

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET
DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE
« HOUARI BOUMEDIENE »
FACULTE D'ELECTRONIQUE ET INFORMATIQUE



THESE

Présentée pour l'obtention du grade de Docteur en Sciences

Spécialité : Electrotechnique

Par : EL MAOUHAB ALI

Sujet

Conduite des réseaux électriques par les techniques intelligentes dans un environnement dérégulé

Soutenue publiquement, le 19/10/2013, devant le jury composé de :

Mohamed Ahmed Nacer
Mohamed Boudour
Abdelhafid Hellal
Fares Boudjema
Sadek Bouroubi
Tarek Bouktir
Meriem Amorouyache

Professeur à l'USTHB
Professeur à l'USTHB
Professeur à l'U. Amar Telidji-Laghouat
Professeur à l'ENP, Alger
Professeur à l'USTHB
Professeur à l'U. Ferhat Abbas-Setif
Docteur OS- Sonelgaz

Président
Rapporteur
Examineur
Examineur
Examineur
Examineur
Invité

Remerciements

Tout d'abord louange à Allah le tout puissant pour tous ses Dons.

En premier lieu je tiens à exprimer ma gratitude au professeur Mohamed Boudour qui m'a offert la possibilité de réaliser cette thèse de doctorat sous sa conduite. Je le remercie pour son support technique et ses conseils durant tout ce travail.

Mes remerciements vont aussi au Prof. Mohamed Ahmed Nacer de l'USTHB pour avoir accepté de présider ce jury ainsi qu'au Prof. Abdelhafid Hellal de l'université de Laghouat, Prof Fares Boudjema de l'ENP, Prof. Tarek Bouktir de l'université de Sétif, Prof. Sadek Bouroubi de l'USTHB et Docteur Meriem Amorouayache de Sonelgaz qui m'ont honoré en acceptant d'examiner ce travail.

Je remercie également le Prof. Youcef Ouazir de l'USTHB et le Prof. Tarek Bouktir de nouveau pour avoir accepté d'expertiser mes articles et communications.

Je tiens aussi à exprimer mes remerciements à mes collègues du laboratoire LSEI pour leurs encouragements et conseils incessants, N. Bali, B. Boussahoua, R. Gueddouche, S. Bouazabia, L. Hadjout, M. Menaâ, S. Arezki, L. Ladjici, Y. Chabane, A. Teguercha, A. Talha et à mon ami depuis le lycée Ahmed Bensalem de l'université de Batna.

En dernier, je remercie mes parents, ma femme et mes enfants pour leurs patiences et compréhensions.

Listes des figures

Chapitre 1

Figure 1.1 Différents niveaux d'un réseau	9
Figure 1.2 Poste à un seul transformateur	10
Figure 1.3 Poste à deux transformateurs	10
Figure 1.4 Représentation graphique d'un réseau électrique	11
Figure 1.5 Structure d'un graphe	12
Figure 1.6 Exemple de numérotation d'une ligne radiale	13
Figure 1.7 Organigramme pour la construction de la matrice BR et du vecteur M	17
Figure 1.8 Schéma équivalent de la $i^{\text{ème}}$ branche compensée	19
Figure 1.9 Schéma équivalent d'une branche	21
Figure 1.10 Organigramme de détermination des branches sortantes d'un même nœud source	25
Figure 1.11 Réseau test 10 nœuds	28
Figure 1.12 Réseau test IEEE 34 nœuds	28
Figure 1.13 Réseau test de 69 nœuds	29
Figure 1.14 Profil de la tension du réseau 10 nœuds	30
Figure 1.15 Graphe des phases à l'origine (réseau 10 nœuds)	31
Figure 1.16 Profil de la tension du réseau 34 nœuds	31
Figure 1.17 Graphe des phases à l'origine (réseau 34 nœuds)	32
Figure 1.18 Profil de la tension du réseau 69 nœuds	32
Figure 1.19 Graphe des phases à l'origine (réseau 69 nœuds)	33

Chapitre 2

Figure 2.1 Diagramme vectoriel des tensions	36
Figure 2.2 Transformateur réglable en charge	37
Figure 2.3 Schéma de principe du comportement d'une particule	42
Figure 2.4 Codage du chromosome	44
Figure 2.5 Procédure de recombinaison	48
Figure 2.6 Comparaisons des tensions des nœuds (réseau 10 nœuds)	52
Figure 2.7 Profil de la tension réseau 34 nœuds	54

Chapitre 3

Figure 3.1 Mode de fonctionnement de la MADA	57
Figure 3.2 Machine asynchrone à double bobinage statorique	59
Figure 3.3 Schéma de principe d'une machine asynchrone à rotor bobiné pilotée par le rotor	60
Figure 3.4 MADA avec un contrôle du glissement par dissipation de la puissance rotorique	61
Figure 3.5 MADA alimentée par un pont à diodes et thyristors	62
Figure 3.6 MADA alimentée par un pont à diodes et un onduleur MLI	63

Figure 3.7 MADA alimentée par deux onduleurs à MLI	63
Figure 3.8 Structure à convertisseurs au stator et au rotor	64
Figure 3.9 Représentation schématique de la MADA	66
Figure 3.10 Repère référentiel de Park	68
Figure 3.11 Tension statorique (1 ^{er} essai)	74
Figure 3.12 Tension rotorique (1 ^{er} essai)	74
Figure 3.13 Courant statorique (1 ^{er} essai)	74
Figure 3.14 Courant rotorique (1 ^{er} essai)	74
Figure 3.15 Courant statorique et rotorique suivant l'axe dq (1 ^{er} essai)	75
Figure 3.16 Flux statorique et rotorique suivant l'axe dq (1 ^{er} essai)	75
Figure 3.17 Vitesse de rotation, glissement et fréquence (1 ^{er} essai)	75
Figure 3.18 Couple électromagnétique (1 ^{er} essai)	75
Figure 3.19 Tension statorique (2 ^{em} essai)	76
Figure 3.20 Courant statorique (2 ^{em} essai)	76
Figure 3.21 Courant rotorique (2 ^{em} essai)	76
Figure 3.22 Courant statorique et rotorique suivant l'axe dq (2 ^{em} essai)	77
Figure 3.23 Flux statorique et rotorique suivant l'axe dq (2 ^{em} essai)	77
Figure 3.24 Couple électromagnétique (2 ^{em} essai)	77
Figure 3.25 Schéma de la turbine éolienne	80
Figure 3.26 Coefficient de puissance (C_p) en fonction du ratio de la vitesse Et de l'angle d'orientation des pales (β) pour une turbine d'éolienne de 1,5 MW	82
Figure 3.27 Schéma bloc du modèle de la turbine	83
Figure 3.28 Caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne	83
Figure 3.29 Schéma bloc de la maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse	85
Figure 3.30 Profil du vent appliqué à la turbine	86
Figure 3.31 Vitesse mécanique du rotor	86
Figure 3.32 Coefficient de puissance	86
Figure 3.33 Coefficient de puissance avec zoom	86
Figure 3.34 Glissement de la machine	87
Figure 3.35 Puissances actives	87
Figure 3.36 Puissances réactives	87
Figure 3.37 Couple électromagnétique	87
Figure 3.38 Courant rotorique en quadrature	88
Figure 3.39 Courants triphasés statoriques	88
Figure 3.40 Courants triphasés rotoriques	88
Figure 3.41 Flux statorique direct et en quadrature	88

Chapitre 4

Figure 4.1 Schéma structurel de la MADA avec écoulement de la puissance	90
Figure 4.2 Tension au niveau de chaque nœud sans ferme éolienne	91

Figure 4.3 Tension au niveau de chaque nœud avec ferme éolienne connectée au nœud 5	91
Figure 4.4 Puissance générée par chaque générateur sans ferme éolienne	92
Figure 4.5 Puissance générée par chaque générateur en présence de la ferme éolienne connectée au nœud 5	92
Figure 4.6 Evolution des vitesses et des tensions sans éoliennes avec défaut d'une durée de 0.2031s (réseau stable)	94
Figure 4.7 Evolution des vitesses et des tensions sans éoliennes avec durée du défaut égale à 0.2032s (réseau instable)	94
Figure 4.8 Evolution des vitesses et des tensions avec intégration des éoliennes au nœud 5 et défaut de 0.1677 s (réseau stable)	95
Figure 4.9 Evolution des vitesses et des tensions avec intégration des éoliennes au nœud 5 et défaut de 0.1678 s (réseau instable)	95
Figure 4.10 Circuit équivalent de la MADA	97
Figure 4.11 Limites de la capacité de la MADA	100
Figure 4.12 Profil de tension avec est sans ferme d'éolienne pour le réseau test 34 nœuds	106
Figure 4.13 Profil de la tension avec et sans ferme d'éolienne pour le réseau 69 nœuds	107
Figure 4.14 Evolution de la tension et les pertes actives totales en fonction de la population réseau 34 nœuds	108
Figure 4.15 Evolution de la tension et les pertes actives totales en fonction de la population réseau 69 nœuds	108

Liste des tableaux

Chapitre 1

Tableau 1.1 Matrice de connectivité de la ligne figure 1.6	13
Tableau 1.2 Résultats de l'écoulement de charge des deux modèles (Réseau 10 nœuds)	29
Tableau 1.3 Résultats de l'écoulement de charge des deux modèles (Réseau 34 nœuds)	29
Tableau 1.4 Résultats de l'écoulement de charge des deux modèles (Réseau 69 nœuds)	30

Chapitre 2

Tableau 2.1 Données des condensateurs triphasés	45
Tableau 2.2 Paramètres de contrôle	50
Tableau 2.3 Différent choix possible des tailles et coûts des condensateurs	51
Tableau 2.4 Paramètres de contrôles (réseau 10 nœuds)	52
Tableau 2.5 Résultats et comparaisons (réseau 10 nœuds)	53

Tableau 2.6 Paramètres de contrôles (réseau 34 nœuds)	53
Tableau 2.7 Résultats et comparaisons (IEEE 34 nœuds)	54
Chapitre 4	
Tableau 4.1 Puissances fournies par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent	106
Tableau 4.2 Comparaison des résultats, réseau 34 nœuds	109
Tableau 4.3 Comparaison des résultats, réseau 69 nœuds	109

SOMMAIRE

Introduction générale	1
Chapitre 1 : Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution	8
1.1 Introduction	8
1.1.1 Architecture générale des réseaux	8
1.1.2 Architecture des réseaux de distribution	9
1.1.3 Composition d'un réseau de distribution	10
1.2 Théorie des graphes	10
1.2.1 Définitions	11
1.2.1.1 Graphe orienté et non orienté	11
1.2.1.2 Représentation d'un graphe par une matrice	12
1.2.1.2.1 Matrice d'incidence sommet arcs	12
1.2.1.2.2 Matrice d'incidence sommet arêtes	12
1.3 Numérotation des éléments d'une ligne radiale	13
1.4 Détermination des nœuds après chaque branche	14
1.4.1 Construction de la matrice d'incidence	14
1.4.2 Structure nouvelle de la matrice d'incidence	15
1.4.3 Algorithme de construction	16
1.5 Calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution	17
1.5.1 Modélisation des charges	18
1.5.2 Hypothèses de calculs	19
1.6 Puissance dans une branche	19
1.6.1 Premier modèle de calcul des puissances	19
1.6.2 Deuxième modèle de calcul des puissances	21
1.6.3 Courant de branche	22
1.6.4 Tension et phase à l'origine d'un nœud	23
1.7 Test de convergence	23
1.8 Construction de la matrice "S"	24
1.9 Algorithmes de calcul	26
1.9.1 Algorithme de calcul pour le premier modèle	26
1.9.2 Algorithme de calcul pour le deuxième modèle	27
1.10 Étude de cas	28
1.11 Résultats de simulations	29
1.12 Discussion des résultats	33
1.13 Conclusion	34
Chapitre 2 : Contrôle de la puissance à l'aide des condensateurs shunts	35
2.1 Introduction	35
2.2 Chute de tension dans un réseau de distribution	35
2.3 Contrôle de la tension et de la puissance réactive	37

2.3.1	Contrôle de la tension à l'aide de transformateur régleur en charge (OLTC)	37
2.3.2	Contrôle de la puissance réactive par les condensateurs shunts	38
2.4	Formulation du problème	39
2.5	Principe d'optimisation analytique	40
2.6	Méthodes d'optimisation	41
2.6.1	Optimisation par essaim de particules	41
2.6.2	Algorithmes évolutionnaires	43
2.7	Optimisation des capacités shunts à l'aide de la technique évolutionnaire	44
2.7.1	Population et codage	44
2.7.2	Population initiale	45
2.7.3	Procédure d'évaluation	47
2.7.4	Procédure d'évolution	47
2.7.4.1	Sélection des parents	47
2.7.4.2	Recombinaison intermédiaire	48
2.7.5	Algorithme développé	49
2.8	Application de l'algorithme	51
2.8.1	Réseau test de 10 nœuds	51
2.8.2	Réseau test IEEE 34 nœuds	53
2.9	Conclusion	55
Chapitre 3 : Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation		56
3.1	Introduction	56
3.2	Types de machines électriques	56
3.2.1	Fonctionnement à vitesse fixe	56
3.2.2	Fonctionnement à vitesse variable	57
3.3	Mode de fonctionnement de la MADA	57
3.3.1	Fonctionnement en mode moteur hypo-synchrone	58
3.3.2	Fonctionnement en mode moteur hyper-synchrone	58
3.3.3	Fonctionnement en mode génératrice hypo-synchrone	58
3.3.4	Fonctionnement en mode génératrice hyper-synchrone	58
3.4	Alimentation des machines asynchrones à double alimentation	58
3.4.1	Double alimentation par le stator	58
3.4.2	Double alimentation par le stator et le rotor	59
3.4.2.1	Principe	59
3.4.2.2	Avantages	61
3.4.2.3	Contrôle du glissement par dissipation de la puissance rotorique	61
3.4.2.4	Transfert de la puissance rotorique sur le réseau	62
3.4.2.4.1	Principe	62
3.4.2.4.2	Pont à diodes et pont à thyristors	62
3.4.2.4.3	Pont à diodes et pont à transistors	62

3.4.2.4.4	Convertisseurs MLI	63
3.4.2.4.5	Structure à trois convertisseurs MLI	63
3.5	Modélisation de la MADA	64
3.5.1	Hypothèses simplificatrices	65
3.5.2	Equations électriques de la MADA	66
3.5.3	Equation mécanique de la machine	67
3.5.4	Transformation de Park	68
3.5.5	Modèle de la MADA dans le plan de Park	69
3.5.6	Choix du référentiel	70
3.6	Modèle de la MADA en vue de la commande	72
3.7	Simulation de la MADA	73
3.7.1	Premier essai	73
3.7.2	Deuxième essai	76
3.8	Discussion et analyse des résultats	77
3.8.1	Premier essai	77
3.8.2	Deuxième essai	79
3.9	Intégration de la turbine à la MADA	79
3.9.1	Modélisation de la turbine	79
3.9.2	Modèle du multiplicateur	82
3.9.3	Equation dynamique de l'arbre de la turbine	82
3.9.4	Stratégie de commande de la turbine	83
3.9.5	Maximisation de la puissance extraite	84
3.9.6	Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse	84
3.9.7	Validation du modèle de la turbine	86
3.9.8	Intégration de la turbine à la MADA	87
3.10	Conclusion	89
Chapitre 4	Contrôle de la puissance réactive et de la tension à l'aide de la MADA	90
4.1	Introduction	90
4.2	Impact sur la qualité de la tension et de la puissance	93
4.3	Impact sur la stabilité	93
4.4	Capacité de la puissance de la MADA	96
4.4.1	Modèle mathématique de la MADA	96
4.4.2	Limites de la capacité de la MADA	98
4.5	Modèle de la ferme éolienne	101
4.6	Contrôle de la tension et de la puissance réactive à l'aide d'une ferme d'éolienne	102
4.6.1	Formulation du problème	103
4.6.2	Algorithme de PSO pour l'optimisation de la taille est de l'emplacement de la ferme d'éolienne	104
4.6.3	Résultats de simulation de l'algorithme PSO	105
4.7	Conclusion	109

Conclusion générale	111
Bibliographie	113
Annexes	

A) Introduction générale

Le système de distribution moderne est soumis à une augmentation continue de la charge, ce qui pousse le réseau de distribution et ses équipements à fonctionner près de ses marges limites requises. Par conséquent, la stabilité se trouve inévitablement affectée. Avec l'obligation d'alimenter le consommateur avec une bonne qualité d'énergie, l'opérateur système doit réaliser une planification optimale de la distribution.

La planification optimale de la distribution d'énergie électrique dans un réseau électrique a pour but de répondre à l'augmentation de la consommation de l'énergie électrique tout en satisfaisant les contraintes techniques opérationnelles spécifiques de la ligne avec des dépenses minimales (investissement, coût de gestion). Même avec un système initialement optimisé, l'augmentation imprévisible de la charge et le changement des paramètres économiques conduit à une intervention pour une optimisation technico-économique nouvelle sur le système concerné. Selon le problème rencontré, tel que dépassement de la capacité thermique du conducteur, chute de tension au-delà de la limite établie, pertes de puissances importantes, les solutions peuvent conduire au remplacement des conducteurs, à l'installation des batteries de condensateurs ou l'action des régulateurs de tension. Quel que soit la solution adoptée, il faut qu'elle soit optimale du point de vue techno-économique.

Actuellement, la plus grande partie de l'énergie électrique consommée dans le monde provient des centrales électriques utilisant du combustible fossile (pétrole, gaz, charbon) et nucléaire. Le fait que ces sources aient un impact négatif sur l'environnement, dégagement des gaz à effet de serre, déchet nucléaire et risques à tout instant de fuite radioactif, les énergies renouvelables (énergie propre) offrent de grandes possibilités pour répondre aux exigences nouvelles de protection de l'environnement et de sécurité. De plus, ces sources renouvelables permettent de valoriser et développer les ressources locales. Ce qui a encouragé et conduit à l'émergence de sources dispersées diverses à base d'énergie renouvelable et propre telles que : les générateurs solaires, les fermes éoliennes, les piles à combustibles et les petites centrales hydrauliques. Avec la dérégulation du marché d'électricité, le développement technologique de ces sources, et des systèmes de commande et de contrôle, un nombre croissant de générateurs dispersés vient se connecter aux systèmes de distribution électrique.

Traditionnellement, les systèmes de distribution électrique sont passifs et sont conçus pour fonctionner avec un écoulement de puissance unidirectionnel. A l'inverse, le système de transport est conçu pour faire transiter l'énergie électrique dans les deux sens. Dans la planification et la gestion d'un système de puissance, il est considéré que la puissance s'écoule toujours de l'enroulement secondaire du transformateur, situé dans la sous-station vers la fin de la ligne. Et avec l'intégration des générateurs dispersés, le système devient un système actif où le générateur et le consommateur sont connectés au même nœud de charge.

Quand le taux d'intégration des ces générateurs dispersés est important, la puissance générée peut non seulement affecter l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution mais aussi dans le réseau de transport. Par conséquent, ceci peut avoir un impact sur la stabilité de puissance (angle, fréquence et stabilité de la tension) et sur le plan de protection. De plus, la puissance générée par les groupes de production dispersée peut conduire à une réduction de la puissance générée par les centrales conventionnelles et du nombre de générateurs connectés au réseau, ce qui affecte négativement la réserve tournante.

La topologie radiale, topologie la plus répandue du réseau de distribution, affecte énormément le profil de la tension. En effet, plus nous nous éloignons de la sous-station de transformation et plus le niveau de tension diminue. Ce qui nécessite un contrôle quotidien et continu de la tension et de la puissance réactive du système de distribution. Généralement, le contrôle se fait à l'aide de transformateurs réglables en charges (OLTC) situés dans la sous-station, ou des batteries de condensateurs qui peuvent être installées le long de la ligne, ou bien les deux en même temps si le transformateur n'est pas suffisant pour obtenir une meilleure amélioration du profil de la tension. Dans les réseaux de distribution l'emploi des condensateurs shunts est très répandu en comparaison avec les SVC (Static Var Compensator) et les STATCOM (Static Compensator) et ceci est par le fait qu'ils sont moins chers. Le contrôle permet ainsi d'améliorer le profil de la tension, la réduction des pertes et l'augmentation de l'efficacité du système.

Avec le développement de l'électronique de puissance et des systèmes de commande, il est devenu possible de contrôler la puissance réactive fournie au réseau par un système de conversion éolienne à base de machine asynchrone à double alimentation, qui est le système éolien le plus répandu dans la production d'énergie électrique à partir de la puissance du vent.

Ce qui nous donne la possibilité d'utiliser ce système comme moyen de contrôle de la puissance réactive en remplacement ou en coordination avec les autres moyens de contrôle afin d'améliorer le profil de la tension tout en réduisant les pertes actives et réactives dans les lignes.

L'optimisation de la puissance réactive est l'une des approches les plus efficaces pour réduire les pertes dans un système de distribution électrique et maintenir le profil des tensions dans les limites tolérées. Ces deux objectifs sont réalisés par la détermination des tailles et des emplacements optimaux des condensateurs shunts, SVC (static Var compensator), ferme éolienne ou autres. Dans ce contexte, plusieurs techniques d'optimisation sont utilisées telles que : les méthodes analytiques, la programmation linéaire, les algorithmes métaheuristiques et l'intelligence artificielle.

B) Objectif de la thèse

L'objectif de ce travail est d'exploiter les avantages offerts par une chaîne de conversion turbine-MADA contrôlée par deux convertisseurs électroniques connectés au circuit rotorique, et par ses capacités de génération des puissances actives et réactives sous différentes vitesses du vent d'une ferme d'éolienne. La MADA sera alors utilisée pour le contrôle des puissances actives et réactives transitant dans un réseau de distribution afin d'améliorer le profil de la tension, et même de contribuer au contrôle de celle-ci.

De plus, afin d'évaluer ses capacités, une comparaison est faite avec l'emploi des condensateurs shunts pour le contrôle de la puissance réactive, par ailleurs, une étude sur l'impact de l'intégration des éoliennes dans un système de puissance est effectuée sur la tension au niveau des nœuds, la puissance générée par les générateurs classiques et la stabilité du système.

C) Etat de l'art

Le problème du placement optimal des condensateurs shunt dans les réseaux de distribution constitue un sujet de recherche qui est toujours d'actualité. De ce fait, dans la littérature, nous rencontrons plusieurs approches basées sur les algorithmes d'optimisation métaheuristiques. Dans les premiers articles, la résolution de ce type de problème est réalisée en considérant plusieurs hypothèses simplificatrices, telles que : répartition uniforme de la charge, conducteur de même section, considération du nombre et taille

spécifique de condensateur sans tenir compte des batteries de compensation standards disponibles sur le marché. Dans des travaux récents, les auteurs prennent en compte la structure réelle du réseau de distribution, de la répartition réelle de la charge et du contrôle de la tension dans la procédure du choix des condensateurs.

Dans la référence [SAF 2001], l'auteur a présenté une méthode analytique pour l'optimisation du contrôle de la puissance réactive dans un réseau de distribution où la fonction objectif possède différentes expressions selon que le problème étudié concerne une charge constante pour une période d'une année, ou à long terme (10 ans), avec un accroissement annuel de la charge.

Yutian [YUT 2002], a présenté une approche pour le contrôle optimal de la puissance réactive et de la tension. Ce contrôle optimal permet de trouver les positions optimales des régulateurs en charge (OLTC), les batteries de condensateurs shunts se trouvant dans la sous-station et les batteries de condensateurs se trouvant le long de la ligne (au niveau des nœuds) afin de minimiser les pertes de puissance et améliorer le profil de la tension. Le contrôle global est décomposé en deux sous problèmes : un sous problème au niveau de la sous-station et un sous problème au niveau de la ligne. Pour se faire, l'auteur a utilisé une programmation dynamique simplifiée et un algorithme de contrôle à base de logique floue pour traiter les deux sous problèmes respectivement. Ces deux algorithmes ont nécessité une coordination afin d'obtenir une solution pour un contrôle global optimal.

Das dans son article [DAS 2002] a utilisé un algorithme génétique pour déterminer la taille optimale des condensateurs shunts fixes et variables avec des charges variables, afin de minimiser les pertes d'énergie, tout en maintenant la tension dans les nœuds dans les limites requises. Les coûts fixes et marginaux des condensateurs ont été pris en considération afin d'obtenir une meilleure performance. Concernant la contrainte de la tension, l'auteur l'a intégrée comme une fonction de pénalité dans la fonction objectif. De plus, l'auteur propose un critère de convergence basé sur la différence entre la meilleure adaptation (best fitness) et l'adaptation moyenne (average fitness).

Dans la référence [ZHU 2003], l'auteur a utilisé la méthode du point intérieur modifiée [MIP] pour le contrôle optimal de la puissance réactive. La procédure présentée est composée de deux étapes. La première utilise le processus hiérarchique analytique [AHP] et

la méthode d'analyse de sensibilité pour déterminer l'emplacement optimal. La méthode de sensibilité est basée sur la détermination des nœuds où la tension est faible. Les nœuds sont classés selon les valeurs de sensibilités (facteur de gain de la tension, et facteur de gain des pertes). Dans la deuxième étape, la méthode du point intérieur modifié [MIP] est utilisée pour le contrôle optimal de la puissance réactive où les transformateurs réglables (OLTC) et les condensateurs sont les variables de contrôle.

Das dans son deuxième article [DAS 2008] a utilisé une méthode hybride, logique floue-Algorithmes génétiques, pour une optimisation multi-objectif (maximisation du profit et minimisation de la déviation de la tension des nœuds). Ces deux fonctions objectives sont fuzzifiées puis sont intégrées dans la fonction objectif de satisfaction floue (fuzzy satisfaction objective function) à l'aide des facteurs d'inertie (facteur de pondération) appropriés. Ensuite, cette fonction objectif, formulant le problème d'optimisation, est résolue à l'aide d'un algorithme génétique pour déterminer la taille optimale des condensateurs shunts.

Damodar [DAM 2008] a présenté une méthode en deux étapes utilisant la logique floue et l'algorithme génétique avec codage réel (real coded genetic algorithm). La première étape consiste à utiliser la logique floue pour déterminer l'emplacement optimal des condensateurs dans la ligne primaire. Pour cette étape, deux objectifs sont assurés : minimisation des pertes de puissances réelles et maintien de la tension dans les limites admissibles. Dans la deuxième étape, où la fonction objectif est la fonction retour économique, l'algorithme génétique avec codage réel est employé pour déterminer les tailles des condensateurs.

Dans le même contexte, Srinivasas, [SRI 2008], [SRI 2011], a présenté une méthode composée de deux parties. Dans la première partie, il a utilisé le facteur de sensibilité des pertes. Ce facteur est utilisé pour prédire quel nœud aura la plus grande réduction des pertes lorsque le condensateur est installé. Par conséquent, ces nœuds sensibles sont sélectionnés pour être candidat à la réception des condensateurs. Dans la deuxième étape, il propose un algorithme Plant growth simulation (PGSA) pour déterminer la taille des condensateurs. L'avantage de PGSA est qu'il ne nécessite pas de paramètres externes.

L'algorithme adopte une direction de recherche guidée qui change dynamiquement en fonction du changement de la fonction objectif.

Singh, dans son article [SIN 2012], a utilisé l'algorithme d'optimisation par essaim (PSO) avec une technique utilisant la courbe de charge journalière pour déterminer l'emplacement optimal des condensateurs shunts. Afin de réduire l'espace de recherche, Singh a utilisé une méthode d'analyse dynamique de la sensibilité pour sélectionner les emplacements candidat pour recevoir les condensateurs.

Dans l'article [IMA 2013], Iman a proposé une stratégie itérative utilisant l'optimisation par essais de particules discrète modifiée (discrete particle swarm optimisation, DPSO). Dans cette stratégie, les pertes dans la ligne sont calculées en utilisant la courbe de la durée de charge estimée. Les condensateurs calculés pour une charge très grande sont utilisés pour modifier, à chaque itération, la taille et l'emplacement des condensateurs obtenus pour les petites charges. En même temps, durant la procédure, la position du régleur en charge (load tap changers, LTC) est ajustée.

D) Organisation de la thèse

Le premier chapitre traite l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution de topologie radiale. Au début, la technique de représentation graphique d'un réseau de distribution est présentée en tenant compte de la technique particulière de numérotation des branches et des nœuds. Ensuite deux modèles de calcul de l'écoulement de puissance basés sur la méthode de balayage en montée et en descente de la ligne (backward-forward sweep, BFS) sont présentés avec une comparaison entre les deux à travers leurs applications sur les mêmes réseaux tests.

