدم استقرار الجهد. في مثل هذه الحالات من الضروري جدا إجراء تقييم سريع ودقيق لاستقرار الجهد لتجنب خطر انقطاع التيار الكهربائي على نطاق واسع. نظراً لقدرتها على التعلم وتحقيق نتائج دقيقة على الخط، يتم تطبيق تقنيات التعلم الآلي (على سبيل المثال الشبكات العصبية الاصطناعية ونظام الاستدلال العصبي التكيفي الغامض) على نطاق واسع لمراقبة استقرار جهد الشبكات الكهربائية. في هذه الأطروحة، تم أولاً اقتراح نظام استدلال عصبي تكيفي غامض مع اختبار معلماته المثلى عن طريق خوارزمية فراشة الظلام لتقييم مؤشر ثبات الجهد للشبكة الكهربائية. تم إعداد مدخلات النموذج المقترح في شكل مقادير وزوايا طور الجهد التي تم جمعها من العقد الضعيفة في الشبكة. يركز الجزء الثاني من هذه الرسالة على تطبيق خوارزمية فراشة الظلام لتعزيز استقرار جهد الشبكة من خلال حل مشكلة التدفق الأمثل للطاقة بوجود مولدات تعتمد على طاقة الرياح. من أجل إثبات فعالية التقنيات المقترحة، تم استخدام النظام القياسي 30 عقدة ونظام الطاقة الجزائري 114 عقدة كأنظمة اختبار. وضحت النتائج التي تم الحصول عليها الأداء المتفوق للتقنيات المقترحة مقارنة بالتقنيات الأخرى الموجودة سابقاً.

الكلمات المفتاحية: استقرار الجهد، نظام الاستدلال العصبي التكيفي، خوارزمية فراشة الظلام، الطاقات المتجددة، التدفق الأمثل للطاقة

Résumé

Au cours de ces dernières années, la demande en énergie électrique a continué de croître, amenant les réseaux électriques modernes à fonctionner au-delà de leur limite de stabilité, ce qui augmente le niveau probable de risque d'instabilité de la tension. Dans une telle situation, une évaluation rapide et précise de la stabilité de tension est nécessaire pour éviter les pannes d'électricité à grande échelle. En raison de sa capacité à apprendre hors ligne et à produire des résultats précis en ligne, les techniques d'apprentissage automatique (telles que les réseaux de neurones artificiels (ANN) et le système d'inférence neuro-fuzzy adaptatif (ANFIS)) sont largement utilisées pour la surveillance en ligne de la stabilité de la tension. Dans cette thèse, un nouveau modèle ANFIS avec sélection optimisée des paramètres via l'algorithme MFO (Moth-Flame Optimization) est proposé pour estimer l'indice de ligne de stabilité de la tension (L_{mn}) du réseau électrique. Les entrées du modèle hybride ANFIS-MFO sont fournies sous la forme d'amplitude et d'angles de phase de tension qui sont supposés être collectés à partir de jeux de barres critiques du réseau. La deuxième partie de cette thèse porte sur l'application de l'algorithme MFO pour améliorer la stabilité de la tension du réseau électrique en se basant sur la résolution du problème d'écoulement de puissance optimal (Optimal Power Flow (OPF)) intégrant des générateurs éoliens. Afin de prouver l'efficacité des méthodes proposées, le réseau IEEE-30 jeux de barres et le réseau Algérien 114 jeux de barres sont utilisés. Les résultats obtenus confirment la performance des méthodes proposées par rapport aux autres méthodes existantes dans la littérature.

Mots clés : Stabilité de tension, ANFIS, Algorithme de papillon de nuit, Energies renouvelables, OPF

Abstract

In recent years the demand for electric energy continues to grow, leading modern electrical networks to work near their stability limit, which increases the likely level of risk of voltage instability. In such situation, fast and accurate assessment of voltage stability is necessary in order to prevent large-scale blackouts. Due to its ability to learn off-line and produce accurate results on-line, machine learning techniques (e.g., Artificial Neural Networks (ANN) and Adaptive Neuro-Fuzzy Inference System (ANFIS)) are widely applied for on-line voltage stability monitoring. In this thesis, a new ANFIS model with optimized parameters selection via Moth-Flame Optimization (MFO) algorithm is proposed to estimate the line voltage stability index (L_{mn}) of power system. The input features of the hybrid ANFIS-MFO model are provided in the form of voltage magnitudes and voltage phase angles, which are assumed to be gathered from weak buses in the system. The second part of this thesis focuses on application of MFO algorithm to enhance voltage stability of power system based on the solving of Optimal Power Flow (OPF) problem incorporating wind power generators. In order to prove the effectiveness of the proposed methods, the IEEE-30 bus and the Algerian 114-bus systems are used. The obtained results demonstrate the superior performance of the proposed methods compared with other existing techniques in the literature.

Key words : Voltage stability, ANFIS, Moth-Flame Algorithm, Renewable energy, OPF