Le deuxième chapitre est consacré au contrôle de la puissance réactive à l'aide des condensateurs shunts afin d'améliorer le profil de la tension et de réduire les pertes. Le problème d'optimisation est formulé dans ce chapitre avec présentation des deux méthodes : algorithmes évolutionnaires et essaim de particules. Dans ce contexte, une technique basée sur les algorithmes évolutionnaires est proposée afin de déterminer la taille, le nombre et l'emplacement optimal des condensateurs shunts. Cette technique est

comparée avec d'autres techniques présentées par différents auteurs en utilisant les mêmes réseaux tests.

Le troisième chapitre est consacré à l'étude de la machine asynchrone à double alimentation (MADA) utilisée dans les aérogénérateurs. En premier lieu, différents types de MADA sont présentés, suivi par la modélisation de la MADA et de la présentation des grandeurs qui permettent de contrôler la tension, la puissance et la vitesse. La dernière partie est relative à la simulation avec et sans turbine afin d'analyser les paramètres électriques et mécaniques.

Au quatrième chapitre, un contrôle de la tension et de la puissance réactive est réalisé à l'aide d'une ferme éolienne de technologie MADA. Tout d'abord, une analyse est faite sur l'impact de l'intégration d'une ferme éolienne sur la tension des nœuds, sur la puissance générée par les centrales conventionnelles et sur la stabilité du système électrique. Un algorithme d'optimisation par essaim de particules est par suite développé pour déterminer la taille et l'emplacement optimaux de la ferme éolienne afin d'obtenir un meilleur profil de tension et une réduction de pertes pour différentes périodes de fonctionnement de la ferme.

Chapitre 1 : Ecoulement de puissance dans les réseaux de distribution

1.1 Introduction

La fonction d'un réseau électrique est de transporter l'énergie électrique à partir des centrales de production électrique jusqu'aux différents consommateurs tout en répandant à tout instant à la demande d'énergie. Cette énergie doit être de bonne qualité et la tension maintenue constante à tout moment dans les limites tolérées. Généralement, le réseau électrique est décomposé en trois sous systèmes : la génération, le transport et la distribution. On rencontre différentes architectures avec différents niveaux de tensions formant un réseau électrique.

1.1 1 Architecture générale des réseaux

Le réseau électrique est structuré en plusieurs niveaux et chaque niveau assure une fonction spécifique. Ils sont caractérisés par des tensions adaptées à leurs fonctions. Généralement, on distingue :

- Réseaux de transport à très haute tension (THT), 150 à 800 kV : Ce réseau forme un ensemble maillé. Il assure le transport de l'énergie des gros centres de productions vers les zones de consommation.
- Réseaux de répartition (HT), l'énergie venant du réseau de transport passe dans le réseau de répartition composé de lignes de tensions 30 à 150 kV. Il alimente les points de livraison à la distribution.
- Réseaux de distribution : Ce réseau est généralement de structure radiale, on distingue les réseaux de distribution à moyenne tension (MT), 3 à 33 kV et à basse tension (BT), 100 à 600 V. Ils assurent l'alimentation de tous les clients à l'exception de la grosse industrie qui est alimentée directement par les réseaux THT et HT.

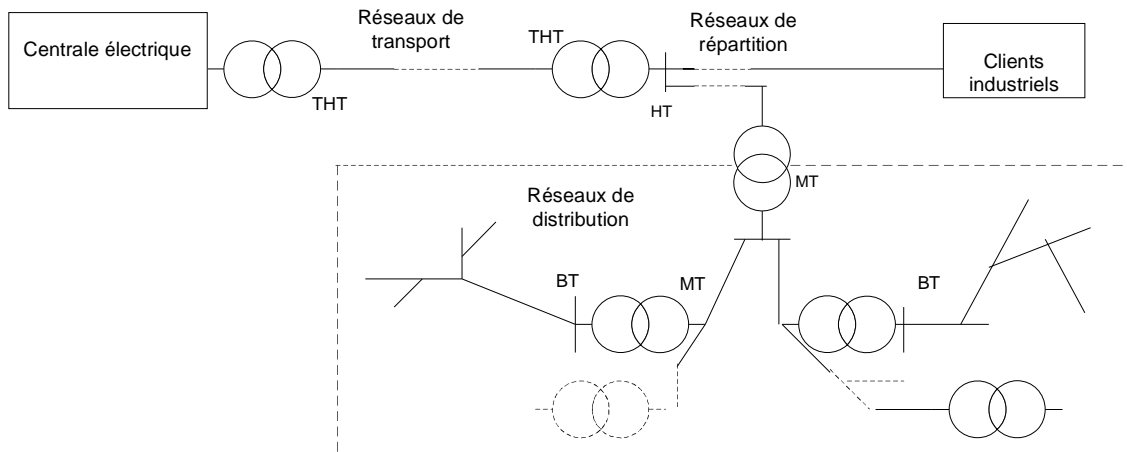


Figure 1.1 Différents niveaux d'un réseau

1.1.2 Architecture des réseaux de distribution

Le flux de l'énergie électrique, dans le réseau conventionnel, et de l'amont vers l'aval du réseau (de la centrale de production vers le consommateur). Cette énergie traverse les différents éléments constituant le réseau :

- Postes sources THT/MT, HT/MT ;
- Lignes aérienne MT(ou certain cas souterrain) ;
- Postes MT/BT ;
- Réseaux BT ;
- Consommateurs (charge).

La conception du schéma de distribution est faite en tenant compte des points suivants,

- La superficie de la région à alimenter et du type de la région quelle soit rurale ou urbaine ;
- La qualité de l'énergie demandée par le client (fréquence, tension) ;
- Niveau de sécurité d'alimentation et de secours ;
- Contraintes géographiques et environnementales ;
- Développements futurs de la ligne et de la charge ;
- Etude technico-économique.

Ce qui nous permet de déterminer la densité des postes HT/MT ou THT/MT, la longueur de la ligne et le nombre de départs MT.

1.1.3 Constitution d'un réseau de distribution

Généralement un réseau de distribution est composé par :

- Des organes de couplage, telles que les sectionneurs, contacteurs et disjoncteurs.
- Les lignes aériennes ou souterraines (appelées aussi liaisons, arcs) qui permettent de conduire l'énergie électrique vers les postes.
- Les postes de transformation comportent des transformateurs qui permettent de faire varier le plan de tension. On peut distinguer 2 types de poste : postes à puissance garantie (ou garantie N-1) et postes à puissance non garantie. Dans le cas où le poste est constitué d'un seul transformateur et d'une seule arrivée HT alors c'est un poste à puissance non garantie (figure 1.2). Dans le cas où le poste comporte 2 transformateurs et 2 lignes d'arrivées HT, et où un seul transformateur peut supporter la totalité de la puissance lorsque le 1^{er} est hors service ou bien une ligne HT est hors service, c'est un poste à puissance garantie ou à sécurité N-1 (figure 1.3).

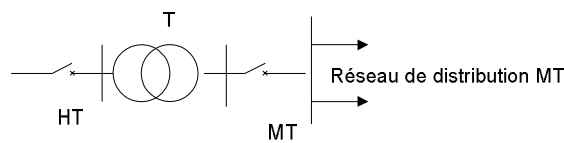


Figure 1.2 poste à un seul transformateur

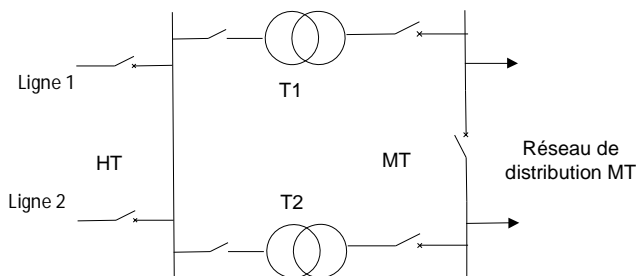


Figure 1.3 poste à deux transformateurs

1.2 Théorie des graphes

Actuellement la théorie des graphes est largement utilisée dans la résolution des problèmes scientifiques. Dans l'analyse des réseaux électriques le langage des graphes permet de décrire la structure géométrique du réseau. Ceci consiste à redessiner et à représenter le réseau en langage des graphes plus simples permettant d'élaborer des algorithmes capables d'être traité par ordinateur.

Dans la théorie des graphes, il n'y a pas de langages standards. Les noms utilisés pour les objets reflètent les applications où le langage des graphes est utilisé. En réseau électrique, les points appelés sommets dans le langage des graphes représentent les nœuds. Les lignes reliant certains de ces points, appelées arêtes, représentent les lignes électriques (figure 1.4).

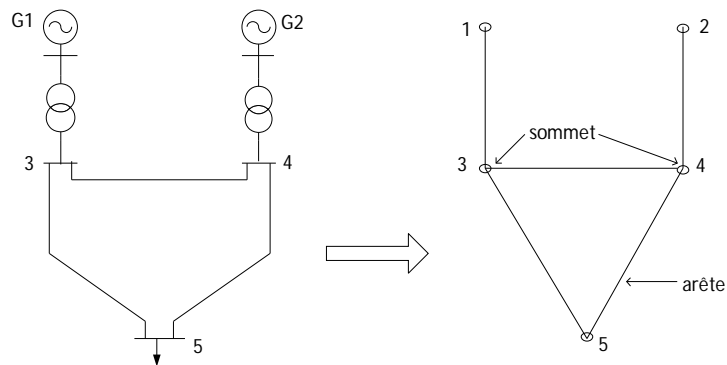


Figure 1.4 Représentation graphique d'un réseau électrique

1.2.1. Définitions

1.2.1.1. Graphe orienté et non orienté.

Un graphe $G=(N,B)$, où N est un ensemble fini de sommets (nœuds) et B est l'ensemble d'arcs, est appelé graphe orienté. Si $b=(i,j)$ est un arc alors « i » est l'extrémité initiale et « j » est l'extrémité terminale. En d'autres termes, un arc va d'un sommet vers un autre sommet. Dans un graphe, l'orientation est représentée par une flèche (figure 1.5.A).

Dans certaines applications, l'orientation du graphe n'est pas nécessaire, on s'intéresse simplement à l'existence ou non de liaisons (arêtes) entre les sommets (nœuds) sans précision de l'ordre. Ce graphe est appelé graphe non orienté si à tout couple ordonné (i, j) , on associe le couple non ordonné (i, j) appelé arête (figure 1.5.B). L'arête est alors une branche sur laquelle l'orientation n'est pas représentée [NAN 2000], [AUG 2001].

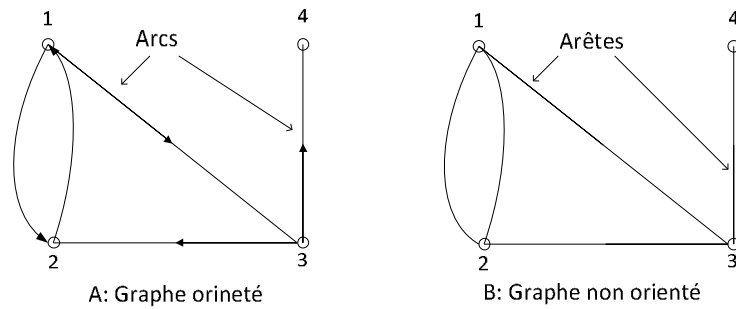


Figure 1.5 Structure d'un graphe [TER 2011]

1.2.1.2. Représentation d'un graphe par une matrice

Dans cette étude on s'intéresse à l'étude des lignes de distribution dont le caractère principale et d'avoir une configuration radiale pouvant avoir ou non des ramifications. Afin de pouvoir analyser ces réseaux, leurs graphes peuvent être représentés par la matrice d'incidence sommets arcs ou par la matrice incidence sommets arêtes [NAN 2000], [AUG 2001].

1.2.1.2.1 Matrice d'incidence sommets-arcs

La matrice d'incidence sommets-arcs du graphe orienté sans boucle $G = (N, B)$ composé de n sommets et de m arcs est $A = (a_{ij})$ de dimension $n \times m$ où chaque ligne " i " correspond à un sommet " i " et chaque colonne " j " correspond à un arc " j " de G [BOM 2000], [SAV 2011].

$$a_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si "i" est l'extrémité initiale de "j"} \\ -1 & \text{si "i" est l'extrémité terminale de "j"} \\ 0 & \text{si "i" n'est pas une extrémité de "j"} \end{cases}$$

1.2.1.2.2 Matrice d'incidence sommets-arêtes

La matrice d'incidence sommets-arêtes de G est une matrice de dimension $n \times m$, où chaque ligne " i " correspond à un sommet " i " et chaque colonne " j " correspond à une arête de G , telle que :

$$a_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si "i" est l'extrémité de "j"} \\ 0 & \text{si "i" n'est pas une extrémité de "j"} \end{cases}$$

1.3 Numérotation des éléments d'une ligne radiale

Pour faciliter la reconnaissance de la configuration d'une ligne, les nœuds et les branches sont numérotés selon une technique de numérotation présentant un ordre de numérotation très simple pour des réseaux de distribution avec ou sans ramifications [HAQ 1993], [NAN 2000], [AUG 2001], [ULA 2005], [BOM 2000]. Pour illustrer cette technique de numérotation, le réseau de la figure 1.6 est pris comme exemple.

Tout d'abord, il est nécessaire d'établir la matrice de connectivité de la ligne. Pour une branche « i » donnée, SE (i) est son nœud source et RE (i), est son nœud récepteur.

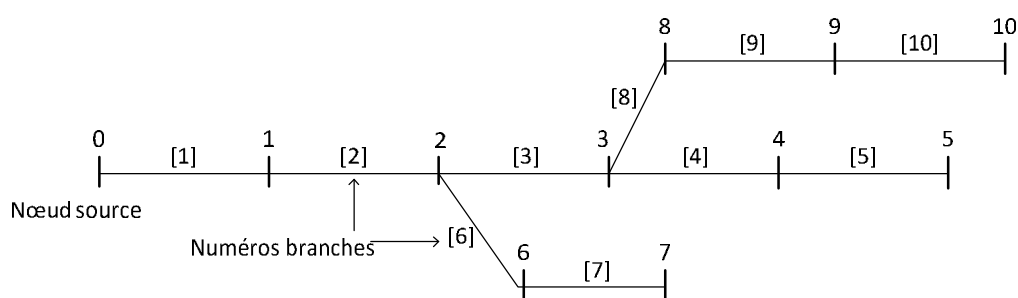


Figure 1.6 Exemple de numérotation d'une ligne radiale

Tableau 1.1 Matrice de connectivité de la ligne de la figure 1.6

Branches i	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
SE (i)	0	1	2	3	4	2	6	3	8	9
RE (i)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

La numérotation de la ligne commence à partir du nœud source auquel est affecté le numéro zéro [ABD 2011]. Ensuite, les nœuds de la ligne principale (artère principale) doivent être numérotés en premier lieu. Le nœud qui vient après le nœud source aura le numéro 1 et ainsi de suite jusqu'au dernier nœud formant la ligne principale. Pour l'exemple de la figure 1.6, le nœud 5 est le dernier nœud de la ligne principale.

Une fois la ligne principale numérotée, elle sera scrutée à partir du nœud source pour déterminer d'éventuelles branches latérales (ramification). La première ramification trouvée

après le nœud source, branche sortant du nœud 2 par exemple, sera la première à être numérotée. Ses nœuds auront les numéros qui sont la continuation du dernier nœud de la ligne principale (dernier numéro de la ligne principale 5 et le premier numéro de ramification est 6). Les nœuds de la ramification suivante, branche sortante du nœud 3, auront une continuation du dernier numéro du nœud de la ramification précédente (dernier numéro de la ramification précédente 7 et le premier numéro de la ramification en cours 8), ainsi de suite jusqu'à la dernière ramification. Quant aux branches, ils obtiennent les numéros du nœud récepteur.

1.4. Détermination des nœuds après chaque branche

1.4.1. Construction de la matrice d'incidence

La détermination des nœuds après chaque branche, nécessite en premier lieu la construction de la matrice d'incidence branches-nœuds [AUG 2001]. Dans cette matrice appelée « IM », les numéros des lignes sont les identificateurs des branches et ceux des colonnes, les identificateurs des nœuds. Les éléments de « IM », sont définis comme suit [NAN 2000], [AUG 2001] :

$$IM(i,j) = \begin{cases} -1 & \text{si } j \text{ est le nœud source de la branche } i \\ +1 & \text{si } j \text{ est le nœud récepteur de la branche } i \\ 0 & \text{autrement (pas de liaison entre } i \text{ et } j) \end{cases}$$

Ainsi, pour l'exemple donné à la figure 1.6, nous obtenons la matrice d'incidence suivante :

$$IM = \begin{array}{c} \begin{array}{c} \text{Nœuds} \longrightarrow \\ \left| \begin{array}{cccccccccc} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{array} \right| \end{array} \end{array} \begin{array}{c} \text{Branches} \\ \downarrow \end{array}$$

La matrice d'incidence nœuds-branches « NB » est obtenue en inversant la matrice d'incidence IM [AUG 2001]. Les numéros des lignes de la matrice obtenue « NB » sont les

identificateurs des nœuds et ceux des colonnes les identificateurs des branches. Pour notre exemple, on a la matrice « NB » suivante :

$$\text{NB} = \text{inv}(\text{IM}) = \begin{array}{c} \text{Branches} \longrightarrow \\ \left| \begin{array}{cccccccccc} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 \end{array} \right| \begin{array}{c} \text{Nœuds} \\ \downarrow \end{array} \end{array}$$

A l'aide de la matrice NB, il est possible de déterminer tous les nœuds situés au-delà d'une branche donnée. En prenant en exemple la colonne 8, qui représente la branche 8 de la ligne de l'exemple, les éléments non nuls se trouvent sur les lignes de la matrice 8, 9 et 10. Ce qui implique que les nœuds qui viennent après la branche 8 sont ceux ayant les numéros 8, 9 et 10.

En analysant cette matrice NB on voit que, pour une colonne donnée les éléments non nuls peuvent ne pas se suivre, et que des éléments nuls peuvent les séparer. De ce fait, lors du calcul de l'écoulement de puissance, on sera obligé de parcourir toute la colonne, alors qu'une partie des nœuds, éléments non nuls, suit la branche concernée. Par conséquent, ce type de présentation de la matrice nœuds-branches conduit à une augmentation du temps de calcul et d'espace de mémoire de l'ordinateur. Ce qui nous conduit à établir un nouveau type de matrice d'incidence.

1.4.2. Structure nouvelle de la matrice d'incidence

Dans cette nouvelle matrice les éléments non nuls sont classés de telle manière qu'il n'y est pas des éléments nuls intercalés entre eux. Ainsi, la détermination des puissances qui y transitent est concentrée seulement sur les nœuds qui suivent la branche concernée. Ce qui permet donc de réduire le temps de calcul de l'écoulement de puissance [AUG 2001]. Dans cette nouvelle matrice d'incidence BR, les lignes indiquent les numéros des branches et ses éléments non nuls indiquent les nœuds qui viennent après chaque branche (le numéro

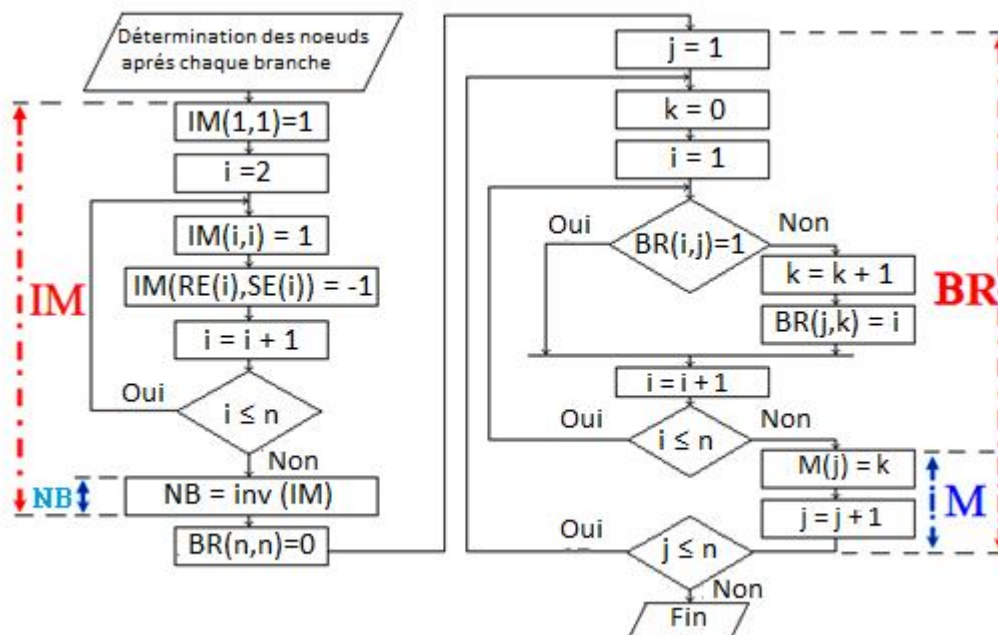


Figure 1.7 Organigramme pour la construction de la matrice BR et du vecteur M

1.5. Calcul de l'écoulement de puissance dans un réseau de distribution

Dans la littérature plusieurs algorithmes de calcul de l'écoulement de puissance sont présentés. Certains sont adaptés aux calculs des grands réseaux, complexes et maillés. Tel que les algorithmes basés sur la méthode Newton Raphson, méthode Gauss Seidel et la méthode Z_{bus} Gauss [SHI 1998], [ACS 2008]. Ces méthodes sont mal adaptées et non efficaces dans l'analyse des réseaux de distribution [BOM 2000] (divergence, temps de calcul long si convergence existe).

Le calcul de l'écoulement de puissance dans une ligne de distribution radiale comportant ou non des ramifications peut être fait en utilisant soit la méthode de Newton Raphson modifié [TRI 1982] ou soit la méthode backward-forward [JEN 2000]. Parmi ces deux méthodes la méthode backward-forward, basée sur les lois de base des circuits électrique [BOM 2000], est la plus simple à mettre en œuvre et a une vitesse de convergence plus élevée [ACS 2008] donc la plus couramment utilisée. La méthode backward-forward est une méthode itérative utilisant deux systèmes d'équation. Le premier système a pour but la détermination des puissances s'écoulant dans chacune des branches de la ligne ainsi que les courants qui les circulent. Et ceci se réalise en balayant en montée la ligne (backward sweep). Tandis que le second système d'équations permet de déterminer les tensions aux différents noeuds ainsi que leurs phases à l'origine en faisant balayer la ligne en descente (forward sweep) [AUG 2001]. Le processus de balayage en montée et en

descente n'est arrêté que si la tolérance de convergence est atteinte. Dans la littérature il existe trois variantes de la méthode de backward-forward [AUG 2010] : la méthode de sommation des courants, la méthode de sommation des puissances et la méthode de sommation des admittances.

1.5.1 Modélisation des charges

Dans un réseau de distribution, les charges sont de types différents : résistives, inductives, capacitatives. Les puissances actives et réactives de ces charges dépendent des tensions des nœuds auxquelles elles sont branchées. Le modèle d'une charge placée à un nœud quelconque "i" peut-être écrit sous les formes suivantes [DOB 2000],

Forme exponentielle :

$$\begin{cases} P_i = P_0 \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\alpha \\ Q_i = Q_0 \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^\beta \end{cases} \quad (1.1)$$

Où :

- P_i et Q_i : puissances active et réactive respectives de la charge au nœud "i".
- P_0 et Q_0 : puissances active et réactive nominales de la charge respectivement.
- V_i : tension aux bornes de la charge au nœud "i".
- V_0 : tension nominale de la ligne.
- α et β : définissent la variation de la puissance active et réactive de la charge en fonction de la variation de la tension d'alimentation. Leurs valeurs égales à 0, 1 ou 2 correspondent respectivement à une charge de puissance constante, courant constant ou impédance constante.

Forme polynomiale.

$$\begin{cases} P_i = P_0 \left[Z_p \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 + I_p \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + P_p \right] \\ Q_i = Q_0 \left[Z_q \left(\frac{V_i}{V_0} \right)^2 + I_q \left(\frac{V_i}{V_0} \right) + Q_q \right] \end{cases} \quad \text{Avec : } \begin{cases} Z_p + I_p + P_p = 1 \\ Z_q + I_q + Q_q = 1 \end{cases} \quad (1.2)$$

Sous cette forme, la charge est de :

Puissance constante si $P_p=1, Q_q=1$ et $I_p=I_q=Z_p=Z_q=0$.

A courant constant si $I_p = I_q = 1$ et le reste des autres coefficients sont nuls.

Impédance constante si $Z_p = Z_q = 1$ et le reste des autres coefficients sont nuls [AUG 2001].

1.5.2 Hypothèses de calculs

- Les charges sont considérées comme étant de puissances constantes.
- Les lignes de distributions étudiées sont des systèmes équilibrés. Ce qui nous permet de les représenter par leurs schémas unifilaires.
- Les lignes de distributions sont de moyennes tensions et de courtes longueurs. Par conséquent, les admittances shuntées du schéma équivalent sont négligées.

1.6. Puissance dans une branche

Dans la littérature nous rencontrons deux modèles de calcul des puissances s'écoulant dans une branche. Les deux modèles diffèrent dans la manière dont la puissance à la fin de chacune des branches de la ligne est calculée [CHI 1996]. Dans le premier modèle, les puissances à la fin d'une branche donnée sont calculées en additionnant les puissances des charges branchées aux nœuds situés au-delà de cette branche ainsi que leurs pertes. Tandis que dans le second modèle, les puissances à la fin d'une branche donnée sont calculées en prenant en compte les puissances en début de la branche déjà calculées, et des branches qui en sortent.

1.6.1. Premier modèle de calcul des puissances

Avec la considération des hypothèses citées au paragraphe 1.5.2 et du schéma équivalent d'une branche (figure 1.8), l'écoulement de puissance dans une ligne est modélisé comme suit [CHI 1996],

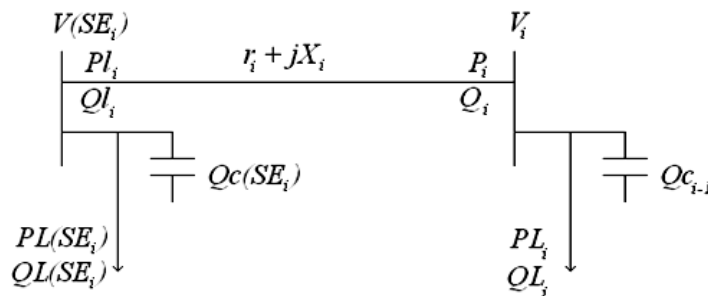


Figure 1.8 Schéma équivalent de la $i^{\text{ème}}$ branche compensée

A- Puissance à la fin de branche

Les puissances active et réactive au bout d'une branche quelconque notée « i » sont données par [ABD 2011]:

$$\begin{cases} P_i = \sum_{K=BR(i,M(i))}^{BR(i,1)} P_{LK} + \sum_{K=BR(i,M(i))}^{BR(i,2)} ploss_K, \\ Q_i = \sum_{K=BR(i,M(i))}^{BR(i,1)} Q_{LK} + \sum_{K=BR(i,M(i))}^{BR(i,2)} qloss_K - \sum_{K=BR(i,M(i))}^{BR(i,1)} Q_{cK}. \end{cases} \quad (1.3)$$

Où :

- $M(i)$: est le nombre total des nœuds à la suite de la branche " i ".
- $BR(i, k)$; $1 \leq k \leq M(i)$: les nœuds après la branche " i ".
- P_{LK} et Q_{LK} : sont respectivement la puissance active et réactive de la charge au nœud " k ".
- Q_{cK} : est la puissance réactive injectée au nœud " k ".
- P_i : est la puissance active à la fin de la branche " i ". Égale à la somme des puissances actives des charges des nœuds qui suivent la branche " i " (nœud " i " compris) plus la somme des pertes de puissance active dans les branches qui la suivent (branche " i " non comprise).
- Q_i : est la puissance réactive à la fin de la branche " i ". C'est la somme des puissances réactives des charges des nœuds qui suivent la branche " i " (nœud " i " compris) plus la somme des pertes de puissance réactive des branches qui la suivent (branche " i " non comprise).
- $ploss_k$ et $qloss_k$: respectivement les pertes de puissance active et réactive dans la $k^{ème}$ branche.

B- Puissance au début de branche

Les puissances active et réactive s'écoulant dans la branche « i » à partir de son nœud source sont :

$$\begin{cases} PI_i = P_i + ploss_i, \\ QI_i = Q_i + qloss_i. \end{cases} \quad (1.4)$$

C- Les pertes de puissance

Les pertes de puissance active et réactive dans la branche « i » sont données par :

$$\begin{cases} ploss_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \cdot r_i, \\ qloss_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_i^2} \cdot X_i. \end{cases} \quad (1.5)$$

Où :

- r_i et X_i sont la résistance et la réactance de la branche « i ».

- V_i est la tension au nœud « i ».

1.6.2 Deuxième modèle de calcul des puissances

Dans ce modèle, les puissances s'écoulant dans la branche concernée sont calculées en prenant en compte les puissances déjà calculées pour les branches qui en sortent. Deux types de branches forment un réseau électrique, branches terminales et branches non terminales.

Dans une branche terminale, les puissances actives et réactives en bout de branche sont égales à celle de la charge branchée à son nœud récepteur (Figure 1.9.a). Tandis que dans une branche non terminale, les puissances à son bout dépendent de celle au début des branches qui en sortent (Figure 1.9.b) [CHI 1996].

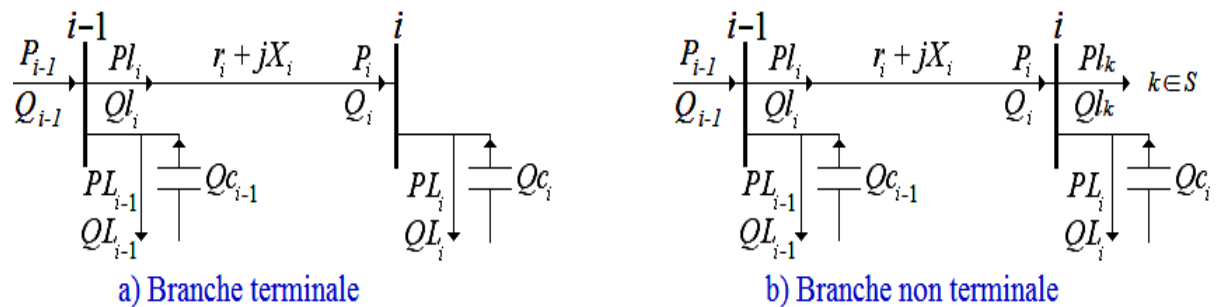


Figure 1.9 Schéma équivalent d'une branche

A - Branche terminale

Si la branche considérée est une branche terminale, branche i de la figure 1.9.a, c'est-à-dire que le nombre total des nœuds qui suivent la branche en question est $M(i)=1$ alors, les puissances active et réactive à l'extrémité de la branche sont :

Cas nœud compensé.

$$\begin{cases} P_i = P_{Li}, \\ Q_i = Q_{Li} - Q_{ci}. \end{cases} \quad (1.6)$$

Cas nœud non compensé

$$\begin{cases} P_i = P_{Li} , \\ Q_i = Q_{Li} . \end{cases} \quad (1.7)$$

B - Branche non terminale

Pour le cas d'une branche non terminale, figure 1.9.b, c'est-à-dire $M(i) \neq 1$ alors, les puissances actives et réactives à l'extrémité de la branche sont :

Cas nœud compensé

$$\begin{cases} P_i = \sum_{k \in S(i)} P_{lk} + P_{Li} , \\ Q_i = \sum_{k \in S(i)} Q_{lk} + Q_{Li} - Q_{ci} . \end{cases} \quad (1.8)$$

Cas nœud non compensé

$$\begin{cases} P_i = \sum_{k \in S(i)} P_{lk} + P_{Li} , \\ Q_i = \sum_{k \in S(i)} Q_{lk} + Q_{Li} . \end{cases} \quad (1.9)$$

Où : $S(i)$: est l'ensemble des branches sortant de la branche « i » donné par la matrice S .

Les expressions 1.4 et 1.5 sont aussi utilisées dans ce modèle pour calculer les puissances active et réactive au début de la branche « i » ainsi que les pertes de puissance.

1.6.3 Courant de branche

Le courant de branche est égal à la valeur conjuguée du rapport de la puissance apparente en début de branche « i » sur la tension du nœud source de cette branche. En fonction des puissances actives et réactives à l'extrémité de la branche « i », nous obtenons pour ce courant l'expression [CHI 1996]:

$$\bar{F}_i = \frac{\bar{S}_i^*}{\bar{V}^*} = \frac{P_i - jQ_i}{\bar{V}^*(SE_i)} . \quad (1.10)$$

Avec : $\bar{V}(SE_i) = V(SE_i) \cdot [\cos(\varphi(SE_i)) + j\sin(\varphi(SE_i))]$.

Où :

- $V(SE(i))$: tension du nœud source de la branche " i ".

- $\varphi(SE(i))$: la phase à l'origine de la tension au nœud source de la branche " i ".

En décomposant l'expression 1.10 selon les axes d et q le système d'équation suivant est obtenu [ABD 2011]:

$$\begin{cases} Fd_i = \frac{P_i \cos(\varphi(SE_i)) + Q_i \sin(\varphi(SE_i))}{V(SE_i)} , \\ Fq_i = \frac{Q_i \cos(\varphi(SE_i)) - P_i \sin(\varphi(SE_i))}{V(SE_i)} . \end{cases} \quad (1.11)$$

1.6.4 Tension et phase à l'origine d'un nœud

Pour une branche donnée « i », l'expression complexe de la tension du nœud récepteur de cette branche est [HAQ 1996], [GHO 1999], [MEK 2002] :

$$\bar{V}(RE(i)) = \bar{V}(SE(i)) - [r(RE(i)) + jX(RE(i))] \cdot [Fd(RE(i)) - jFq(RE(i))] \quad (1.12)$$

La décomposition de l'expression 2.12 selon les axes d et q nous donne les expressions suivantes :

$$\begin{cases} Vd(RE(i)) = Vd(SE(i)) - r(RE(i)) \cdot Fd(RE(i)) - X(RE(i)) \cdot Fq(RE(i)) , \\ Vq(RE(i)) = Vq(SE(i)) - X(RE(i)) \cdot Fd(RE(i)) + r(RE(i)) \cdot Fq(RE(i)) . \end{cases} \quad (1.13)$$

Selon le système de numérotation, le nœud source de la ligne est le nœud zéro. Ce nœud est pris comme nœud de référence (d'origine). Donc, les composantes d et q de la tension du nœud récepteur de la branche 1 de la ligne sont données par le système suivant:

$$\begin{cases} Vd(RE(i)) = 1 - r(RE(i)) \cdot Fd(RE(i)) - X(RE(i)) \cdot Fq(RE(i)) , \\ Vq(RE(i)) = -X(RE(i)) \cdot Fd(RE(i)) + r(RE(i)) \cdot Fq(RE(i)) . \end{cases} \quad (1.14)$$

La valeur efficace de la tension du nœud receveur de la $i^{ème}$ branche et sa phase à l'origine son alors obtenues par :

$$\begin{cases} V(RE(i)) = \sqrt{Vd^2(RE(i)) + Vq^2(RE(i))} , \\ \varphi(RE(i)) = \text{tg}^{-1} \frac{Vq(RE(i))}{Vd(RE(i))} . \end{cases} \quad (1.15)$$

1.7 Test de convergence

Le métrique de Minkowski est utilisée pour évaluer la proximité entre deux vecteurs. Cette métrique fournit un indice permettant l'évaluation de l'écart entre deux vecteurs \vec{x} et \vec{y} . Le métrique de Minkowski est définie par [DEB 2001] :

$$d(x,y) = \left[\sum_{j=1}^n |x_j - y_j|^r \right]^{1/r} \quad \text{avec } r \geq 1. \quad (1.16)$$

Où :

n : est la dimension des vecteurs \vec{x} et \vec{y} .

Les distances les plus fréquemment utilisées sont en fonction de la valeur de r :

- Pour une valeur de $r=2$ nous obtenons la distance euclidienne, qui est définie par :

$$d(x, y) = \left[\sum_{j=1}^n |x_j - y_j|^2 \right]^{1/2}. \quad (1.17)$$

- Pour une valeur de $r=1$, nous obtenons la distance de Manhattan, qui est définie par :

$$d(x, y) = \sum_{j=1}^n |x_j - y_j|. \quad (1.18)$$

Et pour r qui tend vers l'infini nous avons La distance du maximum. Ainsi, nous obtenons l'expression suivante,

$$d(x, y) = \max_{1 \leq j \leq n} |x_j - y_j|. \quad (1.19)$$

Toutes ces distances sont équivalentes. L'expression 1.19 sera utilisée pour le test de convergence lors du calcul de l'écoulement de puissance. Où les vecteurs \vec{x} et \vec{y} représentent les vecteurs tensions des différents nœuds de la ligne de l'itération en cours et précédente respectivement.

1.8 Construction de la matrice "S"

Pour la deuxième méthode de calcul de puissance on a besoin de construire une matrice, appelé « S », déterminant les branches sortant d'un nœud non terminal. Où les lignes de la matrice S représentent les numéros des nœuds et ses éléments les numéros des branches qui viennent juste après le nœud en question (les branches qui admettent pour nœud source le nœud "i" en question). Tandis que le numéro indique qu'il n'y a plus branches qui sortent du nœud. La construction de S pour l'exemple de la figure 1.6 nous donne la matrice suivante,

1.9 Algorithmes de calcul

En partant de la première branche, les tensions des nœuds situés au-delà de cette branche sont initialisées à celle de son nœud de source. Après avoir calculé les différentes puissances et le courant de branche en question, la tension du nœud récepteur de la dite branche est calculée. Ensuite, tous les nœuds qui suivent ce nœud récepteur sont initialisés à ce dernier. Avec ces nouvelles valeurs de tension obtenues, on recalcule les puissances actives et réactives ainsi que les pertes de puissances. Après, vient le calcul des courants des branches alimentées par ce nœud récepteur. L'étape qui suit c'est le calcul des tensions des nœuds récepteurs des branches sortant de la précédente branche auxquelles sont initialisées celles de leurs nœuds suivants [ABD 2011]. Ce processus est répété jusqu'au dernier nœud.

1.9.1 Algorithme de calcul pour le premier modèle

Étape 1 : Lecture des données de la ligne et de la matrice de connectivité.

Étape 2 : Détermination des nœuds après chaque branche (matrice BR et M).

Étape 3 : Commencement à partir de la branche 1.

Étape 4 : Initialisation de toutes les tensions des nœuds situés au-delà de la branche en question à celle existant au niveau de son nœud source.

Étape 5 : Calcul des puissances actives et réactives selon l'équation 1.3, des pertes de puissances actives et réactives selon l'équation 1.5 ainsi que les puissances actives et réactives au début de la branche selon l'équation 1.4 sur la base d'une tension égale à celle du nœud source de branche et ce en balayant la ligne en montée.

Étape 6 : Calcul du courant circulant dans la branche en question selon l'équation 1.11 et sur la base de tension égale à celle du nœud source de cette branche.

Étape 7 : Calcul de la tension pour la branche 1 de la ligne selon l'équation 1.13 et pour les autres branches selon l'équation 1.14 et la phase à l'origine selon l'équation 1.15 du nœud récepteur de la branche en question en procédant à un balayage en descente de la ligne.

Étape 8 : Initialisation à la tension du nœud où on vient juste de calculer les tensions des nœuds qui le suivent.

Étape 9 : Si les tensions des nœuds récepteurs de toutes les branches ont été calculées, aller à l'étape suivante sinon, aller à l'étape 5.

Étape 10 : Si la tolérance fixée pour la convergence est atteinte, aller à l'étape suivante sinon, aller à l'étape 5 en partant de la branche 1.

Étape 11 : Affichage des résultats.

2.9.2 Algorithme de calcul pour le deuxième modèle

Étape 1 : Lecture des données de la ligne et de la matrice de connectivité.

Étape 2 : détermination des nœuds après chaque branche (matrice BR et M (i)).

Étape 3 : Commencement à partir de la branche 1.

Étape 4 : Initialisation de toutes les tensions des nœuds situés au-delà de la branche en question à celle existant au niveau de son nœud source.

Étape 5 : En balayant la ligne en montée, détermination des branches terminales et calcul pour chacune d'entre elles les puissances actives et réactives selon l'équation 1.6, les pertes de puissances actives et réactives selon l'équation 1.5 ainsi que les puissances actives et réactive au début de la branche selon l'équation 1.4.

Étape 6 : Si la branche est non terminale, détermination des branches qui en sortent et calcul des puissances actives et réactives selon l'équation 1.8, les pertes de puissances actives et réactives selon l'équation 1.5 ainsi que les puissances active et réactive au début de la branche selon l'équation 1.4, en balayant la ligne en montée.

Étape 7 : Calcul du courant circulant dans la branche en question selon l'équation 1.11 et sur la base de la tension égale à celle du nœud source de cette branche.

Étape 8 : Calcul de la tension pour la branche 1 de la ligne selon l'équation 1.13 et pour les autres branches selon l'équation 1.14 et la phase à l'origine selon l'équation 1.15 du nœud récepteur de la branche en question en procédant à un balayage en descente de la ligne.

Étape 9 : Initialisation à la tension du nœud qui vient d'être calculé les tensions des nœuds qui la suivent.

Étape 10 : Si les tensions des nœuds récepteurs de toutes les branches ont été calculées, aller à l'étape suivante sinon, aller à l'étape.5.

Étape 11 : si la tolérance fixée pour la convergence est atteinte, aller à l'étape suivante sinon aller à l'étape.5 en partant de la branche1.

Étape 12 : Affichage des résultats.

1.10 Étude de cas

Afin de tester les programmes de calcul de l'écoulement de puissance écrits sous environnement Matlab, plusieurs lignes radiales sans et avec ramifications ont été considérées. La première ligne [MEK 2002] est de moyenne tension, non homogène, sans ramifications et composée de dix nœuds (Figure 1.11).

La seconde ligne est non homogène avec ramification [CHI 1997], comprenant 34 nœuds et de tension égale à 12.66 kV (Figure 1.12). La troisième ligne est non homogène aussi [HAQ1996], [RAN 2003], comprenant 69 nœuds avec ramifications et de tension égale à 12.66 kV (Figure 1.12). Les données de ces trois lignes sont présentées respectivement dans les tableaux A.1, A.2 et A.3 donnés à l'annexe A.

Les calculs sont faits en valeurs relatives et de ce fait, les tensions et les puissances apparentes de base sont respectivement de 23 kV et 4186 kVA pour la première ligne, 12.66 kV et 2300 kVA pour la seconde et de 12.66 kV et 2667.8 kVA pour la troisième. Comme taux de convergence (T.C), nous avons considéré deux valeurs : 10^{-4} et 10^{-7} .

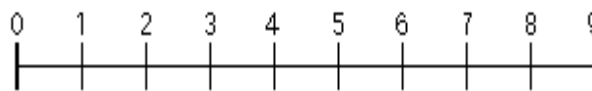


Figure 1.11 Réseau test 10 nœuds

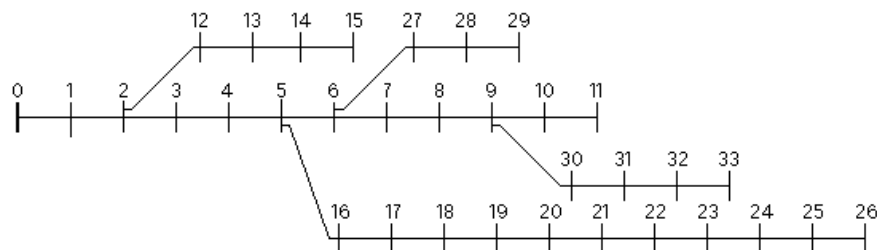


Figure 1.12 Réseau test IEEE 34 nœuds.

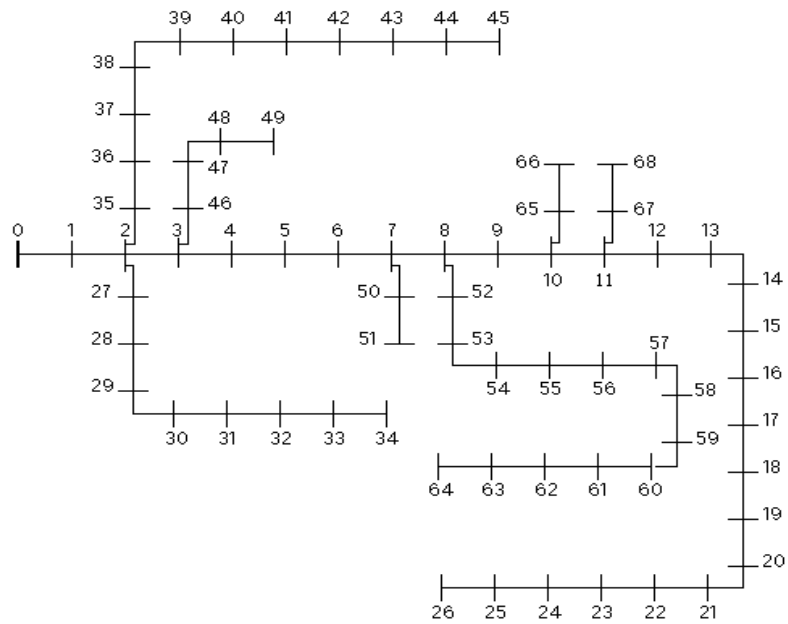


Figure 2.13 Réseau test de 69 nœuds

1.11 Résultats

L'exécution des programmes pour les deux modèles présentés pour la solution du problème de l'écoulement de puissance dans les lignes de distribution a conduit, pour chacune des lignes considérées, aux résultats suivants :

Tableau 1.2 Résultats de l'écoulement de charge des deux modèles (Réseau 10 nœuds)

Réseau 10 nœuds				
Taux de convergence	TC=10 ⁻⁴		TC=10 ⁻⁷	
Modèle de calcul	BFS	Modèle accéléré	BFS	Modèle accéléré
Pertes Actives (kW)	783.75	783.75	783.78	783.78 (6.96 %)
Pertes Réactives (kVAR)	1049.9	1049.9	1049.9	1049.9 (25.08 %)
Itérations	4	4	7	7
Temps (s)	0.0223	0.0143	0.0250	0.0150

Tableau1.3 Résultats de l'écoulement de charge des deux modèles (Réseau 34 nœuds)

Réseau 34 jeux de barres				
Taux de convergence	TC=10 ⁻⁴		TC=10 ⁻⁷	
Modèle de calcul	BFS	Modèle accéléré	BFS	Modèle accéléré
Pertes Actives (kW)	221.7208	221.7208	221.7235	221.7235 (4.78 %)
Pertes Réactives (kVAR)	65.1094	65.1094	65.1100	65.1100 (2.26 %)
Itérations	3	3	5	5
Temps (s)	0.0300	0.0208	0.0350	0.0224

Tableau 1.4 Résultats de l'écoulement de charge des deux modèles (Réseau 69 nœuds)

Réseau 69 jeux de barres				
Taux de convergence	TC=10 ⁻⁴		TC=10 ⁻⁷	
Modèle de calcul	BFS	Modèle accéléré	BFS	Modèle accéléré
Pertes Actives (kW)	224.9475	224.9475	224.9480	224.9480 (5.93 %)
Pertes Réactives (kVAR)	102.1404	102.1404	102.1407	102.1407 (3.79 %)
Itérations	4	4	5	5
Temps (s)	0.034310	0.0269	0.0480	0.0285

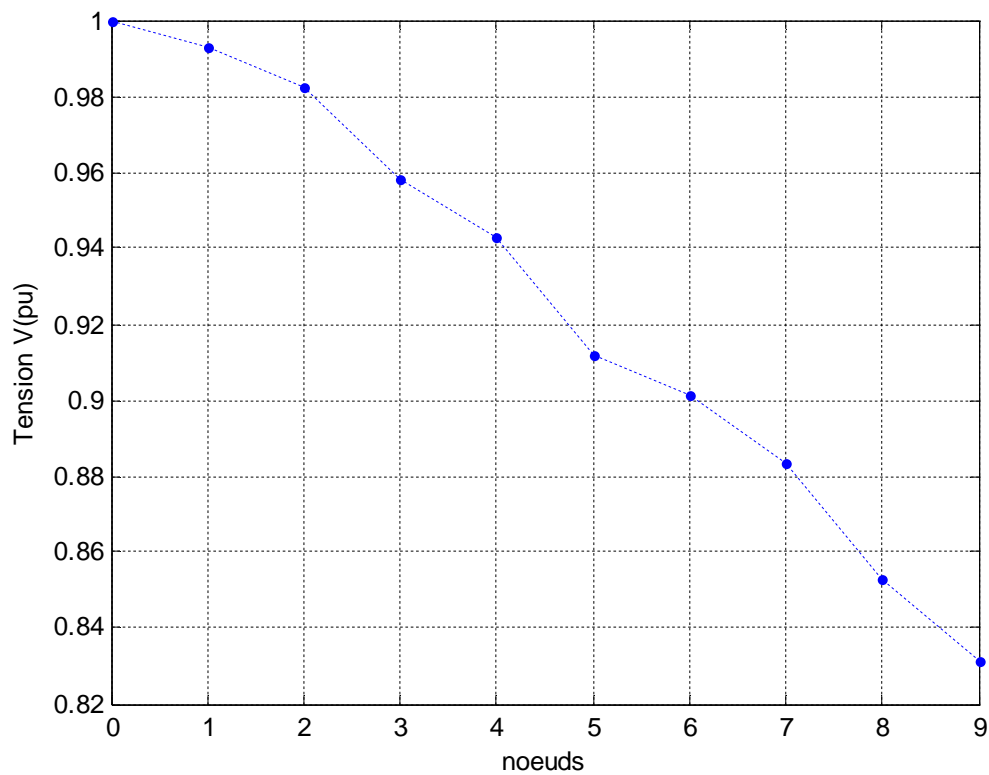


Figure1.14 Profil de la tension du réseau 10 nœuds.

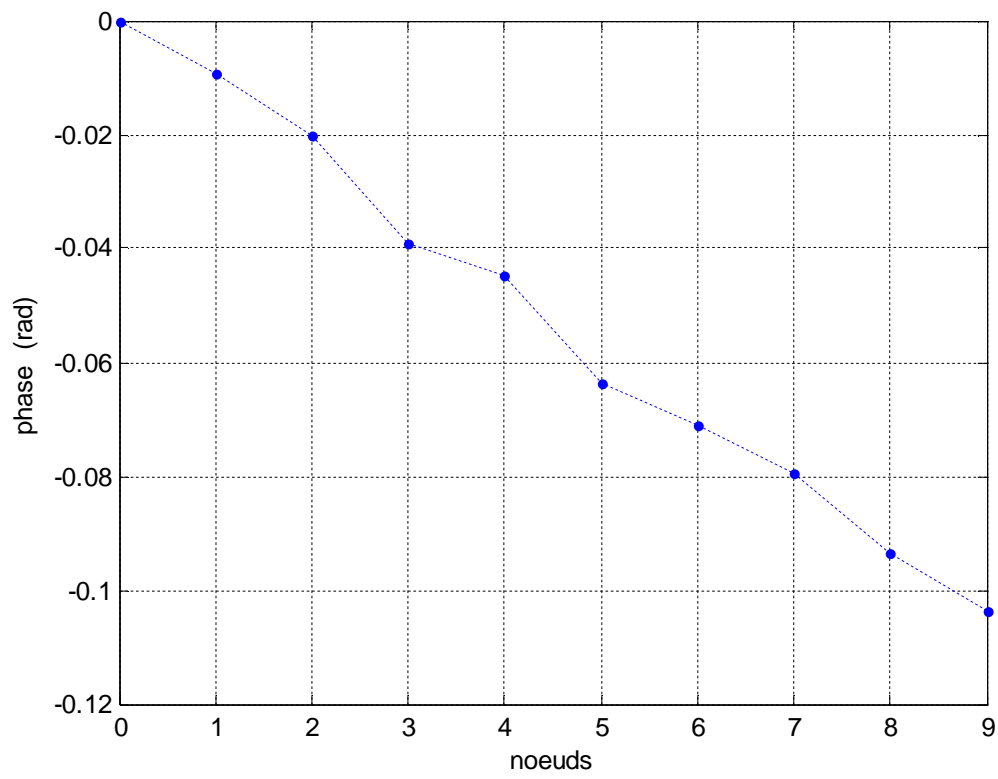


Figure 1.15 Graphe des phases à l'origine (réseau 10 noeuds).

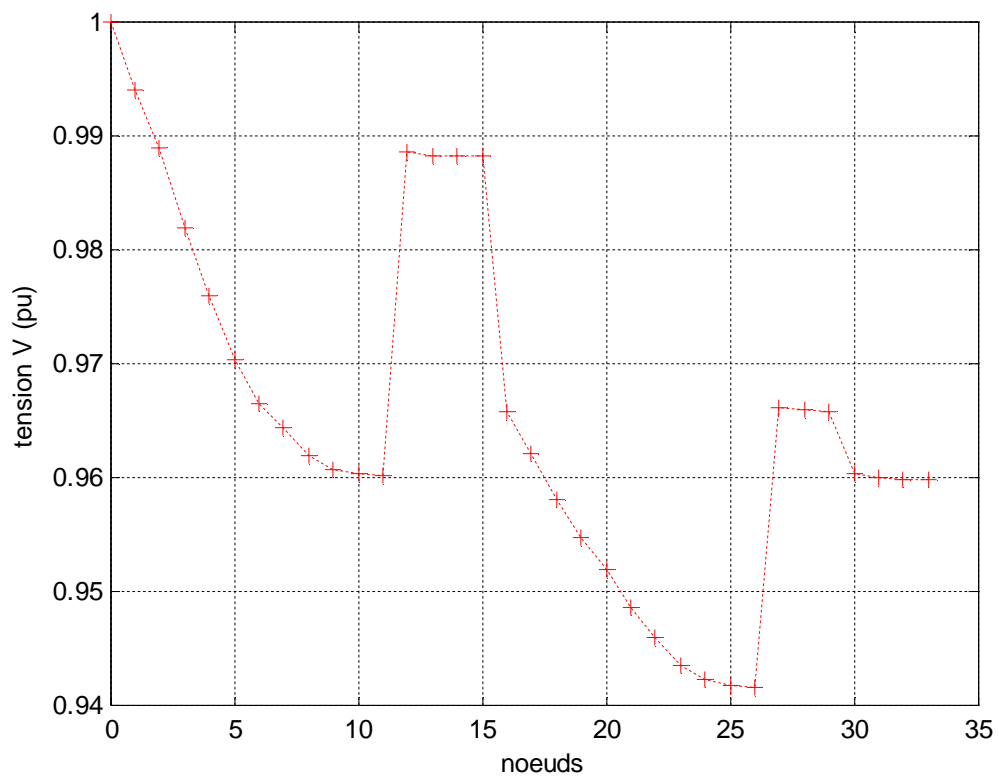


Figure 1.16 Profil de la tension du réseau 34 noeuds

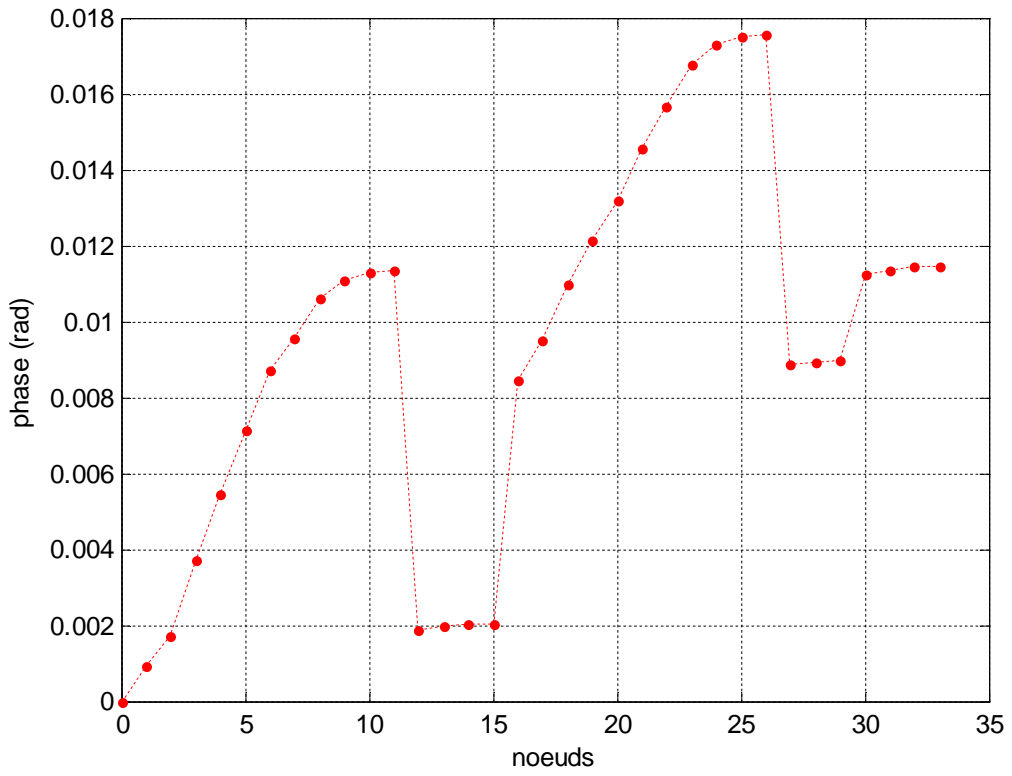


Figure1.17 Graphe des phases à l'origine (réseau 34 noeuds)

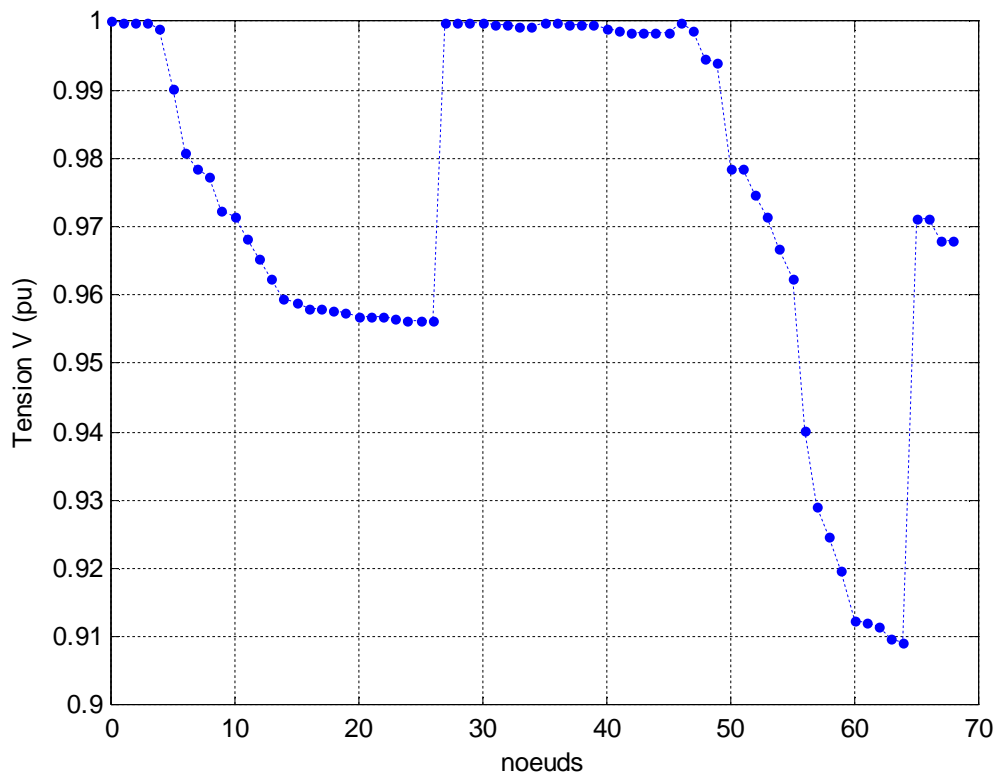


Figure1.18 Profil de la tension du réseau 69 noeuds

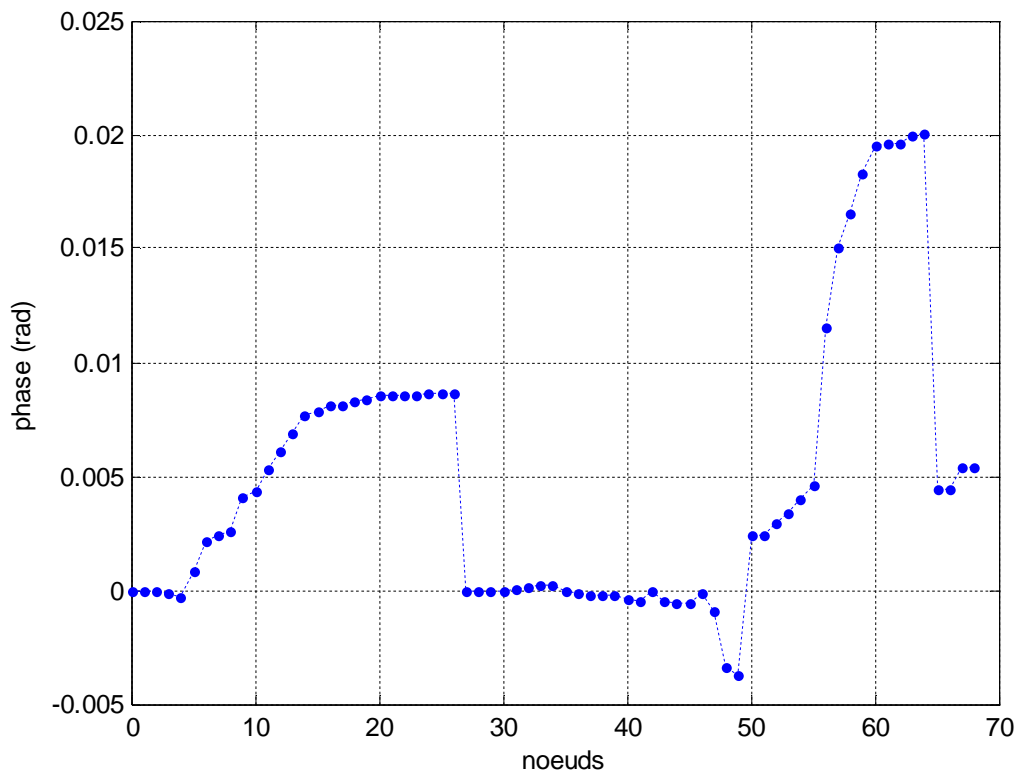


Figure 1.19 Graphe des phases à l'origine (réseau 69 noeuds)

1.12 Discussion des résultats

Les résultats de simulation présentés dans les Tableaux 1.2, 1.3 et 1.4 montrent que les deux modèles développés conduisent aux mêmes valeurs des tensions et des phases à l'origine. Les figures nous indiquent aussi, des chutes de tension de 16.25 %, 5.83 % et 9.08 % de la tension nominale, ainsi que, des pertes de puissances actives de 6.96 % (de 12368 kW), 4.78 % (de 4636.5 kW) et 5.93 % (de 3791.89 kW) et des pertes de puissances réactives de 25.08 % (de 4186 kVAR), 2.26 % (de 2873.5 kVAR), 3.79 % (de 2694.1 kVAR) pour les réseaux de 10, 34 et 69 noeuds dans l'ordre.

Le nombre d'itérations nécessaire pour atteindre la solution est de 4 et 7 itérations pour le réseau à 10 noeuds, 3 et 5 pour le réseau à 34 noeuds et 4 et 5 pour le réseau à 69 noeuds pour les taux de convergence 10^{-4} et 10^{-7} respectivement. Les pertes de puissance actives et réactives pour le réseau 10 noeuds sont de l'ordre de 861.184 kW et 1049.9 kVAR, 221.724 kW et 65.11 kVAR pour le réseau 34 noeuds et de 224.948 kW et 102.14 kVAR pour le réseau 69 noeuds.

L'avantage des deux méthodes de calcul, est le nombre réduit d'itérations ainsi qu'un temps de calcul très court nécessaire pour la convergence. Les tensions de certains nœuds calculées des trois réseaux présentent des chutes de tension importantes qui dépassent les seuils admissibles. Pour le réseau à 10 nœuds on a les nœuds 4 à 10, pour le réseau à 34 nœuds, on a les nœuds 21 à 26 et pour le réseau à 69 nœuds, on a les nœuds 56 à 64. Ce qui nous incite à ramener leurs valeurs à des valeurs tolérées et ainsi améliorer le profil de la tension de la ligne.

1.13 Conclusion

Deux méthodes de résolution du problème de l'écoulement de charge ont été étudiées. Ces méthodes sont simples à mettre en œuvre. Bien que globalement identiques, elles se distinguent l'une de l'autre par la manière avec laquelle sont calculées les puissances transitant par les branches. Les nœuds après chaque branche sont déterminés moyennant la construction de la matrice BR qui est facile à assimiler, à construire et à implémenter. L'avantage de cette dernière, réside dans le fait qu'elle réduit le nombre de tests et d'opérations en ne permettant de faire les calculs que pour les éléments non nuls. Trois exemples ont été présentés dans ce chapitre avec utilisation des deux méthodes qui n'ont nécessité qu'un nombre d'itérations réduit pour arriver à la solution. Comparé au premier modèle, la seconde méthode met un temps plus court pour atteindre la solution.

Les chutes de tensions globales calculées pour les trois réseaux sont supérieures à la chute de tension admissible, ce qui nécessite un contrôle de la puissance réactive et de la tension. Dans la suite de ce travail, deux moyens de contrôle vont être étudiés : compensation de la puissance par les condensateurs shunts et contrôle de la tension et de la puissance à l'aide d'une ferme d'éolienne à base de MADA.

Chapitre 2 : Contrôle de la puissance à l'aide des condensateurs shunts

2.1 Introduction

Le contrôle de la tension et de la puissance réactive dans un réseau électrique de distribution conventionnel a pour but de maintenir la tension en régime statique dans les limites imposées et souhaitées, de réduire les pertes de puissances actives et d'améliorer le profil de la tension [YUT 2002]. La tension désirée peut être obtenue de deux manières, soit par le contrôle de la tension à l'aide des transformateurs réglables en charge (On-load-tap-changer, OLTC) et par des autotransformateurs en cas de nécessité, ou soit en contrôlant la puissance réactive circulant dans la ligne par l'utilisation des condensateurs shunt, static var compensator (SVC), statcom.

Le transformateur réglable en charge est un transformateur avec prises réglables automatiquement qui est généralement installé dans la sous station de transformation en tête de ligne généralement de topologie radiale. Tandis que les condensateurs de compensations, qui sont largement utilisés dans les réseaux de distribution [DAS 2008], peuvent être aussi bien installés dans les sous-stations que dans n'importe quel nœud le long de la ligne [CAL 2012]. Pour les lignes de distribution très longues, où les OLTC et les condensateurs shunts ne sont pas suffisants pour contrôler la tension, des autotransformateurs sont utilisés. L'utilisation de ces modes de contrôle en même temps nécessite une coordination entre eux [YUT 2002]. Dans cette optique, référence [ALES 2011] a développé une stratégie de contrôle pour la détermination de la position de la prise de l'OLTC en présence des générateurs dispersés afin de maintenir la tension à chaque nœud de charge dans les limites tolérées.

2.2 Chute de tension dans un réseau de distribution

A la figure 2.1 est représentée une portion d'un réseau de distribution avec son diagramme vectoriel des tensions permettant de déterminer l'expression de la chute entre le nœud 1 et 2.

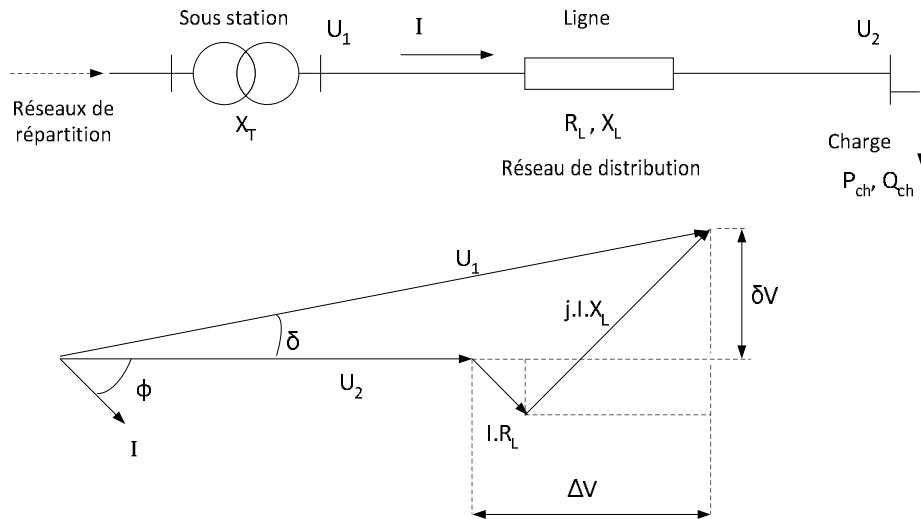


Figure 2.1 Diagramme vectoriel des tensions

X_T : Réactance équivalente du transformateur.

R_L, X_L : Résistance et réactance de la ligne respectivement.

P_{ch}, Q_{ch} : Puissance active et réactive de charge respectivement.

Le courant I circulant dans la ligne en fonction de la puissance complexe apparente S et de la tension de nœud de charge U_2 est :

$$I = \frac{S^*}{U_2^*} = \frac{P_{ch} - jQ_{ch}}{U_2^*} \quad (2.1)$$

La chute de tension est égale à :

$$|U_1 - U_2| = |I(R_L + jX_L)| \quad (2.2)$$

D'après le diagramme vectoriel des tensions de la figure 2.1, on a l'expression suivante,

$$U_1^2 = (U_2 + \Delta V)^2 + \delta V^2 \quad (2.3)$$

$$U_1^2 = (U_2 + R_L I \cos\phi + X_L I \sin\phi)^2 + (X_L I \cos\phi - R_L I \sin\phi)^2 \quad (3.4)$$

Pour des petites charges, l'angle δ entre U_1 et U_2 est petit par conséquent δV est proche de zéro. Donc, la chute de tension peut être approximativement écrite égale à :

$$\Delta V \approx R_L I \cos\phi + X_L I \sin\phi, \quad (2.5)$$

$$\Delta V \approx \frac{R_L P_{ch} + X_L Q_{ch}}{U_2} \quad (2.6)$$

D'après l'expression 2.6, et à cause du caractère du réseau de distribution (avec un rapport R_L / X_L élevé), la chute de tension dans un réseau de distribution est provoquée par

le transit de la puissance active et réactive. Contrairement au réseau de transport, où $R_L \ll X_L$, la chute de tension est provoquée essentiellement par le transit de la puissance réactive. A partir de l'expression de la chute de la tension on peut remarquer que c'est le transit de la charge dans la ligne qui produit la chute de tension. La topologie radiale du réseau de distribution conventionnel, c'est-à-dire réseau passif, fait que le profil de la tension se détériore au fur et à mesure qu'on s'éloigne de la sous station de transformation. Cette chute de tension et le profil de la tension sont la base pour le contrôle de la tension dans le réseau de distribution. La tension secondaire U_2 du transformateur, s'il est un OLTC, peut être réglée en faisant varier son rapport de transformation, c'est-à-dire faire varier la position de la prise. Tandis que la chute de tension le long de la ligne peut être réduite en compensant la puissance réactive transitant dans la ligne par l'utilisation des condensateurs shunts. Par conséquent le profil de la tension se trouve amélioré [REZ 2012].

2.3 Contrôle de la tension et de la puissance réactive

2.3.1 Contrôle de la tension à l'aide de transformateur réglable en charge (OLTC)

Le rapport de transformation de l'OLTC peut être varié on faisant varier soit le nombre de spires de l'enroulement primaire ou soit le nombre de spires de l'enroulement secondaire. Ceci dépend de l'endroit où le changeur de prises de charge est situé. Il peut être localisé dans le primaire ou bien dans le secondaire du transformateur. La figure 2.2 présente le principe d'un transformateur réglable en charge [VIA 2008]. Le contrôleur du transformateur maintient la tension secondaire U_2 constant dans les limites souhaitées $U_{\min} < U_2 < U_{\max}$.

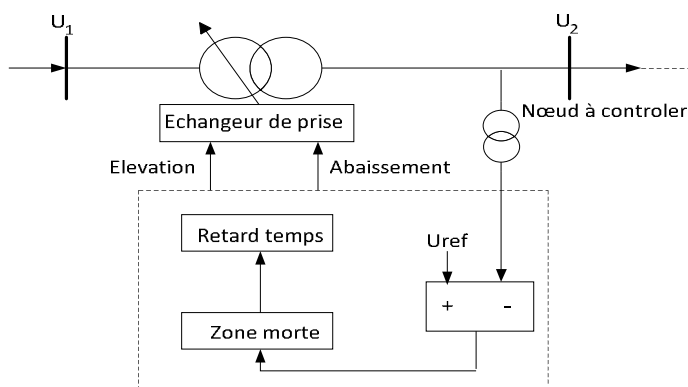


Figure 2.2 Transformateur réglable en charge [VIA 2008].

2.3.2 Contrôle de la puissance réactive par les condensateurs shunts

Le condensateur shunt, très largement utilisé [DAS 2008], permet d'injecter une puissance réactive dans le système de distribution ce qui compense la demande de la puissance réactive et par conséquent améliore le profil de la tension et augmente la capacité de transport de la puissance dans la ligne. De plus leurs prix sont bas et leurs installations est faciles [SAF 2001]. La puissance réactive injectée par le condensateur shunt est [VIA 2008]:

$$Q_c = Q_{c.nom} \cdot U_c^2. \quad (2.7)$$

Q_c : Puissance réactive injectée par la condensateur shunt en MVar.

$Q_{c.nom}$: Puissance nominale du condensateur shunt en MVar.

U_c : tension en unité relative pu.

En prenant comme exemple le schéma de la figure 2.1 avec le branchement du condensateur shunt au nœud de charge qui injecte une puissance réactive Q_c . L'expression de la chute de tension 2.6 devient alors égale à :

$$\Delta V \approx \frac{R_L P_{ch} + X_L (Q_{ch} - Q_c)}{U_2}. \quad (2.8)$$

L'expression 2.8 montre que l'introduction du condensateur shunt permet de réduire la chute de tension dans la ligne. De plus, l'expression 2.9 montre que le courant circulant dans la ligne est réduit aussi. Par conséquent, les pertes actives sont aussi réduites (expression 2.10).

$$I = \frac{\sqrt{P_{ch}^2 + (Q_{ch} - Q_c)^2}}{U_2}, \quad (2.9)$$

$$P_{pertes} = I^2 R_L. \quad (2.10)$$

Les composantes du courant de charge selon l'axe d et q au nœud " i " sont déterminées par les expressions suivantes :

$$I_{di}^{ch} = \frac{P_{chi} \cos \varphi_i + Q_{chi} \sin \varphi_i}{V_i}, \quad (2.11)$$

$$I_{qi}^{ch} = \frac{Q_{chi} \cos \varphi_i - P_{chi} \sin \varphi_i}{V_i}. \quad (2.12)$$

P_{chi} , Q_{chi} : Puissance active et réactive de la charge respectivement placé au nœud " i ".

V_i et φ_i : Tension aux bornes de la charge du nœud "i" et sa phase à l'origine.

Le courant fourni par la batterie de condensateurs "k" est donnée par l'expression suivante [GRA 1982] :

$$I_{ck} = j \frac{Q_{ck}}{V_{ck} e^{-j\varphi_{ck}}} . \quad (2.13)$$

Avec :

V_{ck} , φ_{ck} : Tension aux bornes de la batterie et sa phase à l'origine respectivement.

Q_{ck} : Puissance réactive de la batterie "k" .

En décomposant l'expression 2.13 suivant l'axe d et q les expressions suivantes sont obtenues,

$$I_{cdk} = -\frac{Q_{ck}}{V_{ck}} \cos \varphi_{ck} , \quad (2.14)$$

$$I_{cqk} = \frac{Q_{ck}}{V_{ck}} \sin \varphi_{ck} . \quad (2.15)$$

Les études ont montré que 13% de la puissance totale générée dans un système de puissance sont perdues dans les réseaux de distribution composant ce système [SIN 2012], [SRI 2011]. Une partie de ces pertes est due au transit de la puissance réactive dans la ligne. Ces pertes peuvent être réduites en utilisant les condensateurs shunts. L'obtention d'une meilleure réduction de pertes de puissance et d'un meilleur profil de tension est liée à la détermination de l'emplacement optimal des condensateurs. Le problème d'optimisation de l'emplacement des condensateurs est un problème de détermination de l'emplacement, de la dimension, du type et du nombre des condensateurs à installés de façon à obtenir un gain économique maximale tout en respectant les contraintes opérationnelle [SIN 2012]. En générale, l'optimisation est un mécanisme avec lequel nous cherchons à trouver la valeur maximale ou minimale d'une fonction. Dans la littérature, plusieurs techniques d'optimisation sont proposées. Référence [HNG 2000] a classé ces techniques en 4 groupes de méthodes : analytique, programmation linéaire, métaheuristiques et intelligence artificielle.

2.4 Formulation du problème

L'objectif de l'optimisation de la compensation de la puissance réactive est de minimiser les coûts annuels du système en réduisant les pertes totales liées à l'emplacement

des condensateurs et en déterminant leurs nombre et capacité [SAF 2001],[SRI 2011]. Mathématiquement, la fonction objectif du problème, nommée aussi retour économique ou réduction du coût, est décrite comme suit [DAS 2008], [LEE 1981] :

$$\Delta S = k_p \Delta P + k_e \Delta E - k_{cf} \sum_{k=1}^m Q_{ck} . \quad (2.16)$$

Où :

- k_p : coût annuel du kW produit.
- ΔP : réduction totale des pertes de puissance.
- k_e : coût annuel du kWh (kilo Watt heure) produit.
- ΔE : réduction totale des pertes d'énergie.
- k_{cf} : coût annuel du kVAr installée.
- Q_{ck} : puissance réactive de la $k^{ième}$ batterie.
- m : nombre de condensateur installé sur la ligne.

L'expression 2.16 peut être écrite comme suit :

$$\Delta S = 3 \sum_{i=1}^m \Delta S_i \quad (2.17)$$

Avec ΔS_i étant la réduction du coût due à la $i^{ième}$ batterie qui est égale à :

$$\Delta S_i = k_p \Delta P_i + k_e \Delta E_i - k_{cf} Q_{ci} \quad (2.18).$$

2.5 Principe d'optimisation analytique

Le problème de l'optimisation consiste à trouver les valeurs des composantes x et y de tel manière que la fonction objectif $f(x,y)$ soit extrémale. En d'autres termes pour que la fonction objectif soit maximale ou minimale selon le problème à analyser. De plus, ce problème d'optimisation peut être avec ou sans contraintes dépendant du type de problème posé. Mathématiquement une optimisation d'une fonction à deux variables avec contraintes est formulée comme suit [LAS 2012] :

$$\begin{cases} \max f(x, y) \\ g(x, y) = 0 \\ h(x, y) \leq 0 \end{cases} \quad (2.19)$$

En absence des contraintes, la solution du système d'équation 2.19 revient à déterminer les variables x et y de tel sorte que la fonction objectif $f(x,y)$ soit extrémale. Pour le cas de l'optimisation de la compensation de la puissance, la fonction de retour

économique, qui est la fonction objectif, doit être extrémale. En d'autres termes, déterminer les puissances optimales des condensateurs et leurs emplacements tout en satisfaisant le système suivant :

$$\begin{cases} \frac{\partial \Delta S_i}{\partial I_{cqi}} = 0, \\ \frac{\partial \Delta S_i}{\partial h_i} = 0. \end{cases} \quad (2.20)$$

La solution de la première équation du système 2.20 permet de déterminer la taille optimale des batteries de condensateurs dont les emplacements sont spécifiés. Tandis que la solution de la deuxième équation permet de déterminer les emplacements optimaux de ces batteries connaissant leurs tailles. La détermination de la solution globale, tailles et emplacements optimaux, se fait de manière itérative. Si la différence, en valeur absolue, entre la réduction du coût dû aux emplacements optimaux et celle dû aux tailles optimales est inférieure ou égale à une tolérance choisie, alors la solution globale est atteinte. Sinon le processus itératif continu jusqu'à atteindre de la convergence.

Dans la suite de ce travail deux algorithmes d'optimisation stochastiques seront utilisées, la méthode d'algorithme évolutionnaire et la méthode d'algorithmes d'optimisation par essaim de particules (Particle Swarm Optimisation, PSO).

2.6 Méthodes d'optimisation

2.6.1 Optimisation par essaim de particules

La méthode d'optimisation par essaims de particules, développée par J. Kennedy et R. Elberhat, est une méthode d'optimisation des fonctions non linéaires continues. Elle est basée sur l'observation du comportement collectif des individus dans une société de certains types d'animaux tel que les oiseaux et les poissons [KEN 1995]. Les particules sont des individus qui se déplacent dans un espace de recherche avec une vitesse qui s'ajuste en tenant compte de son expérience de déplacement et de l'expérience de ses compagnons de déplacement. Et chaque individu, placé aléatoirement dans l'espace de recherche, représente une solution potentielle au problème à traiter. En d'autres termes, l'espace de recherche est composé de toutes les solutions possibles. La procédure de recherche est régie selon les règles suivantes :

- Chaque particule a la capacité d'enregistrer sa meilleure position, considérée meilleure position individuelle, par laquelle elle est déjà passée et a la possibilité de retourner à cette position.
- Chaque particule est informée de la meilleure position connue au sein de son voisinage et elle va tendre à ce dirigé à cette position qui est considérée être meilleur position globale.
- Chaque particule peut suivre sa propre vitesse.

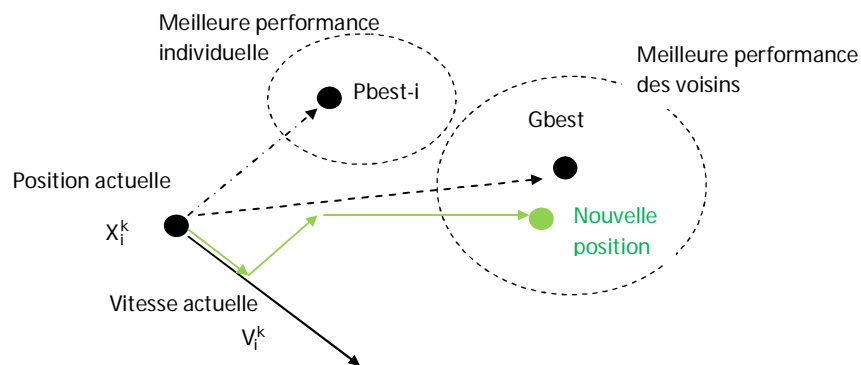


Figure 2.3 Schéma de principe du comportement d'une particule

Ces particules sont manipulées dans le processus de recherche selon les équations suivantes [YUH 1998], [MAR 2011]:

$$V_i^k = W \cdot V_i^{k-1} + C_1 \cdot r_1 \cdot (P_{best-i} - X_i^{k-1}) + C_2 \cdot r_2 \cdot (G_{best} - X_i^{k-1}) \quad (2.21)$$

$$X_i^k = X_i^{k-1} + V_i^k \quad (2.22)$$

Où : P_{best-i} meilleur position individuelle de la particule i .

G_{best} : Meilleur position dans le voisinage.

i : Nombre de particules dans un essaim.

k : Numéro de l'itération.

V_i^k : Vitesse de la particule i à l'itération k .

X_i^k : Position de la particule i à l'itération k .

r_1, r_2 : Nombres aléatoires, de distribution uniforme sur $[0,1]$.

C_1, C_2 : Coefficients d'attraction dont leurs valeurs sont comprises entre 0 et 2.

W : facteur d'inertie, a pour rôle d'équilibrer la recherche de l'optimum local et l'optimum global.

Une petite valeur de W accélère la recherche vers l'optimum local. Tandis qu'une valeur grande permet l'exploration de tout l'espace de recherche. L'expression 3.13 permet d'avoir une diminution linéaire du facteur d'inertie d'une valeur relativement grande à une petite valeur durant l'exécution du PSO [YUH 1999]. La simulation réalisée par la référence [YUH 1998] a montré que le facteur d'inertie, qui démarre avec une valeur proche de 1 et décroît linéairement à 0,4 au cours de l'exécution du programme, donne de bonne performance au PSO que si le facteur est une valeur constante. Au début de l'exécution du programme, l'algorithme PSO a tendance à avoir une capacité de recherche globale, tandis qu'à l'approche de la fin du programme il a plus tendance à faire une recherche locale [RUS 2001]. Il existe plusieurs fonctions du facteur d'inertie, la plus utilisée est la suivante [MAR 2011] :

$$W^{(Iter+1)} = W_{\max} - \frac{W_{\max} - W_{\min}}{Iter_{\max}} \cdot Iter . \quad (2.23)$$

Avec W_{\min} , W_{\max} limites minimale et maximale de W .

Principalement un algorithme d'optimisation par essaim de particules, PSO algorithme, est constitué de 3 étapes qui sont répétées durant l'exécution du programme jusqu'à atteindre l'objectif demandé.

- Evaluation de la fonction objectif de chaque particule.
- Mise à jour de la fonction objectif individuelle et globale de la particule.
- Mise à jour de la vitesse et de la position de chaque particule.

2.6.2 Algorithmes évolutionnaires

C'est une technique de recherche stochastique basée sur la simulation de l'évolution naturelle des espèces vivantes. Cette théorie d'évolution est une reformulation de la théorie de Darwin suite au développement moderne de la génétique. Un algorithme évolutionnaire type est composé de trois éléments principaux [BEL 2011], [ARI 2008] :

- Une population composée par plusieurs individus représentant des solutions possibles du problème à traiter (création de la population initiale).
- Un mécanisme d'évaluation qui évalue l'adaptation de chaque individu de la population à l'égard de son environnement (évaluation de la fonction fitness).

- Un mécanisme d'évolution composé de plusieurs opérateurs permettant d'éliminer certains individus et de créer de nouveaux individus à partir d'individus sélectionnés (création d'une nouvelle population).

2.7 Optimisation des capacités shunts à l'aide de la technique évolutionnaire

2.7.1 Population et codage

Dans les méthodes évolutionnaires, qui sont des méthodes à population, la recherche est performée parmi une population composée de plusieurs solutions potentielles. Généralement, la taille de la population est comprise entre 30 et 200 individus. Le paramètre du codage de l'individu est un paramètre essentiel pour cette méthode. Ils sont représentés sous forme de chaîne appelée chromosome contenant des gènes. Plusieurs manières existent pour coder une solution. Dans notre étude l'individu est représenté par un chromosome composé de deux parties distinctes. La première partie reçoit seulement des valeurs binaires pour le codage de l'état de la position du candidat. Si l'élément dans la position " i " est égale à 1, alors un condensateur est installé dans le nœud " i ", autrement, le nœud ne reçoit pas de condensateur. La deuxième partie contient des nombres entiers qui représentent l'index de la taille des batteries de condensateurs [SAM 2009]. Chaque partie du chromosome comporte "n" positions représentant le nombre de nœuds constituant la ligne. La figure 2.3 représente un exemple de solution d'un réseau de 9 nœuds.

[0 1 1 0 0 1 0 0 0 / 2 6 5 1 1 4 5 2 3]
 Nœud Index de taille

Figure 2.4 Codage du chromosome.

L'analyse de la première partie du chromosome, figure 2.3, les positions 2, 3, et 6, représentant les numéros des nœuds ont des valeurs égales à 1. Ceci indique que ces nœuds sont des candidats pour recevoir des batteries de condensateur. Dans la deuxième partie du chromosome, et aux mêmes positions, des numéros d'index sont affectés aux nœuds. Et selon le tableau 2.1 les nœuds 2, 3 et 6, qui ont l'index 6, 5 et 4 respectivement, reçoivent des batteries de condensateurs de taille 1200, 900 et 600 kVAR. Tandis que le reste des nœuds ayant des valeurs zéro sont ignorés lors du calcul des pertes de puissances et des prix.

Tableau 2.1

Données des condensateurs triphasés [MEK 2002]

Index	Taille condensateur (kVAr)	Prix (\$)
1	150	750
2	300	975
3	450	1140
4	600	1320
5	900	1650
6	1200	2040

Le tableau 2.1 présente les tailles et prix des condensateurs disponibles dans le commerce avec affectation d'index à chaque taille.

2.7.2 Population initiale

Généralement un algorithme évolutionnaire débute avec une population initiale générée souvent aléatoirement [GAR 1997]. Dans ce travail la population initiale est générée d'une manière à accélérer la convergence. La procédure qui suit présente la méthode dont la population initiale est générée.

1^{er} étape :

Les pertes actives totales dans un réseau de distribution avec " n " nœuds sont déterminées par :

$$P_{loss_t} = \sum_{i=1}^n I_i^2 R_i. \quad (2.24)$$

Avec :

I_i et R_i amplitude du courant et résistance respectivement de la branche " i ".

En exécutant l'analyse de l'écoulement de puissance, par l'utilisation de Backward forward sweep algorithme, nous obtenons les courants de chaque branche constituant la ligne. Du fait que le courant est composé d'une composante active (I_a) et d'une composante réactive (I_r), l'expression 2.24 peut être réécrite comme suit :

$$P_{loss_t} = \sum_{i=1}^n I_{ai}^2 R_i + \sum_{i=1}^n I_{ri}^2 R_i. \quad (2.25)$$

Pour obtenir la variation des pertes totales de la ligne due à la composante réactive de la charge connectée au nœud " k ", les pertes totales sans considération de cette charge sont calculées en premier lieu [MEK 2002].

$$P_{\text{loss}_t(\text{avant})} = \sum_{i=1}^n I_{ai}^2 R_i + \sum_{i=1}^k (I_{ri} + I_{rlk})^2 R_i + \sum_{i=k+1}^n I_{ri}^2 R_i . \quad (2.26)$$

I_{rlk} : Composante réactive du courant de la charge du nœud " k " .

L'expression 2.27, représentant la variation des pertes due à la composante réactive de cette charge, est obtenue en faisant soustraire l'expression 2.26 de l'expression 2.25 :

$$\Delta P_{\text{perte}_{tk}} = -2I_{rlk} \sum_{i=1}^k I_{ri} R_i - I_{rlk}^2 \sum_{i=1}^k R_i . \quad (2.27)$$

En utilisant l'expression 2.27 [MEK 2002], les nœuds sont classés par un ordre décroissant et enregistrés dans un vecteur appelé Target. De cette manière, les nœuds sont classés dans ce vecteur selon leur sensibilité. C'est-à-dire du plus sensible vers le moins sensible.

2^{em} étape : pour chaque individu,

- Le nombre total de batterie " n_{cap} " à installer est généré aléatoirement par la fonction **random** de 1 à n (n nombre de nœuds).
- Les batteries sont installées au niveau des " n_{cap} " premiers nœuds du vecteur Target.
- Les indexes de tailles des batteries sont choisis aléatoirement à partir du tableau des données en commençant par le nœud le plus sensible. Le nœud suivant, selon l'ordre de sensibilité, doit avoir un indexe inférieur et ceci jusqu'au dernier nœud.

Une fois l'analyse de l'écoulement de puissance réalisée, l'individu est accepté parmi la population initiale si la valeur de la tension de chaque nœud satisfait la contrainte d'inégalité suivante :

$$V_{\text{min}} \leq V_i \leq V_{\text{max}} . \quad (2.28)$$

Avec :

V_i Tension au nœud " i " et V_{min} et V_{max} valeur limite minimale et maximale tolérées de la tension respectivement.

3^{em} étape :

Si le nombre d'individu " n_p " introduit par l'utilisateur est atteint, la population initiale est clôturée.

2.7.3 Procédure d'évaluation.

L'évaluation peut être réalisée en utilisant soit la fonction fitness ou bien la fonction d'adaptation. Cette évaluation est faite pour chaque individu. Dans la méthode utilisée une contrainte est introduite dans la fonction fitness sous la forme d'un coefficient de pénalité k_{cf} représentant le coût fixe de l'installation d'une batterie. L'introduction de cette contrainte permet de minimiser le nombre de batteries à être installer.

$$\text{Fit} = k_p \cdot \text{Ploss}_t + k_e \cdot \text{Eloss}_t + \sum_{k=1}^{n_{\text{cap}}} (k_{cf} + k_{c\text{Target}(k)} Q_{c\text{Target}(k)}) . \quad (2.29)$$

$k_p \cdot \text{Ploss}_t$ et $k_e \cdot \text{Eloss}_t$ sont les coûts des pertes totales et les coûts des pertes d'énergie respectivement.

k indice du vecteur " Target(k) ".

$k_{c\text{Target}(k)} \cdot Q_{c\text{Target}(k)}$ est le coût de la puissance réactive installée au nœud " Target(k) ".

2.7.4 Procédure d'évolution.

Les techniques d'optimisation stochastiques sont basées sur l'équilibre entre l'intensification et la diversification de la recherche. L'intensification permet la recherche des solutions de meilleure qualité tout en tenant compte des solutions déjà trouvées. Et la diversification permet d'étendre la recherche à un large espace de solution, si cet équilibre n'est pas observé, la convergence peut se déplacer plus vite vers des minima locaux, c'est un cas sans diversification. Ou bien la recherche peut être plus longue, alors, se sera un cas sans intensification.

2.7.4.1 Sélection des parents.

Parmi les individus de la population en cours "population des parents old", est choisi :

- 1 individu (Parent A) qui réalise le minimum de la fonction fitness «**Fit**».
- 1 individu (Parent B) qui réalise le minimum des pertes actives totales «**Ploss_t**».
- 1 individu (Parent C) qui réalise le minimum de chute de tension «**min(V)**».

Chaque'un de ces 3 individus a l'un des caractères de l'individu idéal recherché par l'algorithme.

2.7.4.2 Recombinaison intermédiaire.

La recombinaison intermédiaire est utilisée essentiellement dans les stratégies évolutionnaires. Contrairement aux opérateurs de croisements (crossover) à k points qui échange des informations entre les parents, la recombinaison intermédiaire crée les descendants en pondérant les composants de plusieurs parents. A partir de 3 parents sélectionnés de la population en cours, on génère "n_p" individus. La figure 2.4 présente un exemple de procédure de recombinaison.

		Nouvelle population	
		100110001/121531223	1
Population en cours		000110001/121112423	2
Parent A	000100101/121411313	010100111/121511423	3
Parent B	000100100/121511423	100010101/122513423	4
Parent C	<u>001100101/121311323</u>	000100101/111511223	5
Positions	index de taille	000100001/121511123	6
		000110111/122211413	7
		00000101/121211423	8
		110100101/321531422	9
	
	
		<u>101100101/221111323</u>	n _p
		Positions Index de taille	

Figure 2.5 Procédure de recombinaison.

La procédure de recombinaison est réalisée selon les étapes suivantes [ELM 2011] :

- 1- Tous les individus de la nouvelle population sont formés à partir de la première partie du chromosome du **parent A** représentant les positions, et de la deuxième partie du **parent B** représentant l'index de la taille.
- 2- Pour chaque individu de la nouvelle population :
 - Le nombre total de gènes β pour chaque partie de chromosome importée à partir du **parent C** est choisi entre 1 et n, où $\beta = n \cdot T_{div}$. Avec n le nombre de nœuds et T_{div} taux de pondération.
 - Chaque gène est choisi aléatoirement à partir de la première partie du **parent C** représentant les positions et affecté à une position aléatoire dans la partie positions de **Indiv new**.

- Chaque gène est choisi aléatoirement à partir de la deuxième partie du **parent C** représentant l'index de taille est affecté à une position aléatoire dans la partie de l'index de taille de **Indiv new**.
 - Après avoir exécuté l'analyse de l'écoulement de puissance (backward forward sweep), l'individu est accepté dans la nouvelle population si l'amplitude de la tension de chaque nœud satisfait la contrainte d'inégalité 2.28
- 3- Emploi de la stratégie d'élitisme : Les meilleurs individus entre la population en cours et la nouvelle population, évalués à l'aide de la fonction fitness " **Fit**", composeront la population à crée appelée " **new parent population** " qui remplacera " **old parent population** " pour la génération suivante.

2.7.5 Algorithme développé.

L'algorithme développé [ELM 2011] permet d'optimiser en même temps (en un seul niveau) le nombre, la taille et l'emplacement des condensateurs afin de minimiser les coûts annuel des pertes actives tout en maintenant les tensions de tous les nœuds entre les limites exigées.

L'algorithme est constitué des étapes suivantes :

Etape 1 :

- Lecture des données de la ligne.
- Initialisation des paramètres.
- Exécution de l'analyse de l'écoulement de puissance.

Etape 2 :

Classification de tous les nœuds en ordre décroissant dans le vecteur ' **Target** ' en utilisant l'expression 2.27.

Etape 3 :

Génération de la population initiale en utilisant la procédure comme définie dans le paragraphe 2.7.2 (Etape 2 et 3).

Etape 4 :

Evaluation de tous les individus en utilisant la fonction fitness et choix de 3 parents.

Etape 5 :

Si le nombre de génération est inférieur à N_{gen} aller à l'étape 5.1. Else (autrement), aller à l'étape 6.

Etape 5.1

Génération de la population comportant les meilleurs individus trouvés 'new parent population' en utilisant la procédure comme définie au paragraphe 2.7.4.2.

Etape 5.2

Exécution de l'analyse de l'écoulement de puissance et puis évaluation des individus en utilisant l'expression 2.29.

Etape 5.3

Si " new population parents" comporte deux individus identique choisis aléatoirement aller à l'étape 5.1 pour générer une nouvelle génération.

Sinon aller à l'étape suivante.

Etape 5.4

Choix de 3 parents parmi la nouvelle population " new parent population" et aller à l'étape 5.1.

Etape 6

Choix du meilleur individu parmi la nouvelle population "new population parent" et afficher les résultats.

Les paramètres essentiels caractérisant cet algorithme sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 2.2 Paramètres de contrôle

Paramètres de contrôle	Nature	Définition
n_p	Variable	Nombre d'individu dans une population
N_{gen}	Variable	Nombre maximal de génération
$\mu: 3$	Fixe	Nombre des parents
$\lambda: n_p$	Relative	Taille de la population de descendants
T_{div}	Fixe	Taux de pondération
mut : auto-adaptable	Fixe	Operateur de mutation
rec : intermédiaire	Fixe	Operateur de combinaison

2.8 Application de l'algorithme.

Afin d'obtenir l'une des solutions optimales lors de l'utilisation des méthodes métaheuristiques plusieurs paramètres doivent être réglés. Les performances d'un algorithme évolutionnaire dépendent des valeurs choisies.

Plusieurs tests ont été réalisés afin de déterminer les paramètres de contrôles permettant d'obtenir de meilleurs résultats d'optimisation. Les résultats obtenus sont comparés avec ceux obtenus par les références [SRI 2008], [DAM 2008], [MEK1 2002], [TAM 2006], et [PRA 2007]. Par contre la référence [AHM 2013] a comparé ses résultats avec ceux qu'on a obtenus. Pour des raisons de comparaison les mêmes coûts ont été utilisés que ceux de ces articles.

Tableau 2.3 [MEK 2002]
Différent choix possible des tailles et coûts des condensateurs.

Index (J)	1	2	3	4	5	6	7
Q_c (kVAr)	150	300	450	600	750	900	1050
K_c (\$/kVAr)	0,5	0,35	0,253	0,22	0,276	0,183	0,228
Index (J)	8	9	10	11	12	13	14
Q_c (kVAr)	1200	1350	1500	1650	1800	1950	2100
K_c (\$/kVAr)	0,17	0,207	0,201	0,193	0,187	0,211	0,176
Index (J)	15	16	17	18	19	20	21
Q_c (kVAr)	2250	2400	2550	2700	2850	3000	3150
K_c (\$/kVAr)	0,197	0,17	0,189	0,187	0,183	0,180	0,195
Index (J)	22	23	24	25	26	27	
Q_c (kVAr)	3300	3450	3600	3750	3900	4050	
K_c (\$/kVAr)	0,174	0,188	0,170	0,183	0,182	0,179	

Les valeurs des différent choix du tableau 2.3 sont dérivées du tableau 2.1 en considérant une durée de vie prévisionnelle des condensateurs de 10 ans. Le coût de maintenance, d'installation et de service sont négligés [MEK1 2002], [SFM 2002].

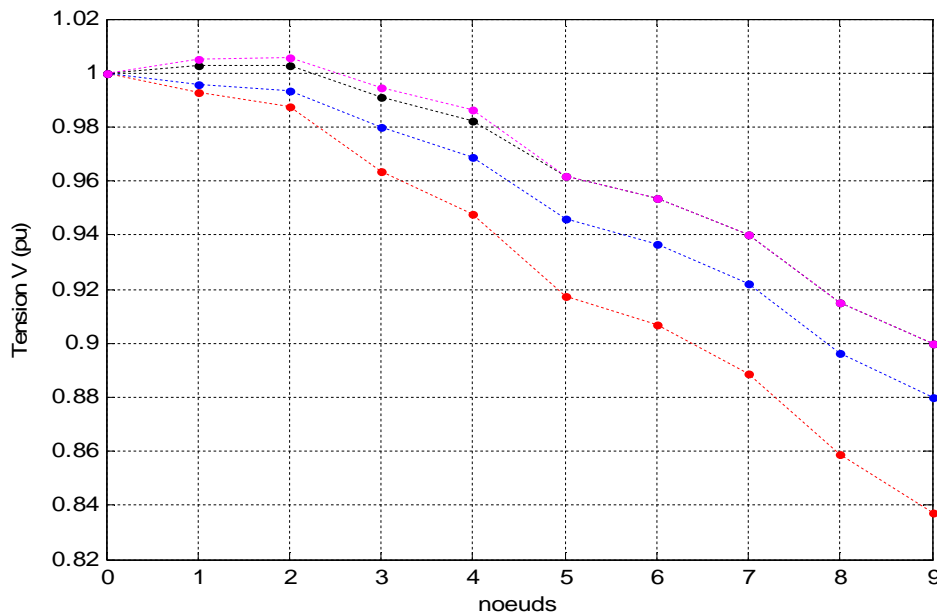
2.8.1 Réseau test de 10 nœuds

Le réseau test de 10 nœuds utilisé dans [MEK1 2002] et [BAG 1990] est un réseau de distribution radial de tension 23 kV sans ramification. Les données de ce réseau sont présentées en annexe. Comme il a été mentionné précédemment, les paramètres de contrôle, présentés dans le tableau 2.4, ont été obtenus après avoir fait plusieurs tests et réajustements.

Tableau 2.4
Paramètres de contrôles (réseau 10 nœuds)

Paramètres de contrôles	Définition
$n_p = 100$	Nombre d'individus dans une population
$n_{gen} = 100$	Nombre maximale de générations
$T_{div} = 0.66$	Taux de pondération
$J_{max} = 27$	Index maximal de tailles possibles
$0.9 < V (Pu) < 1.1$	Intervalles limites de la tension

Le programme utilisant l'algorithme développé est exécuté sous l'environnement MatLab. La solution obtenue est comparée avec celle des autres études. L'optimisation de la taille, des nombres des condensateurs et de leurs emplacements est faite en un seul niveau. Le résultat nous suggère l'utilisation de 5 condensateurs avec une compensation totale de 9150 kVAR et avec leurs emplacements optimaux conduisant à une réduction de pertes actives totales de 102,09 kW et un profit annuel de 15234,52 \$. Les tensions des différents nœuds avant compensation se situaient dans l'intervalle de 0,8374pu $<V < 0,9929pu$ et après compensation les tensions ont été améliorées et se situent dans l'intervalle de 0,900pu $<V < 1,0052pu$.



Rouge: Sans compensation, bleu:[MEK1 2002], noir : [TAM 2006], magenta: Algorithme développé [ELM 2011]

Figure 2.6 Comparaisons des tensions des nœuds (réseau 10 nœuds)

Tableau 2.5
Résultats et comparaisons (réseau 10 nœuds)

	Sans compensation	Après Compensation			
		[MEK12002]	[TAM2006]	[SRI 2008] [SRI 2011]	Algorithme développé
Pertes de puissance totale (kW)	783,78	688,73	684,38	694,93	681,68
Réduction des pertes (kW)	---	95,04	99,4	88,85	102,09
Emplacement et taille optimale (kVAr)	---	5 1200 4 1800 9 450 8 300	1 1800 2 1650 3 1200 4 1800 5 1200 6 450 8 450 9 450	5 1200 4 1200 8 200 9 407	2 3450 3 750 4 3450 6 750 9 750
Compensation totale (kVAr)	---	3750	9000	3007	9150
Vmin (p.u)	0,837497	0,8802	0,9000	0,8733	0,9000
Vmax (p.u)	0,992901	0,9960	1,0030	0,9954	1,0052
Coût annuel (\$)	131.676,6	116.466	116.717	118.340	116.442,1
Gain annuel (\$)	---	15.210,5	14.959,5	13.334	15.234,5

2.8.2 Réseau test IEEE 34 nœuds.

Le réseau test de distribution IEEE 34 nœuds est une ligne radiale non homogène avec ramifications de tension 11kV. Les données du réseau sont présentées en annexe. Le tableau 2.6 présente les paramètres de contrôle pour le réseau 34 nœuds.

Tableau 2.6
Paramètres de contrôle (réseau 34 nœuds)

Paramètres de contrôle	Définition
$n_p = 80$	Nombre d'individus dans une population
$n_{gen} = 100$	Nombre maximale de generations
$T_{div} = 0.6$	Taux de pondération
$J_{max} = 20$	Index maximal de tailles possibles
$0.95 < V (Pu) < 1.05$	Intervalles limites de la tension

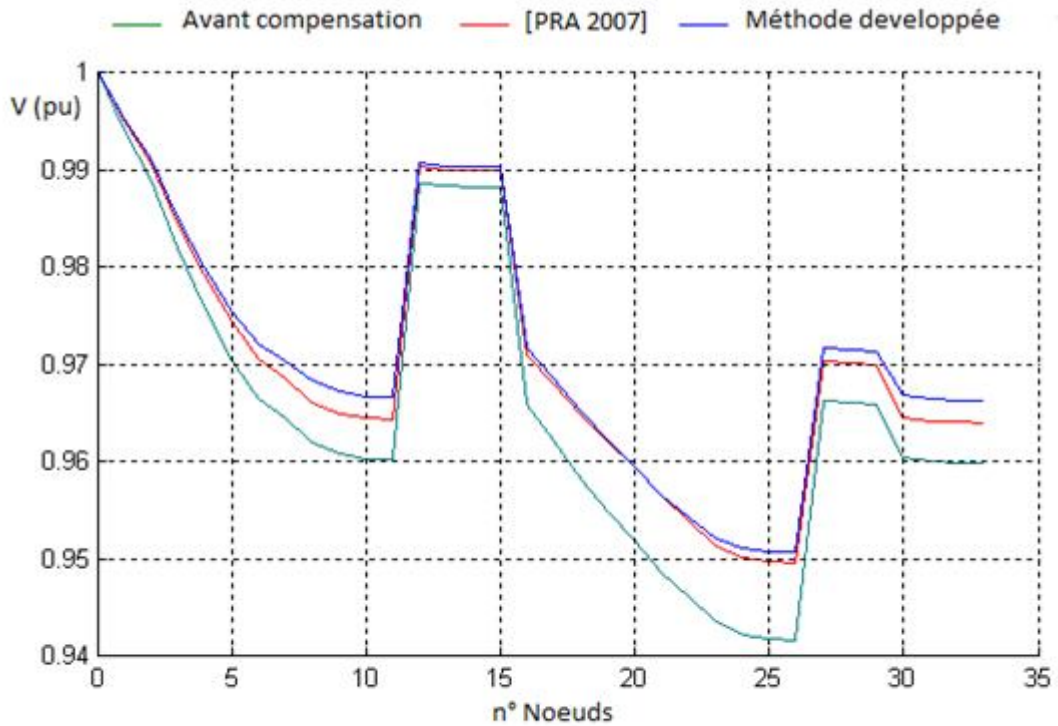


Figure 2.7 Profil de la tension réseau 34 nœuds

Aussi pour ce réseau test de 34 nœuds une meilleure optimisation est obtenue en comparaison avec les méthodes citées dans le tableau de 2.7. En effet, les résultats obtenus montrent avec 3 condensateurs de taille 1050 kVAr et 2 de 750 kVAr avec le premier installé au nœud 8 et les deux autres aux nœuds 18 et 25 permettent de réduire les pertes de puissance totale de 60,38 kW et un gain annuel de 9491,9 \$. Et les tensions des différents qui étaient avant compensation comprises dans l'intervalle $0,9416 \text{ pu} < V < 0,9941 \text{ pu}$ se sont améliorées après compensation et sont devenues comprises dans les limites $0,9506 \text{ pu} < V < 0,9952 \text{ pu}$.

Tableau 2.7
Résultats et comparaisons (IEEE 34 nœuds)

	Sans compensation	Après Compensation				
		[DAM 2008]	[PRA 2007]	[SRI 2008] [SRI 2011]	[AHM 2013]	Algorithme développé
Pertes de puissance totale (kW)	221,72	168,95	168,89	161,07	163,47	161,33
Réduction des pertes (kW)	---	52,76	52,82	60,65	58,25	60,39
Emplacement et	---	19 683	18 781	18 1200	8 25	8 1050

tailles optimales (kVAr)		20 145	21 803	21 639	18 2150	18 750
		21 144	19 479	19 200	25 875	25 750
		22 143				
		23 143				
		24 143				
		25 228				
Compensation totale (kVAr)	---	1629	2063	2039	3050	2550
Vmin (p.u)	0,9417	0,9491	0,9496	0,9492	0,9494	0,9506
Vmax (p.u)	0,9941	0,9948	0,9950	0,9950		0,9952
Coût annuel (\$)	37.249,55	29.070,60	28.819,80	28.484		27.757,64
Gain annuel (\$)	---	8.178,95	8.429,75	8.756		9.491,90

2.9 Conclusion

Dans ce chapitre, le contrôle de la tension et de la puissance réactive dans les réseaux de distributions ainsi que les différentes méthodes de contrôle ont été abordés. L'utilisation des condensateurs shunts comme moyens de contrôle dans les réseaux de distributions est très répandue. Ce qui nous a conduit à les étudier avec optimisation de leurs tailles, leurs nombres et leurs emplacements toutes en minimisant le coût annuel des pertes de puissance actives et améliorer le profil des tensions.

Dans la littérature, plusieurs méthodes analytique et heuristique qui permettent de faire l'optimisation sont présentées. Du fait que le problème d'optimisation des condensateurs shunts est un problème complexe, ces méthodes réalisent l'optimisation en 2 étapes.

La technique évolutionnaire développée dans ce chapitre a permis d'optimiser en une seule étape la taille, le nombre et l'emplacement des batteries. Ensuite, cette technique a été appliquée à deux réseaux tests. A travers une comparaison avec d'autres résultats obtenus par des différents auteurs, on constate que la technique développée a donné des résultats meilleurs que ce soit sur le coût annuel ou sur le profil des tensions. Dans la suite de notre travail, une ferme d'éolienne à base de la MADA sera utilisée comme moyen de contrôle de la tension, de la puissance active et réactive.

Chapitre 3 : Modélisation de la MADA

3.1 Introduction

Il existe plusieurs types de machines électriques qui peuvent assurer le rôle de génératrice dans un système aérogénérateur exigeant des caractéristiques très spécifiques. Actuellement, la majorité des centrales éoliennes de fortes puissances (supérieur à 1MW) est basée sur des machines asynchrones à double alimentation (MADA) et ceci est dû aux avantages qu'elles offrent ; la possibilité de fonctionnement à vitesse variable (une large plage de variation de vitesse), la simplicité de conception, la facilité d'entretien, ainsi que la possibilité de régler la tension au point de son raccordement. Cependant, l'inconvénient principal de la MADA est que sa robustesse est légèrement réduite par la présence de systèmes à bagues et balais. Par contre, son fonctionnement à vitesse variable est un avantage important pour qu'elle soit largement utilisée [MIR 2005]. En outre, la MADA permet un fonctionnement en génératrice hypo-synchrone et hyper-synchrone. L'intérêt de la vitesse variable pour une éolienne est de pouvoir fonctionner sur une large plage de vitesses de vent, et de pouvoir aussi extraire le maximum de puissance possible pour chaque vitesse de vent.

Ce type de machine comporte deux circuits électriques triphasés. Le premier, qui est l'enroulement statorique, identique à celui d'une machine asynchrone à cage, est connecté directement au réseau électrique. Le deuxième, qui est placé au rotor, est un enroulement couplé en étoile connecté à des bagues collectrices qui permettent de l'alimenter. L'enroulement rotorique est également relié au réseau, mais par l'intermédiaire de convertisseurs de puissance.

3.2 Types de machines électriques

Du point de vu vitesse, on rencontre deux types d'aérogénérateurs : à vitesse fixe, et ceux fonctionnant à vitesse variable, Les principaux avantages des deux types de fonctionnement sont les suivants [CAM 2003] :

3.2.1 Fonctionnement à vitesse fixe

- Système simple ;
- Grande fiabilité ;
- Ne nécessitant pas de système électrique de commande ;

- Coût réduit.

3.2.2 Fonctionnement à vitesse variable

- Augmentation du rendement énergétique ;
- Réduction des oscillations du couple ;
- Dimensionnement réduit des convertisseurs de puissance ;
- Génération d'une puissance électrique d'une meilleure qualité.

3.3 Mode de fonctionnement de la MADA

Comme la machine asynchrone classique, la MADA permet de fonctionner en moteur ou en générateur. La grande différence réside dans le fait que pour la MADA, ce n'est plus la vitesse du rotor qui impose le mode de fonctionnement en moteur ou en générateur, mais c'est plutôt la commande des tensions rotorique.

De plus, la MADA présente la particularité de fonctionner en dessous de la vitesse de synchronisme (hypo synchronisme) ou en dessus de la vitesse de synchronisme (hyper synchronisme) aussi bien en mode moteur qu'en mode générateur (figures 3.1), [POI 2003].

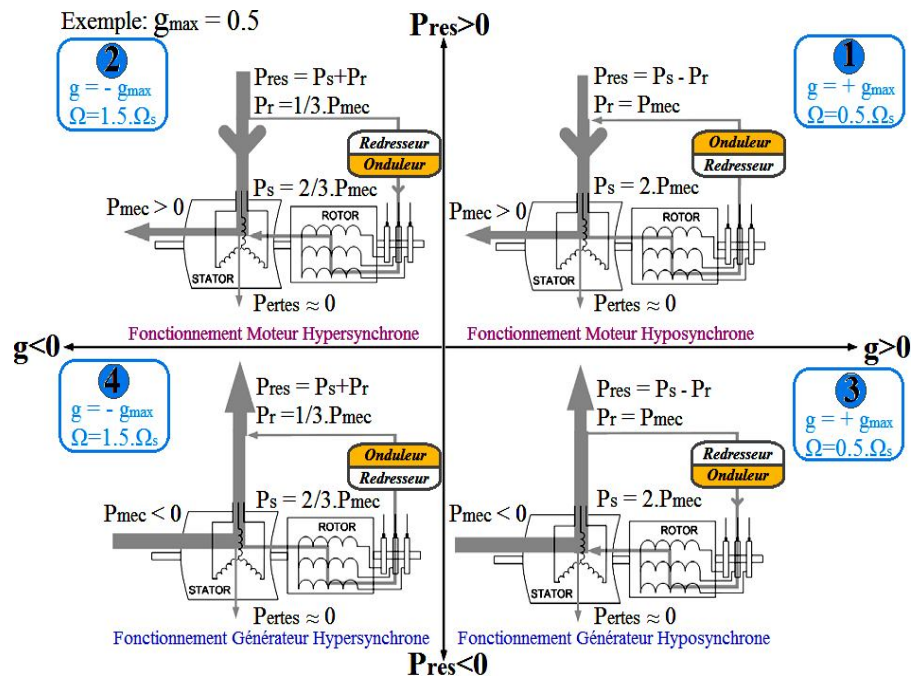


Figure 3.1 - Mode de fonctionnement de la MADA

3.3.1 Fonctionnement en mode moteur hypo synchrone

Le fonctionnement en mode moteur hypo synchrone (cadran 1), le stator absorbe une puissance P_s fournie par le réseau et la puissance de glissement P_r transite par le rotor pour être envoyée au réseau [POI 2003]. La machine a un fonctionnement moteur dont la vitesse est en dessous de la vitesse de synchronisme Ω_s .

3.3.2 Fonctionnement en mode moteur hyper synchrone

Dans ce mode de fonctionnement (cadran 2), la puissance statorique P_s et la puissance rotorique P_r sont fournies par le réseau [POI 2003].

3.3.3 Fonctionnement en mode génératrice hypo synchrone

Le fonctionnement en hypo-synchrone (cadran 3), le rotor tourne à vitesse inférieure à la vitesse de synchronisme Ω_s , le stator fournit la puissance P_s au réseau. Par contre, le rotor absorbe une puissance P_r .

3.3.4 Fonctionnement en mode génératrice hyper synchrone

Dans ce mode de fonctionnement, le rotor tourne à une vitesse hyper synchrone, le stator et le rotor fournissent simultanément la puissance au réseau. Donc, la puissance totale fournie est $P_s + P_r$.

A travers ces modes de fonctionnement on remarque que la MADA présente deux avantages par rapport à la machine asynchrone à cage classique :

- La production de la puissance électrique quelle que soit sa vitesse de rotation (hypo ou hyper synchronisme) ;
- La récupération de la puissance de glissement disponible au rotor.

3.4 Alimentation des machines asynchrones à double alimentation

Plusieurs dispositifs d'alimentation des machines asynchrones à double alimentation peuvent être envisagés :

3.4.1 Double alimentation par le stator

Dans ce type d'alimentation, la machine asynchrone est équipée de deux enroulements statorique distincts (figure 3.2).

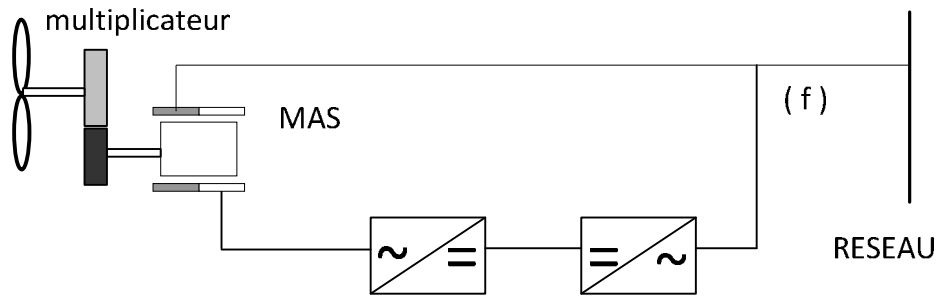


Figure 3.2 machine asynchrone à double bobinage statorique

Le premier enroulement est directement connecté au réseau, il fournit la plus grande partie de l'énergie générée au réseau. Le second enroulement est l'enroulement d'excitation. Et à l'aide du réglage de la tension d'excitation, la vitesse de la génératrice peut être contrôlée autour d'un point de fonctionnement. Ce bobinage possède un nombre différent de paires de pôles que celui du premier bobinage. Il est connecté au réseau à travers deux convertisseurs électroniques dimensionnés à près d'un tiers de la puissance nominale de la turbine, le coût s'en trouve ainsi réduit. Le convertisseur de puissance connecté à l'enroulement d'excitation, permet de contrôler le flux statorique de la machine, ce qui conduit ainsi au contrôle du glissement. Et par conséquent la vitesse de la génératrice.

3.4.2 Double alimentation par le stator et le rotor

3.4.2.1 Principe

En négligeant toutes les pertes, la puissance P est fournie au stator et traverse l'entrefer. Une partie de cette puissance fournie, $(1 - g)P$, est retrouvée sous forme de puissance mécanique. Le reste, gP sort par les balais sous forme de grandeurs alternatives de fréquence gf . Ces grandeurs, de fréquence variable, sont transformées en énergie ayant la même fréquence que le réseau électrique. Par l'intermédiaire du deuxième convertisseur, cette puissance est injectée dans le réseau. Donc la MADA fournie au réseau $P(1 + g)$ [SEG 1990]. Une fois que la machine est connectée au réseau, un flux magnétique tournant à vitesse fixe apparaît au stator. Ce flux dépend de la réluctance du circuit magnétique, du nombre de spires de la bobine et donc du courant.

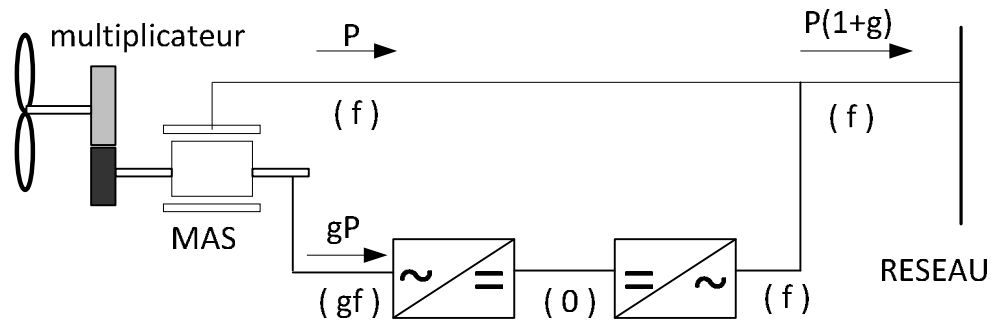


Figure 3.3 Schéma de principe d'une machine asynchrone à rotor bobiné pilotée par le rotor

Le flux magnétique généré par le stator en rotation embrasse le bobinage du rotor et crée des fem dans celui-ci. En faisant le rapport entre la fem E_r créée au rotor et la fem E_s créée au stator, l'expression suivante est obtenue [LES 1981] :

$$\frac{E_r}{E_s} = \frac{N_r}{N_s} \cdot \frac{\omega_s - \omega_{mec}}{\omega_s} \quad (3.1)$$

- N_r et N_s sont respectivement le nombre de spires des bobinages rotorique et statorique.
- ω_s et ω_{mec} sont respectivement les pulsations de synchronisme et mécanique de la machine.

Pour la machine asynchrone le glissement est défini par l'expression suivante :

$$g = \frac{\omega_s - \omega_{mec}}{\omega_s} \quad (3.2)$$

En remplaçant le rapport des pulsations dans l'expression (3.1) par g nous obtenons l'expression suivante:

$$\frac{E_r}{E_s} = g \cdot \frac{N_r}{N_s} \quad (3.3)$$

Similairement au transformateur parfait, le rapport entre le courant rotorique et statorique est comme suit,

$$\frac{i_r}{i_s} = \frac{N_s}{N_r} \quad (3.4)$$

En faisant le rapport entre la puissance apparente S_r du rotor et S_s du stator l'expression suivante est obtenue,

$$\frac{S_r}{S_s} = \frac{i_r}{i_s} \cdot \frac{E_r}{E_s} = g \quad (3.5)$$

L'équation (3.5) montre que pour une puissance constante transmise au stator, le glissement est directement proportionnel à la puissance transmet par le rotor. Avec la pulsation au stator, qui est imposée par le réseau, considérée comme constante, le contrôle de la vitesse de la génératrice peut être réalisé par le réglage de la puissance transmise au rotor à travers le réglage du glissement g .

3.4.2.2 Avantages

- Transfert bidirectionnel de la puissance rotorique, ce qui permet d'avoir un fonctionnement hypo ou hyper synchrone, et par conséquent une large plage de vitesse ;
- Convertisseur rotorique de faible puissance (25% de la puissance totale);
- Puissance élevée au delà du synchronisme ;
- Possibilité de fonctionner à vitesse élevée du vent.

3.4.2.3 Contrôle du glissement par dissipation de la puissance rotorique

A l'aide d'un redresseur alimentant un hacheur commandé, une partie de la puissance extraite du rotor est dissipée dans une résistance (figure 3.4) [HEI 1998], ainsi le glissement peut être réglé. Plus la pulsation rotorique est proche de la pulsation du synchronisme, est plus la puissance extraite par le rotor est importante. L'inconvénient de ce principe est que la puissance dissipée dans la résistance (puissance non utilisée) réduit le rendement du système.

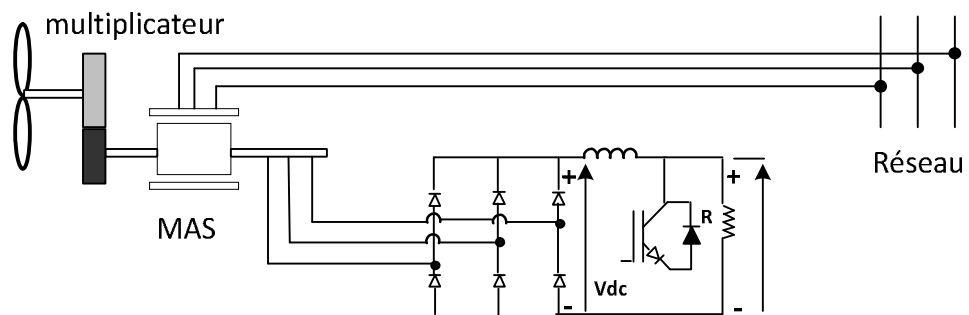


Figure 3.4 MADA avec contrôle du glissement par dissipation de la puissance rotorique

3.4.2.4 Transfert de la puissance rotorique sur le réseau

3.4.2.4.1 Principe

Au lieu que la puissance disponible dans le rotor soit dissipée par effet joule, et par conséquent perdue, elle est récupérée et injectée dans le réseau électrique. Ce qui permet ainsi d'augmenter le rendement du système. Pour cet effet, des convertisseurs électroniques de puissances sont placés dans le circuit du rotor [ROD 2002]. A l'inverse dans certains systèmes dont leurs convertisseurs sont traversés par la totalité de la puissance nominale, les convertisseurs de la MADA sont dimensionnés pour faire transiter seulement la puissance rotorique, (soit environ 25% de la puissance nominale).

3.4.2.4.2 Pont à diodes et pont à thyristors

Cette structure est appelée "Montage de Kramer". Elle consiste à connecter un pont à diodes et un pont à thyristors [REF 1999] au circuit du rotor. Les tensions appliquées au rotor sont redressées par le pont à diodes. La tension appliquée au redresseur est réglée par action sur l'angle d'amorçage des thyristors de l'onduleur. Ce dispositif permet de faire varier la plage de conduction des diodes, et par conséquent de faire contrôler la puissance extraite du circuit rotorique et donc le glissement de la génératrice asynchrone (figure 3.5).

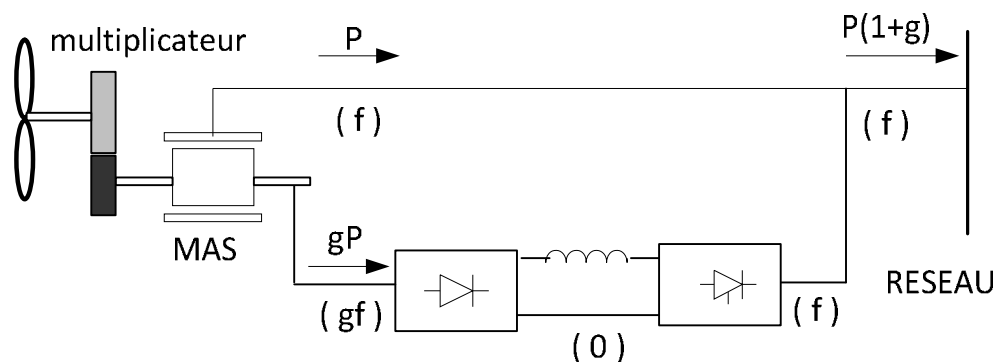


Figure 3.5 MADA alimentée par pont à diode et thyristors

Pour ce type de structure l'inconvénient est que l'asservissement électrique de la vitesse de la machine n'est pas possible.

3.4.2.4.3 Pont à diodes et pont à transistors

Dans le montage de Kramer, les onduleurs à commutation naturelle constitués de thyristor sont remplacés par des onduleurs à commutations forcées et à modulation de

largeur d'impulsion (MLI). Ces onduleurs sont constitués par des transistors de puissance (figure 3.6). Cette structure permet de contrôler le flux de puissance réactive. Pratiquement, elle n'injecte pas des harmoniques de courants en basses fréquences.

De même que pour le montage de Kramer, cette structure ne permet pas l'asservissement électrique de la vitesse de la génératrice.

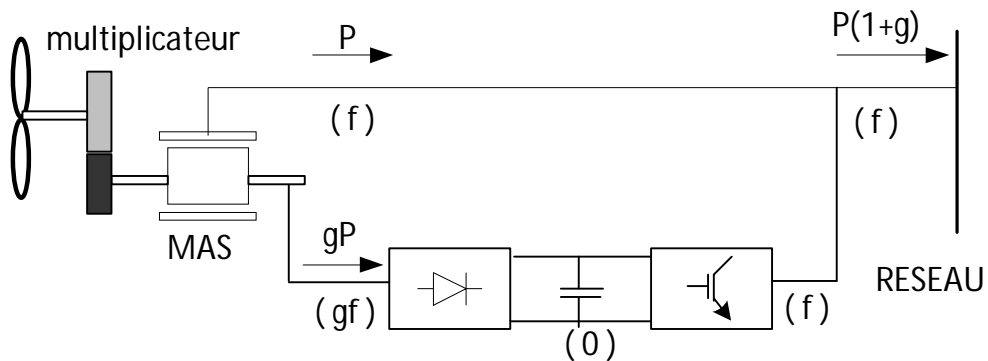


Figure 3.6 MADA par un pont à diodes et onduleurs MLI

3.4.2.4.4 Convertisseurs MLI

La structure avec convertisseurs MLI, figure 3.7, a les mêmes caractéristiques que la structure à pont à diodes et pont à transistors. Elle utilise deux ponts triphasés d'IGBT qui sont commandés par modulation de largeur d'impulsions. Ce qui permet d'agir sur deux degrés de liberté pour chaque convertisseur. Le convertisseur côté rotor contrôle le flux et la vitesse du rotor. Tandis que le convertisseur côté réseau contrôle la puissance active et réactive échangées avec le réseau.

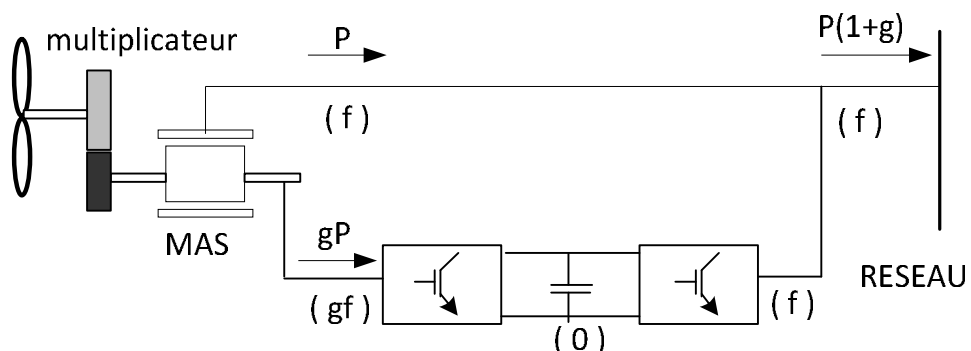


Figure 3.7 MADA alimentée par deux onduleurs à MLI

3.4.2.4.5 Structure à trois convertisseurs MLI

Cette structure permet de contrôler le flux statorique. Parmi les avantages de cette structure d'alimentation est qu'elle présente une certaine insensibilité par rapport à des défauts provenant du réseau électrique (creux de tension), et que les convertisseurs disposés aux bornes du circuit rotorique et statorique permettent le contrôle de leur flux. Ainsi, ce type de convertisseurs permet d'éliminer un certain nombre d'harmoniques.

L'inconvénient majeur de cette structure est l'utilisation de trois onduleurs dont un connecté au réseau de très forte puissance, ils sont donc assez coûteux [KEL 2001].

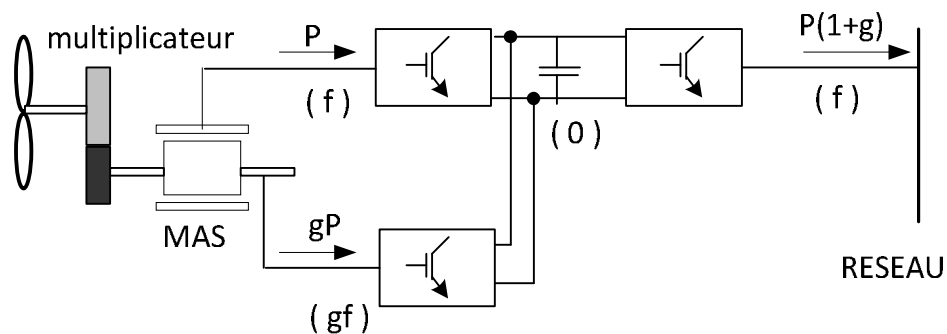


Figure 3.8 MADA avec convertisseurs au stator et au rotor

La modélisation de la MADA, avec une structure d'alimentation comportant deux convertisseurs MLI permet le contrôle de quatre grandeurs en même temps, qui sont: le flux, la vitesse et les puissances (active et réactive) transitées au réseau. Avec combinaison du système d'orientation des pales, cette structure permet aussi d'avoir une large variation de la vitesse.

3.5 Modélisation de la MADA

Une machine asynchrone à double alimentation est une machine à courant alternatif dont la vitesse varie en fonction de la charge. Sa composition est identique à celle d'une machine asynchrone. Elle a un primaire appelé stator qui est fixe, et un secondaire appelé rotor de forme cylindrique qui est mobile. Le stator est constitué de trois enroulements qui peuvent être couplés en étoile ou en triangle. Ces enroulements sont alimentés par un système de tension triphasé. Il en résulte ainsi la création d'un champ magnétique glissant

dans l'entrefer de la machine ayant une vitesse $\Omega_s = \frac{\omega_s}{p}$, où ω_s désigne la pulsation du réseau d'alimentation triphasé, et p est le nombre de paire de pôles du champ magnétique qui apparaît au niveau du stator. Le rotor, qui est réalisé comme le stator, comporte un bobinage triphasé avec un même nombre de pôle que le stator couplé en étoile. Le rotor tourne à la vitesse $\Omega_r = \frac{d\theta}{dt}$ par rapport au stator, avec θ l'angle entre le repère statorique et le repère rotorique. La représentation schématique de la machine asynchrone à double alimentation dans le plan abc est présentée sur la figure (3.9).

3.5.1 Hypothèses simplificatrices

Afin de simplifier l'étude de la machine, les hypothèses suivantes sont prises en considération :

- La machine est symétrique ;
- Entrefer constant ;
- Effet des encoches négligeables ;
- Circuits magnétiques non saturés, ce qui permet d'exprimer les flux comme fonctions linéaires des courants ;
- Les forces magnétomotrices créées par chacune des phases des deux armatures sont à répartitions spatiales sinusoïdales;
- Les pertes ferromagnétiques sont négligées (pertes par hystérésis et pertes par courant de Foucault) ;
- Densité de courant uniforme dans la section des conducteurs élémentaires ;
- Les résistances ne varient pas avec la température et l'effet de peau négligé.

De ce fait, tous les coefficients d'inductance propre sont constants et les coefficients d'inductance mutuelle ne dépendent que de la position des enroulements [PET 2005].

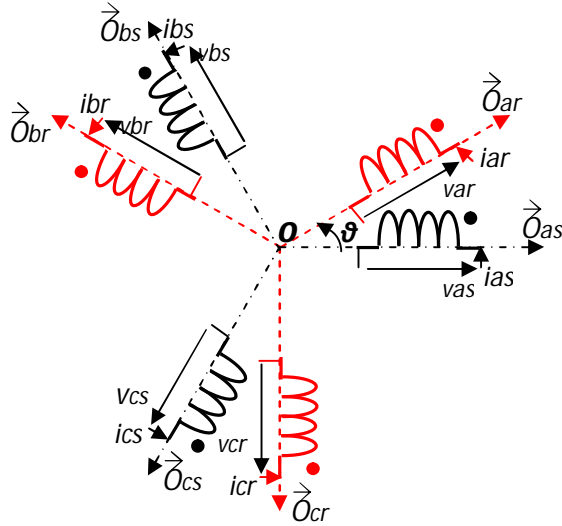


Figure 3.9 -Représentation schématique de la MADA

3.5.2 Equations électriques de la MADA

En appliquant la loi de Faraday aux enroulements de la MADA, les équations différentielles exprimant les différentes tensions statorique et rotorique s'écrivent sous la forme matricielle suivante [EKA 2003], [MOR 2003] :

$$\begin{cases} [V_s] = [R_s] \cdot [I_s] + \frac{d[\phi_s]}{dt} \\ [V_r] = [R_r] \cdot [I_r] + \frac{d[\phi_r]}{dt} \end{cases} \quad [V_r] \neq 0 \quad (3.6)$$

$$[V_s] = \begin{bmatrix} V_{as} \\ V_{bs} \\ V_{cs} \end{bmatrix}, \quad [V_r] = \begin{bmatrix} V_{ar} \\ V_{br} \\ V_{cr} \end{bmatrix}, \quad [I_s] = \begin{bmatrix} I_{as} \\ I_{bs} \\ I_{cs} \end{bmatrix}, \quad [I_r] = \begin{bmatrix} I_{ar} \\ I_{br} \\ I_{cr} \end{bmatrix}, \quad [\phi_s] = \begin{bmatrix} \phi_{as} \\ \phi_{bs} \\ \phi_{cs} \end{bmatrix}, \quad [\phi_r] = \begin{bmatrix} \phi_{ar} \\ \phi_{br} \\ \phi_{cr} \end{bmatrix}$$

$[V_s]$, $[V_r]$: vecteurs de tensions respectivement statorique et rotorique;

$[I_s]$, $[I_r]$: vecteurs de courants respectivement statorique et rotorique;

$[\phi_s]$, $[\phi_r]$: vecteurs de flux respectivement statorique et rotorique ;

$[R_s]$, $[R_r]$: vecteurs de résistance respectivement statorique et rotorique.

Les flux sont donnés par:

$$\begin{cases} [\phi_s] = [L_{ss}] \cdot [I_s] + [M_{sr}] \cdot [I_r] \\ [\phi_r] = [L_{rr}] \cdot [I_r] + [M_{rs}] \cdot [I_s] \end{cases} \quad (3.7)$$

$$[\mathbf{R}_s] = \begin{bmatrix} R_s & 0 & 0 \\ 0 & R_s & 0 \\ 0 & 0 & R_s \end{bmatrix}, \quad [\mathbf{R}_r] = \begin{bmatrix} R_r & 0 & 0 \\ 0 & R_r & 0 \\ 0 & 0 & R_r \end{bmatrix}, \quad [\mathbf{L}_{ss}] = \begin{bmatrix} L_s & M_s & M_s \\ M_s & L_s & M_s \\ M_s & M_s & L_s \end{bmatrix}, \quad [\mathbf{L}_{rr}] = \begin{bmatrix} L_r & M_s & M_s \\ M_s & L_r & M_s \\ M_s & M_s & L_r \end{bmatrix}.$$

$[\mathbf{L}_{ss}], [\mathbf{L}_{rr}]$: vecteurs d'inductances respectivement statorique et rotorique;

L_s, L_r : Inductances propre d'une phase respectivement statorique et rotorique ;

M_s, M_r : inductances mutuelles entre deux phases respectivement statorique et rotorique;

M : maximum d'inductance mutuelle entre une phase statorique et rotorique.

La matrice des inductances mutuelles (matrice de couplage rotor-stator) s'écrit :

$$[\mathbf{M}_{sr}] = [\mathbf{M}_{rs}]^t = M \cdot \begin{bmatrix} \cos \theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos \theta \end{bmatrix}, \quad (3.8)$$

θ : écart angulaire entre deux phases, statorique et rotorique correspondant.

En remplaçant (3.7) dans (3.6), nous obtenons les expressions suivantes:

$$\begin{aligned} [\mathbf{V}_s] &= [\mathbf{R}_s] \cdot [\mathbf{I}_s] + \frac{d}{dt}([\mathbf{L}_{ss}] \cdot [\mathbf{I}_s]) + \frac{d}{dt}([\mathbf{M}_{sr}] \cdot [\mathbf{I}_r]), \\ [\mathbf{V}_r] &= [\mathbf{R}_r] \cdot [\mathbf{I}_r] + \frac{d}{dt}([\mathbf{L}_{rr}] \cdot [\mathbf{I}_r]) + \frac{d}{dt}([\mathbf{M}_{rs}] \cdot [\mathbf{I}_s]). \end{aligned} \quad (3.9)$$

3.5.3 Equation mécanique de la machine

Le couple électromagnétique est donné par l'expression générale suivante :

$$C_{em} = p \cdot [\mathbf{I}_s]^t \cdot \frac{d}{dt}([\mathbf{M}_{sr}] \cdot [\mathbf{I}_r]). \quad (3.10)$$

Donc, l'équation mécanique de la machine s'écrit [AHM 2006]:

$$J \cdot \frac{d\omega}{dt} = C_{em} - C_r - f_r \cdot \omega. \quad (3.11)$$

La résolution analytique des systèmes matriciels dans le repère abc est très difficile car le système d'équations est à coefficients variables en fonction de l'angle θ . Pour faciliter la résolution, le système est transféré au repère de Park.

3.5.4 Transformation de Park

Dans l'étude des systèmes de puissances, les transformations mathématiques sont souvent utilisées pour découpler les variables. Ce qui permet de simplifier les équations des systèmes électriques triphasés. Parmi ces transformations les plus utilisées est la transformation de Park [MOR 2001]. Elle est définie par la matrice de rotation $P(\alpha)$, qui consiste à ramener les variables du repère triphasé (a,b,c) sur les axes orthogonaux à un repère diphasé tournant (d,q,0). Les grandeurs statorique et rotorique seront alors exprimées dans un même repère (axe direct d et axe en quadrature q).

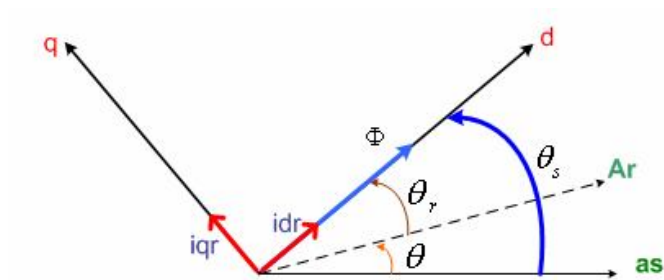


Figure 3.10 Repère référentiel de Park

Le produit matriciel définissant la transformation de Park est donné par :

$$[X_{d,q,0}] = [P(\alpha)] \cdot [X_{a,b,c}] \quad (3.12)$$

$$\text{Avec : } P(\alpha) = \begin{bmatrix} \cos(\alpha) & \cos(\alpha - 2 \cdot \frac{\pi}{3}) & \cos(\alpha - 4 \cdot \frac{\pi}{3}) \\ -\sin(\alpha) & -\sin(\alpha - 2 \cdot \frac{\pi}{3}) & -\sin(\alpha - 4 \cdot \frac{\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix}$$

$$[P(\alpha)]^{-1} = [P(\alpha)]^t \quad (3.13)$$

- $\alpha = \theta_s$ pour les grandeurs statorique ;
- $\alpha = \theta_r$ pour les grandeurs rotorique.

3.5.5 Modèle de la MADA dans le plan de Park

L'application de la transformé de Park sur les grandeurs tension, courant et flux de la machine et en remplaçant θ par θ_s pour les grandeurs statorique et θ par θ_r pour les grandeurs rotorique dans la matrice de rotation $P(\alpha)$, on obtient les expressions suivantes [MOR 2005],

$$\left\{ \begin{array}{l} [V_{s,dq}] = [P(\theta_s)] \cdot [V_{s,abc}] \\ [V_{r,dq}] = [P(\theta_s - \theta)] \cdot [V_{r,abc}] \\ [I_{s,dq}] = [P(\theta_s)] \cdot [I_{s,abc}] \\ [I_{r,dq}] = [P(\theta_s - \theta)] \cdot [I_{r,abc}] \end{array} \right. , \quad \left\{ \begin{array}{l} [\varphi_{s,dq}] = [P(\theta_s)] \cdot [\varphi_{s,abc}] \\ [\varphi_{r,dq}] = [P(\theta_s - \theta)] \cdot [\varphi_{r,abc}] \end{array} \right. \quad (3.14)$$

Relations entre les flux et les courants

Les expressions suivantes expriment les relations entre les flux et les courants [YUZ 2010] :

$$\left\{ \begin{array}{l} \varphi_{ds} = L_s \cdot I_{ds} + M \cdot I_{dr} \\ \varphi_{qs} = L_s \cdot I_{qs} + M \cdot I_{qr} \end{array} \right. \quad (3.15)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \varphi_{dr} = L_r \cdot I_{dr} + M \cdot I_{ds} \\ \varphi_{qr} = L_r \cdot I_{qr} + M \cdot I_{qs} \end{array} \right. \quad (3.16)$$

avec : $\left\{ \begin{array}{l} L_s = l_s - M_s : \text{inductance cyclique statorique;} \\ L_r = l_r - M_r : \text{inductance cyclique rotorique;} \\ M = 3/2M_{sr} = 3/2M_{rs} : \text{Mutuelle cyclique entre rotor - stator.} \end{array} \right.$

Equations de tension

Après remplacements et manipulations mathématiques, les équations de tension deviennent sous la forme suivante [MOR 2005] :

$$\left\{ \begin{array}{l} V_{ds} = R_s \cdot I_{ds} + \frac{d\varphi_{ds}}{dt} - \omega_e \cdot \varphi_{qs} \\ V_{qs} = R_s \cdot I_{qs} + \frac{d\varphi_{qs}}{dt} + \omega_e \cdot \varphi_{ds} \end{array} \right. \quad (3.17)$$

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r \cdot I_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - (\omega_e - \omega) \cdot \phi_{qr} \\ V_{qr} = R_r \cdot I_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} + (\omega_e - \omega) \cdot \phi_{dr} \end{cases} \quad (3.18)$$

$$\text{Avec : } \begin{cases} \omega_e = \frac{d\theta_e}{dt} \\ \omega = \frac{d\theta}{dt} \end{cases}, \quad \theta_e = \theta_s = \theta + \theta_r$$

La forme matricielle des équations ci-dessus est comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s + P \cdot L_s & -L_s \cdot \omega_s & P \cdot M & -\omega_s \cdot M \\ \omega_s \cdot L_s & R_s + P \cdot L_s & \omega_s \cdot M & P \cdot M \\ P \cdot M & -\omega_r \cdot M & R_r + P \cdot L_r & -\omega_r \cdot L_r \\ \omega_r \cdot M & P \cdot M & \omega_r \cdot L_r & R_r + P \cdot L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

Expression du couple électromagnétique

L'expression du couple électromagnétique peut être exprimée sous différentes formes, suivant le vecteur d'état choisi. En fonction du flux statorique (direct et quadrature) et du courant statorique (direct et quadrature), l'expression du couple est [MOR 2005]

$$C_{em} = p(\phi_{ds} \cdot I_{qs} - \phi_{qs} \cdot I_{ds}) \quad (3.20)$$

3.5.6 Choix du référentiel

Les équations de la MADA peuvent être exprimées dans trois différents référentiels. Le référentiel est choisi selon le problème à étudier [PET 2005] :

- **Référentiel lié au stator**

Ce référentiel est mieux adapté pour travailler avec les grandeurs instantanées. Il est utilisé pour l'étude des variations importantes des vitesses de rotations.

Il est défini par :

$$\frac{d\theta_e}{dt} = \frac{d\theta_s}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{d\theta_r}{dt} = -\frac{d\theta}{dt} = -\omega$$

Ainsi le système matriciel (3.19) devient :

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s + P \cdot L_s & 0 & P \cdot M & 0 \\ 0 & R_s + P \cdot L_s & 0 & P \cdot M \\ P \cdot M & -\omega \cdot M & R_r + P \cdot L_r & -\omega \cdot L_r \\ \omega \cdot M & P \cdot M & \omega \cdot L_r & R_r + P \cdot L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} . \quad (3.21)$$

- **Référentiel lié au rotor**

Ce référentiel est particulièrement utilisé dans l'étude des régimes transitoires et où la vitesse de rotation est considérée constante. Il est caractérisé par :

$$\frac{d\theta_r}{dt} = 0 \Rightarrow \frac{d\theta_e}{dt} = \omega \quad \text{avec : } \theta_s = \theta + \theta_r \Rightarrow \omega_s = \omega_e = \omega .$$

Le système matriciel (3.19) devient :

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s + P \cdot L_s & -L_s \cdot \omega & P \cdot M & -\omega \cdot M \\ \omega \cdot L_s & R_s + P \cdot L_s & \omega \cdot M & P \cdot M \\ P \cdot M & 0 & R_r + P \cdot L_r & 0 \\ 0 & P \cdot M & 0 & R_r + P \cdot L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} . \quad (3.22)$$

- **Référentiel lié au champ tournant**

Ce référentiel est caractérisé par

$$\frac{d\theta_s}{dt} = \omega_s = \omega_e \quad ; \quad \frac{d\theta_r}{dt} = \omega_s - \omega = g \cdot \omega_s = \omega_r .$$

Ce référentiel est employé dans l'étude de l'alimentation des machines à fréquence variable. Les grandeurs statorique et rotorique sont constantes et connues en régime permanent. Ce repère est utilisé aussi pour l'étude de la commande des machines. Le modèle de la machine asynchrone à double alimentation s'écrivant dans le repère de Park lié au champ tournant est comme suit :

$$\begin{cases} V_{ds} = R_s \cdot I_{ds} + \frac{d\phi_{ds}}{dt} - \omega_s \cdot \phi_{qs} , \\ V_{qs} = R_s \cdot I_{qs} + \frac{d\phi_{qs}}{dt} + \omega_s \cdot \phi_{ds} . \end{cases} \quad (3.23)$$

$$\begin{cases} V_{dr} = R_r \cdot I_{dr} + \frac{d\phi_{dr}}{dt} - (\omega_s - \omega) \cdot \phi_{qr} , \\ V_{qr} = R_r \cdot I_{qr} + \frac{d\phi_{qr}}{dt} + (\omega_s - \omega) \cdot \phi_{dr} . \end{cases} \quad (3.24)$$

Sous forme matriciel le système 3.23 et 3.24 devient comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_{ds} \\ V_{qs} \\ V_{dr} \\ V_{qr} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_s + P \cdot L_s & -L_s \cdot \omega_s & P \cdot M & -\omega_s \cdot M \\ \omega_s \cdot L_s & R_s + P \cdot L_s & \omega_s \cdot M & P \cdot M \\ P \cdot M & -\omega_r \cdot M & R_r + P \cdot L_r & -\omega_r \cdot L_r \\ \omega_r \cdot M & P \cdot M & \omega_r \cdot L_r & R_r + P \cdot L_r \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_{ds} \\ I_{qs} \\ I_{dr} \\ I_{qr} \end{bmatrix} . \quad (3.25)$$

3.6 Modèle de la MADA en vue de la commande

Le modèle de la MADA est un modèle non linéaire donc il est nécessaire de le représenter sous forme d'équations d'état, [MOH 2004] : Les variables d'état sont les courants I_{ds} , I_{qs} , I_{dr} , I_{qr} et la vitesse Ω_{mec} et les variables de commande sont les tensions V_{ds} , V_{qs} , V_{dr} , V_{qr} .

Le modèle de la machine est donc décrit par l'équation d'état suivante :

$$\frac{dx}{dt} = AX + BU . \quad (3.26)$$

Avec:

$$X = [I_{ds} \quad I_{qs} \quad I_{dr} \quad I_{qr}]^t \quad \text{et} \quad U = [V_{ds} \quad V_{qs} \quad V_{dr} \quad V_{qr}]^t .$$

$$[A] = \begin{bmatrix} -\frac{1}{\sigma \cdot \frac{L_s}{R_s}} & (\omega_r + \frac{\omega}{\sigma}) & -\frac{(\sigma-1) \cdot R_r}{\sigma} \cdot \frac{1}{M} & \frac{M}{\sigma \cdot L_s} \omega \\ -(\omega_r + \frac{\omega}{\sigma}) & -\frac{1}{\sigma \cdot \frac{L_s}{R_s}} & -\frac{M}{\sigma \cdot L_s} \omega & -\frac{(\sigma-1) \cdot R_r}{\sigma} \cdot \frac{1}{M} \\ \frac{M}{\sigma \cdot L_r \cdot \frac{L_s}{R_s}} & -\frac{M}{\sigma \cdot L_r} \omega & \frac{1}{\sigma \cdot \frac{L_r}{R_r}} & (\omega_r - a_4 \cdot \omega) \\ \frac{M}{\sigma \cdot L_r} \omega & \frac{M}{\sigma \cdot L_r \cdot \frac{L_s}{R_s}} & -(\omega_r - a_4 \cdot \omega) & -\frac{1}{\sigma \cdot \frac{L_r}{R_r}} \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad [B] = \begin{bmatrix} \frac{1}{\sigma \cdot L_s} & 0 & \frac{(\sigma-1) \cdot 1}{\sigma} \cdot \frac{1}{M} & 0 \\ 0 & \frac{1}{\sigma \cdot L_s} & \frac{(\sigma-1) \cdot 1}{\sigma} \cdot \frac{1}{M} & 0 \\ -\frac{M}{\sigma \cdot L_s \cdot L_r} & 0 & \frac{1}{\sigma \cdot L_r} & 0 \\ 0 & -\frac{M}{\sigma \cdot L_s \cdot L_r} & \frac{1}{\sigma \cdot L_r} & 0 \end{bmatrix} .$$

Donc

$$\left\{ \begin{array}{l}
\frac{di_{ds}}{dt} = -a_2 \cdot i_{ds} + \left(\omega_r + \frac{\omega}{\sigma}\right) \cdot i_{qs} - a \cdot i_{dr} + a_1 \cdot i_{qr} \cdot \omega + b_1 \cdot v_{ds} - b_3 \cdot v_{dr} \\
\frac{di_{qs}}{dt} = -a_2 \cdot i_{qs} - \left(\omega_r + \frac{\omega}{\sigma}\right) \cdot i_{ds} - a \cdot i_{qr} - a_1 \cdot i_{dr} \cdot \omega + b_1 \cdot v_{qs} + b_3 \cdot v_{qr} \\
\frac{di_{dr}}{dt} = -a_3 \cdot i_{dr} + (\omega_r - a_4 \cdot \omega) \cdot i_{qr} + a_5 \cdot i_{ds} - a_6 \cdot i_{qs} \cdot \omega - b_4 \cdot v_{ds} + b_2 \cdot v_{dr} \\
\frac{di_{qr}}{dt} = -a_3 \cdot i_{qr} - (\omega_r - a_4 \cdot \omega) \cdot i_{dr} + a_5 \cdot i_{qs} + a_6 \cdot i_{ds} \cdot \omega - b_4 \cdot v_{qs} + b_2 \cdot v_{qr} \\
\frac{d\Omega_{mec}}{dt} = m_3 \cdot (C_{em} - C_r) - m_2 \cdot \Omega_{mec} \quad \text{avec : } \omega = p \cdot \Omega_{mec} \quad \text{et } \omega_r = \omega_s - \omega
\end{array} \right. \quad (3.27)$$

Avec :

$$\begin{array}{l}
a = \frac{(\sigma - 1) \cdot R_r}{\sigma \cdot M} \quad a_1 = \frac{M}{\sigma \cdot L_s} \quad a_2 = \frac{1}{\sigma \cdot t_s} \quad a_3 = \frac{1}{\sigma \cdot t_r} \quad a_5 = \frac{M}{\sigma \cdot L_r \cdot t_s} \quad a_6 = \frac{M}{\sigma \cdot L_r} \\
b_1 = \frac{1}{\sigma \cdot L_s} \quad b_2 = \frac{1}{\sigma \cdot L_r} \quad b_3 = \frac{(\sigma - 1)}{\sigma} \cdot \frac{1}{M} \quad b_4 = \frac{M}{\sigma \cdot L_s \cdot L_r} \quad m_2 = \frac{f_{vis}}{J} \quad m_3 = \frac{1}{J}
\end{array}$$

$\sigma = 1 - \frac{M^2}{L_s \cdot L_r}$: Coefficient de dispersion.

$t_r = \frac{L_r}{R_r}$: Constante de temps rotorique.

$t_s = \frac{L_s}{R_s}$: Constante de temps statorique.

3.7 Simulation de la MADA

Le modèle de la MADA développé précédemment est simulé sous Matlab. La machine a une puissance de 1,5MW, son stator est alimenté par une tension d'amplitude $V_{smax}=690 \cdot \sqrt{2}$ V et une fréquence de 50 Hz. La tension du rotor est $V_{rmax}=0,1 \cdot V_{smax}$ avec une fréquence de ω_r . Deux essais suivants ont été réalisés.

3.7.1 Premier essai : Après le démarrage de la MADA, on applique dans les intervalles de temps $t= [1, 2]$ s un couple résistant $C_r=10$ kN.m et dans l'intervalle $t=[3,4]$ un couple résistant $C_r= - 10$ kN.m.

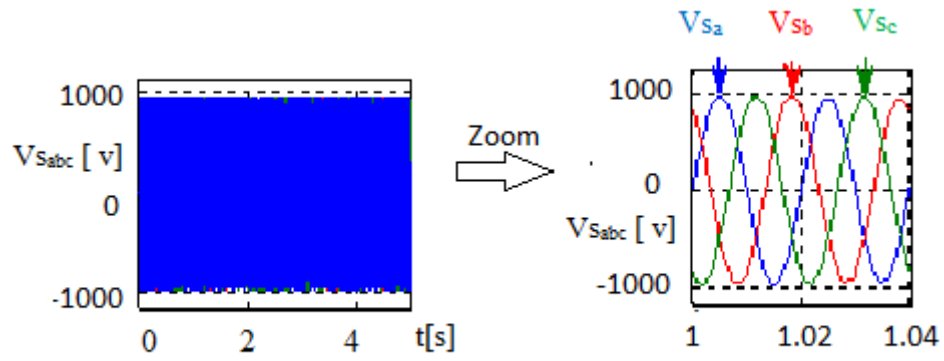


Figure 3.11 Tension statorique

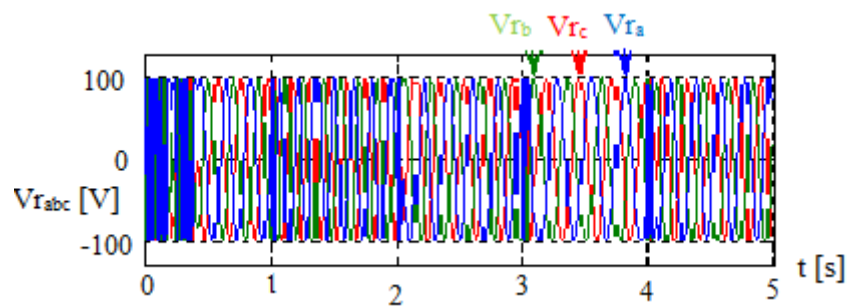


Figure 3.12 Tension rotorique

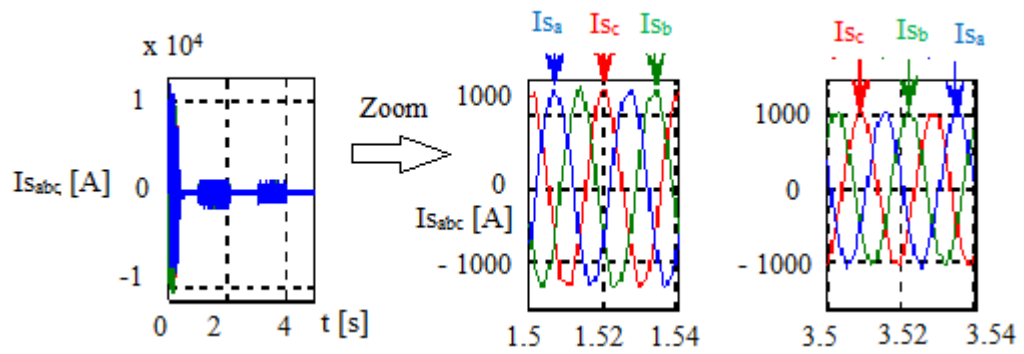


Figure 3.13 Courant statorique

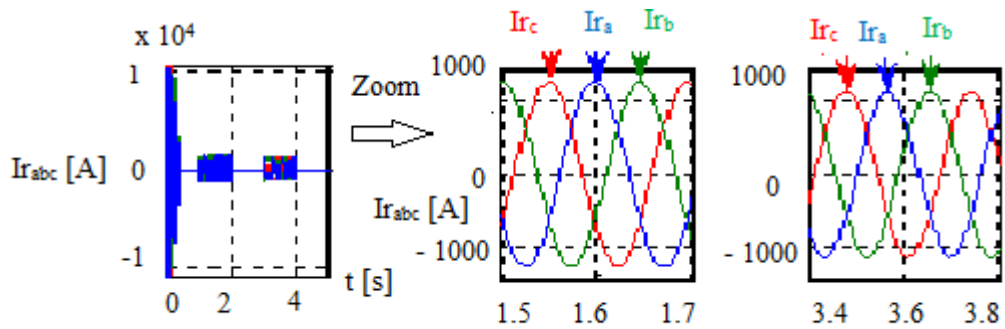


Figure 3.14 Courant rotorique

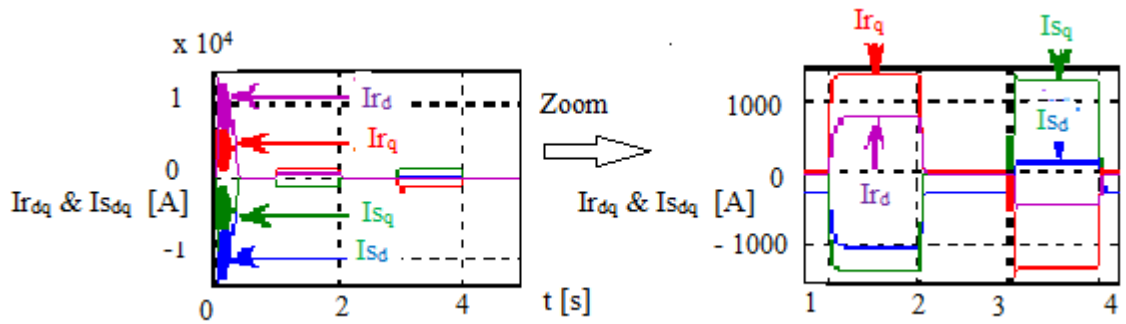


Figure 3.15 Courant statorique et rotorique suivant l'axe dq

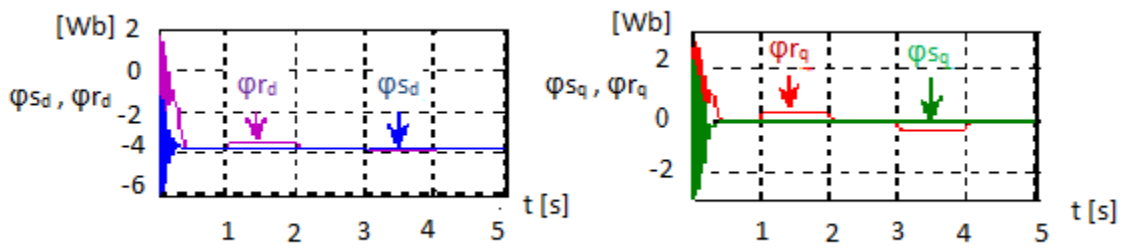


Figure 3.16 Flux statorique et rotorique suivant l'axe dq

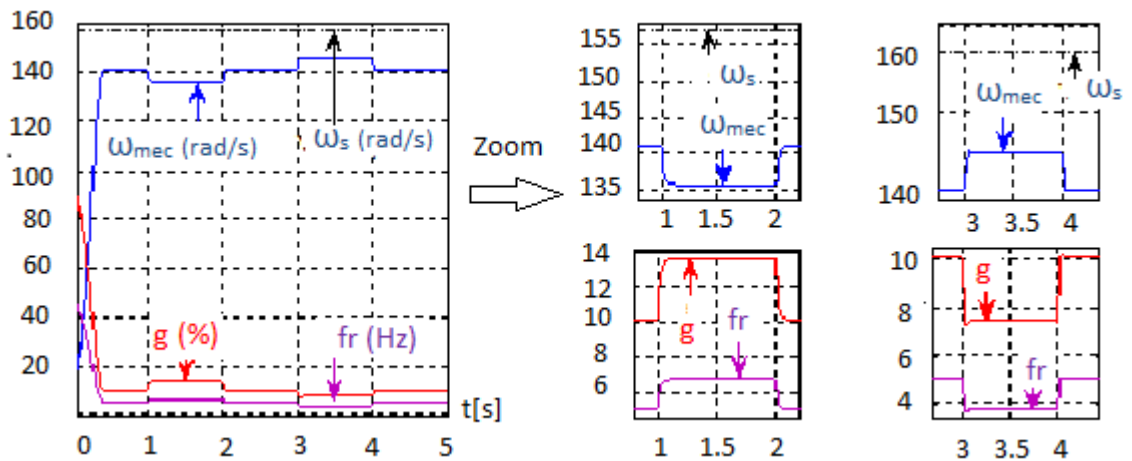


Figure 3.17 Vitesse de rotation, glissement et fréquence

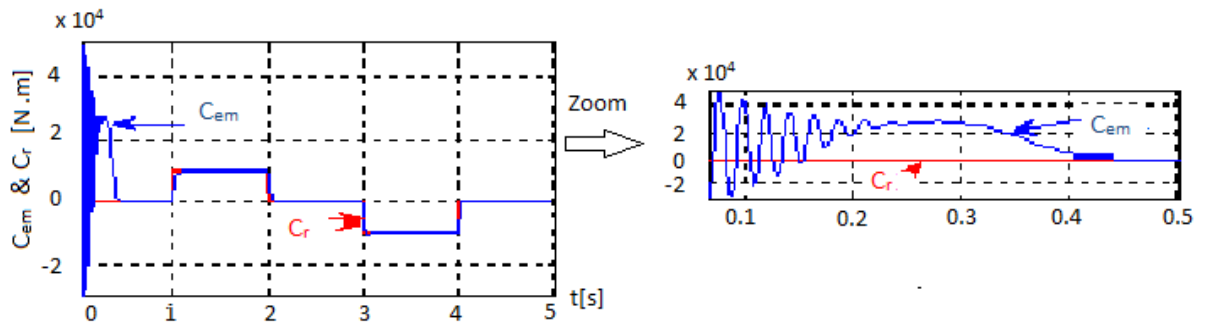


Figure 3.18 Couple électromagnétique

3.7.2 Deuxième essai : La MADA est entraînée à la vitesse $\omega_{mec} = 1640$ tr/mn entre l'intervalle de temps $t=[0, 0,5]$ s et 1800 tr/mn entre l'intervalle $t=[0,5, 1]$ s.

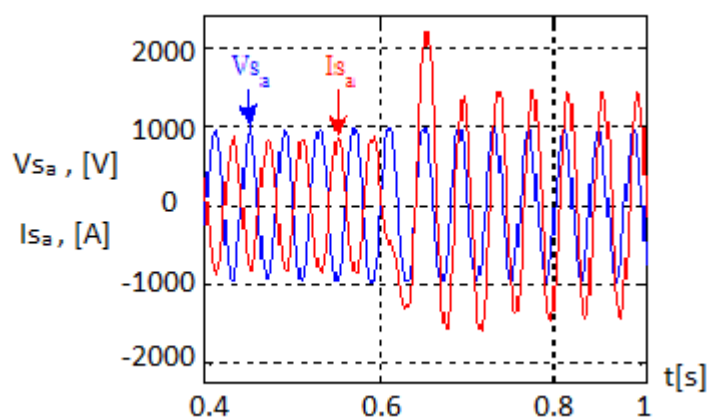


Figure 3.19 Tension statorique

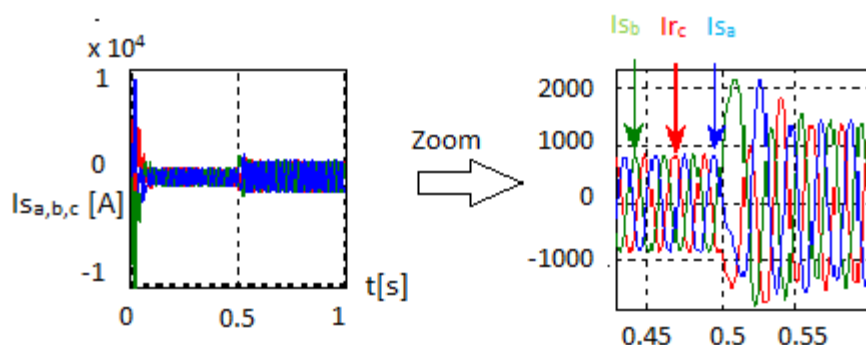


Figure 3.20 Courant statorique

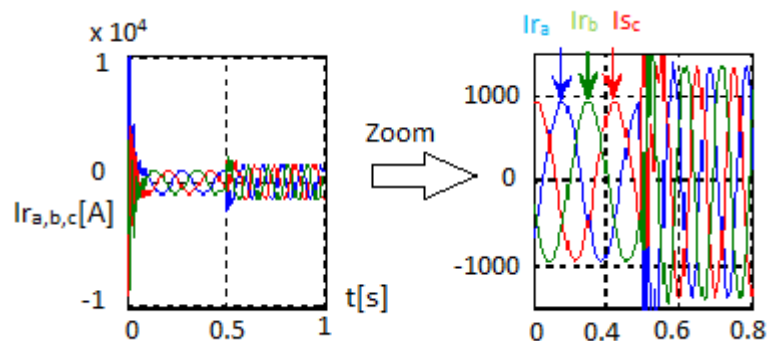


Figure 3.21 Courant rotorique

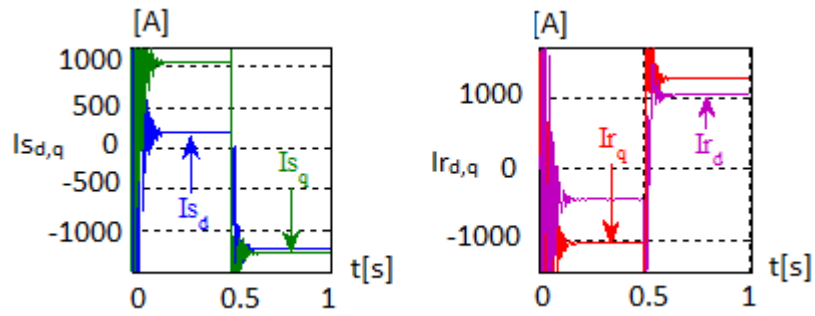


Figure 3.22 Courant statorique et rotorique suivant l'axe dq

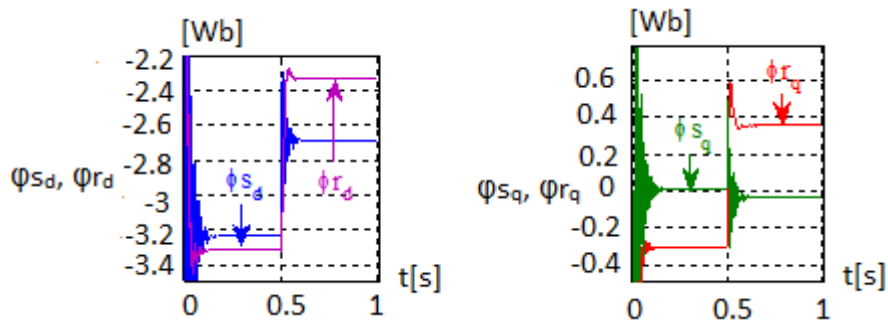


Figure 3.23 Flux statorique et rotorique suivant l'axe dq

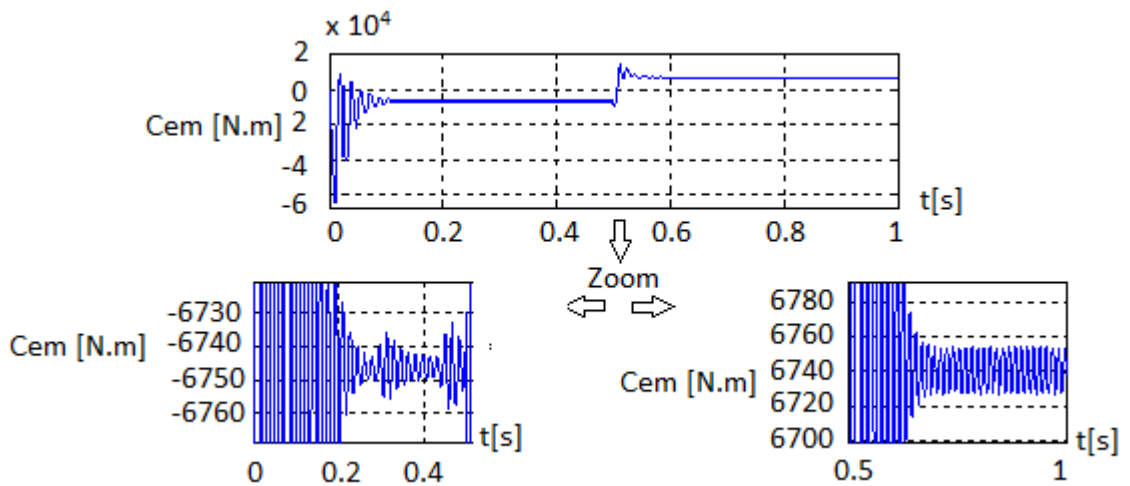


Figure 3.24 Couple électromagnétique

3.8 Discussion et analyse des résultats

3.8.1 Premier essai

A la figure 3.17, on voit que durant le démarrage à vide la vitesse de rotation du rotor $\omega_{méc}$ augmente linéairement jusqu'à atteindre à $t = 0,4s$ la vitesse de 1350tr/mn avec un glissement de 10%. Toujours lors du démarrage, on remarque que le couple électromagnétique (figure 3.18) présente des oscillations qui disparaissent après 0,24s.

Après, il atteint la valeur de 25,7kN.m puis il diminue jusqu'à atteindre la valeur minimale de 30 N.m. Pour ce qui est des courants statorique et rotorique (figure 3.13 et 3.14), ils présentent des variations importantes des amplitudes mais elles sont de très courte durée. Et deviennent constantes et de forme sinusoïdale de fréquence 50Hz pour les courants statorique et de 50Hz pour les courants rotorique. Les courants évoluent, suivant l'axe direct et en quadrature (figure 3.15), d'une façon symétrique, avec le même régime transitoire.

Pour les flux rotorique ϕ_{rd} et ϕ_{rq} (figure 3.16), ils évoluent de la même manière que le couple électromagnétique. A la fin du régime transitoire le flux ϕ_{rd} se stabilise à -3,75Wb et le flux ϕ_{rq} s'annule. Tandis que le flux statorique ϕ_{sd} se stabilise à -3,8Wb et ϕ_{sq} à 0,01Wb.

A l'intervalle de temps [1,2]s nous appliquons une charge de valeur $C_r=10\text{kN.m}$, dans ce cas la MADA fonctionne en mode moteur hypo-synchrone. Ceci a provoqué une diminution de la vitesse mécanique $\omega_{méc}$ jusqu'à 1296tr/mn et une augmentation du glissement. De même nous observons aussi une diminution des courants statorique I_{sd} et I_{sq} . Par contre, le couple électromagnétique C_{em} augmente jusqu'à la valeur 10kN.m et les courants rotorique suivant l'axe dq augmentent aussi. Ceci est évident vu la relation existant entre le flux et le couple.

Les figures 3.11 et 3.13 montrent qu'il y a un léger déphasage en arrière du courant statorique I_s par rapport à la tension statorique U_s . Ceci est du fait du caractère inductif de la machine. La machine absorbe de l'énergie active et réactive à partir de la source. La tension rotorique n'étant qu'une fraction de la puissance statorique et n'influe donc pas sur le signe de cette dernière.

A l'intervalle de temps [3,4]s une charge $C_r = -10\text{kN.m}$ est appliquée à la machine, la machine est entraînée. La MADA fonctionne en mode génératrice hypo-synchrone. Ceci a conduit à l'augmentation de la vitesse jusqu'à 1388 tr/mn et des courants statorique I_{sd} et I_{sq} . Et d'un autre côté, nous observons des diminutions du couple C_{em} jusqu'à -9,97kN.m, des courants rotorique I_{rd} et I_{rq} et des flux ϕ_{rd} et ϕ_{rq} . L'entraînement de la machine entraîne automatiquement une diminution du glissement mais reste toujours positive. Le courant statorique et la tension statorique sont presque déphasés de 180° . Donc la puissance est de signe négatif, la machine produit de la puissance active et la fournit au réseau et absorbe de la puissance réactive.

3.8.2 Deuxième essai

Au démarrage, vitesse de rotation 1640 tr/mn, les courants statorique et rotorique (figure 3.20 et 3.21) passent par un régime transitoire avec des amplitudes très grandes. Après un temps de presque 0,1s ils deviennent sinusoïdaux avec des amplitudes moins importantes. Le couple (figure 3.24) passe aussi par une période transitoire. Après cette période le couple oscille entre les valeurs -6,732kN.m et -6,76kN.m. Et à la vitesse 1800tr/mn il oscille entre les valeurs 6,73kN.m et 6,75kN.m. Ces oscillations donnent au couple un caractère pulsatoire ce qui engendre du bruit dans la machine.

A la vitesse 1640 tr/mn la tension statorique V_s et le courant statorique I_s (figure 3.19 et 3.20) sont presque déphasé de 180° et de signe différent. Dans ce cas la machine produit la puissance active et la fournit au réseau et absorbe une puissance réactive. La MADA fonctionne en mode générateur hyper-synchrone. Lorsque la MADA est entraînée à la vitesse de 1800 tr/mn la tension statorique U_s et le courant statorique I_s sont presque en phase et de même signe, la puissance est positive. La MADA absorbe de la puissance active et réactive, elle fonctionne en mode moteur hyper-synchrone.

3.9 Intégration de la turbine à la MADA

En pratique, les rotors des machines utilisées comme génératrice dans les systèmes de conversion éoliennes sont entraînés par une turbine éolienne. Cette turbine reçoit l'énergie cinétique du vent, qui est de nature fluctuante, est convertie en énergie mécanique. Par conséquent, la machine asynchrone à double alimentation tourne avec une vitesse variable. Pour avoir un modèle du système de conversion éolienne plus proche de la réalité, la variation de la vitesse de la génération en fonction de la vitesse du vent est prise en compte avec l'introduction de la turbine dans le système de conversion.

3.9.1 Modélisation de la turbine

La turbine comporte trois pales orientables de rayon R , fixées sur un arbre d'entraînement tournant à une vitesse Ω_{turbine} . Cette vitesse de rotation des pales est faible, elle n'est pas suffisante pour produire de l'énergie électrique. L'utilisation d'un multiplicateur mécanique de vitesse (MADA) est nécessaire pour faire entraîner la MADA avec une vitesse de rotation nécessaire pour produire de l'énergie électrique (figure 3.25).

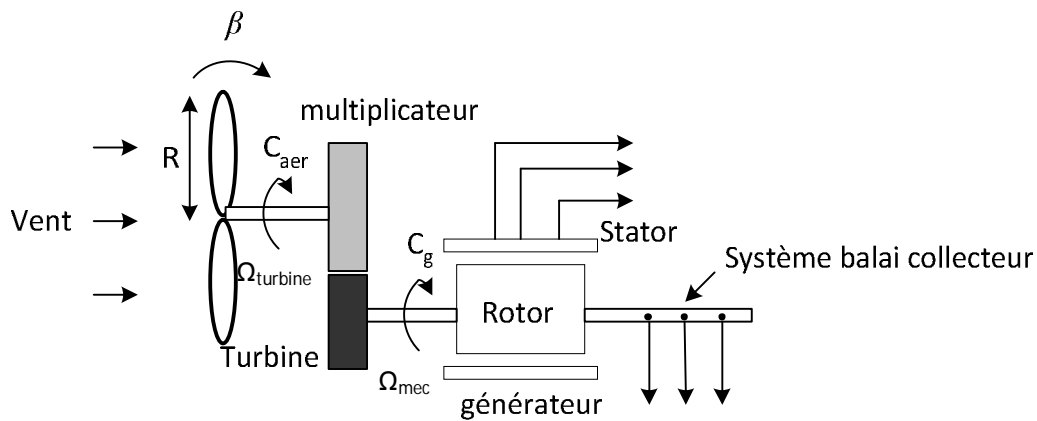


Figure 3.25 Schéma de la turbine éolienne

L'énergie du vent est l'énergie cinétique de l'air récupérable qui traverse une surface S. La puissance du vent est définie par [ERL 2006] :

$$P_{\text{vent}} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot S \cdot V^3 . \quad (3.28)$$

Cependant, selon Betz, il est impossible d'extraire la totalité de l'énergie cinétique de l'air qui fait fonctionner les pales du rotor (loi de Betz). L'air qui fait tourner les pales doit être évacué, ce qui fait que la vitesse du vent se retrouve réduite. Par conséquent, les pales n'extraient qu'une partie (fraction) de la puissance du vent. Cette fraction est appelé coefficient de puissance C_p. La puissance aérodynamique apparaissant au niveau du rotor de la turbine s'écrit comme suit [ERL 2006], [WAN 2011] :

$$P_{\text{aer}} = C_p \cdot P_{\text{vent}} = C_p(\lambda, \beta) \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2} . \quad (3.29)$$

- C_p: est le coefficient de performance ou coefficient de puissance.
- V : la vitesse du vent en m/s ;
- ρ : la masse volumique de l'air ;
- S : la surface d'air balayée par les pales en m² ;
- β : Angle d'orientation des pâles ou angle de calage des pâles (angle de pitch).

Le coefficient C_p est sans unité, il caractérise le niveau de rendement d'une turbine éolienne. Il est défini comme le rapport suivant :

$$C_p = \frac{\text{Puissance disponible sur l'arbre de la turbine}}{\text{Puissance récupéré par les pales}} . \quad (3.30)$$

L'expression du coefficient de puissance C_p est spécifique à chaque éolienne. Son expression a été approchée de manière empirique pour une éolienne intégrant une MADA. L'expression suivante, qui est de forme exponentielle, est pour une éolienne de 1,5 MW:

$$\begin{cases} C_p = 0.22 \cdot \left(\frac{116}{\lambda_i} - 0.4\beta - 5 \right) \cdot \exp\left(-\frac{12.5}{\lambda_i}\right), \\ \lambda_i = \left(\frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \right)^{-1}. \end{cases} \quad (3.31)$$

Le paramètre λ est défini comme étant le rapport de la vitesse d'extrémité des pales sur la vitesse du vent [ELS 2008]. Il est appelé aussi paramètre de rapidité ou vitesse spécifique, ou bien rapport de vitesse en bout de pale (tip-speed ratio):

$$\lambda = \frac{\Omega_t \cdot R}{V}, \quad (3.32)$$

- R : rayon de la pale en m ;
- Ω_t : vitesse de la pale (turbine) en rad/s ;
- V : vitesse du vent en m/s.

Si $\lambda < 3$, l'éolienne est dite lente, et si $\lambda > 3$, l'éolienne est dite rapide.

L'expression du couple aérodynamique est donné par :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{turbine}} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V^3}{2 \cdot \Omega_{turbine}}. \quad (3.33)$$

Le coefficient de couple C_r est défini comme :

$$C_r = \frac{C_p}{\lambda}. \quad (3.34)$$

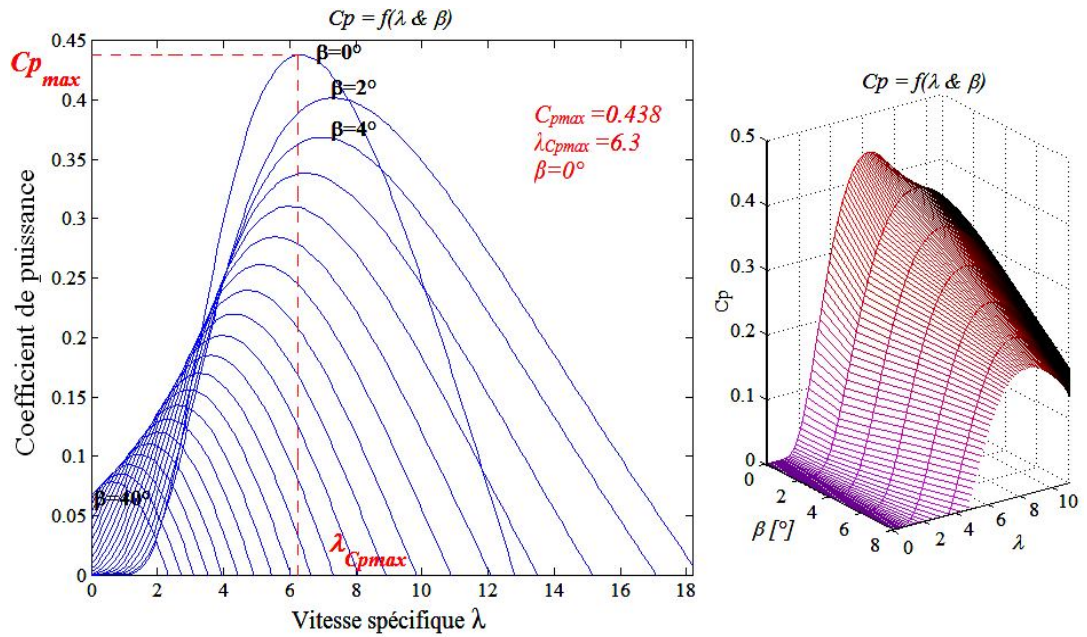


Figure 3.26 Coefficient de puissance (C_p) en fonction du ratio de vitesse (λ) et de l'angle d'orientation des pâles (β) d'une turbine d'éolienne de 1,5 MW

3.9.2 Modèle du multiplicateur

Le multiplicateur de vitesse est défini par son rapport de multiplication (gain) comme suit :

$$\begin{cases} C_g = \frac{C_{aer}}{G} & \text{pour le couple} \\ \Omega_{turbine} = \frac{\Omega_{mec}}{G} & \text{pour la vitesse} \end{cases} \quad (3.35)$$

Avec :

- C_g : couple issu du multiplicateur ;
- C_{aer} : couple aérodynamique ;
- G : gain du multiplicateur.

3.9.3 Equation dynamique de l'arbre de la turbine

La modélisation de la transmission mécanique est comme suit :

$$J_t = \frac{d\Omega_{mec}}{dt} + f = \sum \text{des couples} \quad (3.36)$$

- J_t : inertie totale comprenant l'inertie de la génératrice et celle de la turbine ;
- f : coefficient de frottement visqueux.

Le schéma bloc du modèle de la turbine est montré sur la figure 3.27.

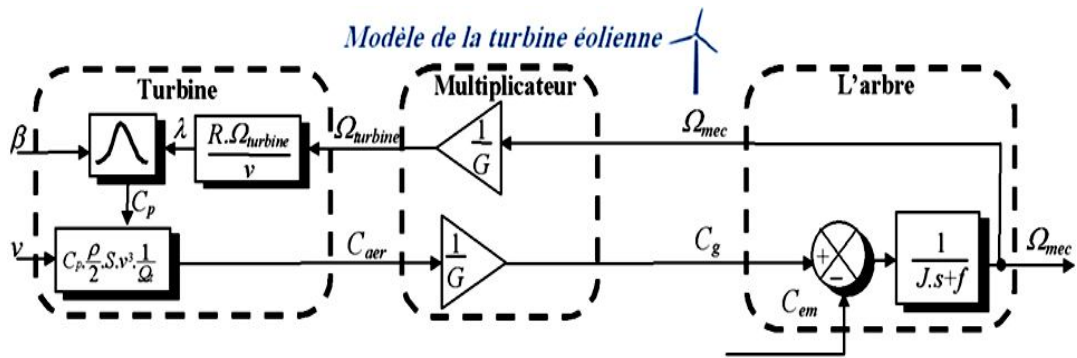


Figure 3.27 Schéma bloc du modèle de la turbine

3.9.4 Stratégie de commande de la turbine

La figure 3.28 représente la caractéristique Puissance-Vitesse d'une éolienne à vitesse variable avec représentation de quatre périodes de son fonctionnement:

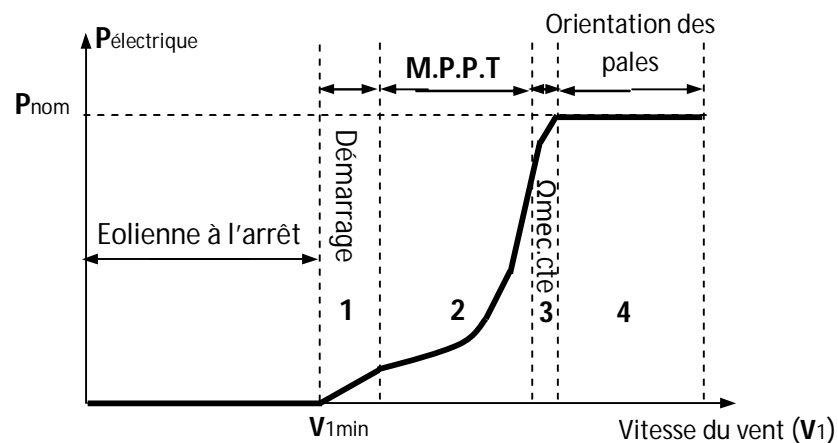


Figure 3.28 Caractéristique puissance-vitesse d'une éolienne

- **Phase 1** : Phase de démarrage de la machine : la production électrique commence lorsque la vitesse mécanique atteint environ 70% de la vitesse de synchronisme de la génératrice. La puissance électrique reste assez faible ;
- **Phase 2** : Phase d'extraction de la puissance maximale ou phase MPPT (Maximum Power Point Tracking) : dans cette zone, la vitesse mécanique varie et peut atteindre une valeur proche de la vitesse nominale. La puissance électrique augmente rapidement. Dans cette zone, l'angle de calage des pales β reste constant à sa valeur minimale afin d'obtenir un C_p maximal ;

- **Phase 3** : Phase à vitesse mécanique quasi constante : l'angle de calage des pales β varie afin d'obtenir une puissance électrique maximale pour différentes valeurs de vent. C'est le pitch control. La puissance électrique augmente très rapidement jusqu'à sa valeur nominale ;
- **Phase 4** : Phase à puissance constante : lorsque la vitesse du vent augmente encore, l'angle de calage des pales devient important afin de conserver la puissance électrique constante et nominale. Par sécurité, si la vitesse du vent devient trop importante et risque d'endommager de l'éolienne, l'angle de calage des pales se fixe à 90° , c'est-à-dire les pales se mettent en drapeau. Ce qui met à l'arrêt l'éolienne jusqu'à ce que la vitesse du vent diminue et devienne moins grande.

3.9.5 Maximisation de la puissance extraite

Dans la pratique, la vitesse de rotation est généralement contrôlée par le couple électromagnétique afin de maximiser la puissance électrique générée (MPPT). Pour cela, deux types [ELA 2003] de stratégie de commande sont rencontrées dans littérature,

- Le contrôle par asservissement de la vitesse mécanique;
- Le contrôle sans asservissement de la vitesse mécanique.

Du fait que le vent est une grandeur stochastique, de nature très fluctuante, il constitue la perturbation principale de la chaîne de conversion éolienne et par conséquent il produit des variations de puissance. La mesure de sa grandeur est très délicate. En effet, Une mesure imprécise de sa vitesse provoque la dégradation de la puissance captée selon la technique MPPT. C'est pourquoi la plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans asservissement de la vitesse [MUL 2001], [ELA 2005].

3.9.6 Maximisation de la puissance sans asservissement de la vitesse

En pratique une mesure précise de la vitesse du vent est difficile, c'est pourquoi la plupart des turbines éoliennes sont contrôlées sans asservissement de vitesse. Cette commande se base sur l'hypothèse que la vitesse du vent varie très peu en régime permanent [ELA 2005]. Dans ce cas, et à partir de l'équation de la dynamique de la turbine, l'équation statique décrivant le régime permanent de la turbine s'écrit comme suit :

$$J_t \cdot \frac{d\Omega_{mec}}{dt} = C_{mec} = C_g - C_{em} - C_{vis} = 0. \quad (3.37)$$

En négligeant l'effet du couple des frottements visqueux, on obtient :

$$C_{em} = C_g \cdot \quad (3.38)$$

Le couple électromagnétique de réglage est déterminé à partir d'une estimation du couple éolienne :

$$C_{em-ref} = \frac{C_{aer-estimé}}{G} \quad (3.39)$$

A partir de la mesure de la vitesse mécanique et la connaissance d'une estimation de la vitesse du vent, on obtient :

$$C_{aer} = \frac{P_{aer}}{\Omega_{\text{turbine-estimée}}} = C_p \cdot \frac{\rho \cdot S \cdot V_{\text{estimée}}^3}{2 \cdot \Omega_{\text{turbine-estimée}}} \quad (3.40)$$

$$\text{avec : } \begin{cases} V_{\text{estimée}} = \frac{\Omega_{\text{turbine-estimée}} \cdot R}{\lambda} \\ \Omega_{\text{turbine-estimée}} = \frac{\Omega_{\text{mec}}}{G} \end{cases}$$

Le ratio de vitesse est fixé à la valeur $\lambda_{C_{pmax}}$ qui correspond au maximum du coefficient de puissance C_{pmax} et, en regroupant les équations précédentes, l'expression du couple de référence est obtenue. Il est proportionnel au carré de la vitesse de la génératrice.

$$C_{em-ref} = \frac{C_p}{\lambda^3_{C_{pmax}}} \cdot \frac{\rho \cdot \pi \cdot R^5}{2 \cdot G^3} \cdot \Omega_{\text{mec}}^2 \quad (3.41)$$

Le schéma bloc de maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse est donné à la figure 3.29 [ELA 2005].

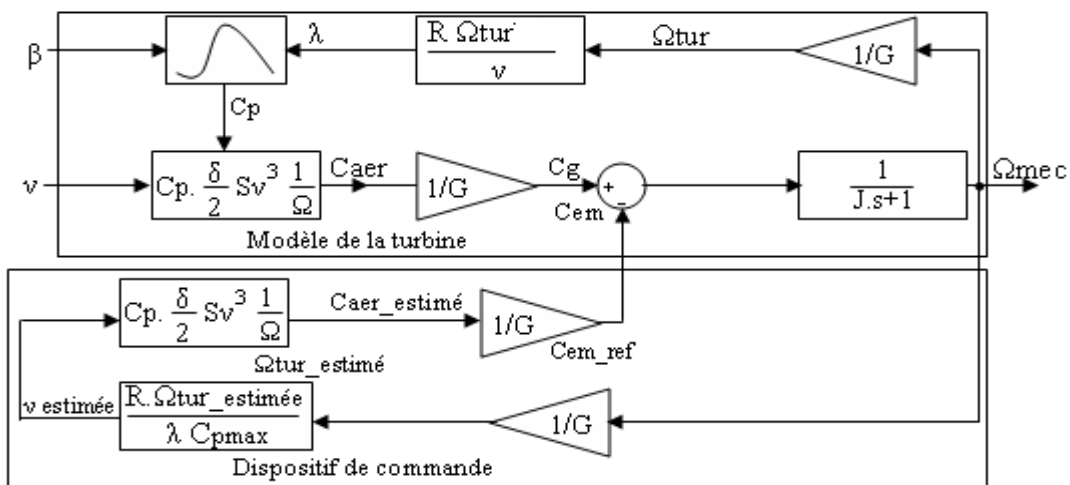


Figure 3.29 Maximisation de la puissance extraite sans asservissement de la vitesse

3.9.7 Validation du modèle de la turbine

Afin de valider le modèle de la turbine présenté précédemment, nous appliquons à cette turbine le profil du vent illustré sur la figure (3.30), tout en supposant qu'à $t=0,03s$, la vitesse du vent atteint une valeur seuil de $4m/s$ pour laquelle la MADA commence à produire de l'énergie. A partir de $t=0,075s$, la vitesse du vent aura une valeur moyenne de $12m/s$. Les résultats obtenus sont représentés sur les figures suivantes,

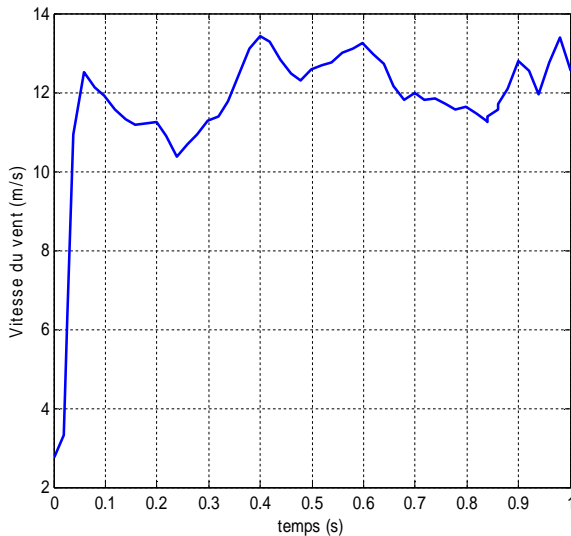


Figure 3.30 Profil du vent appliqué à la turbine

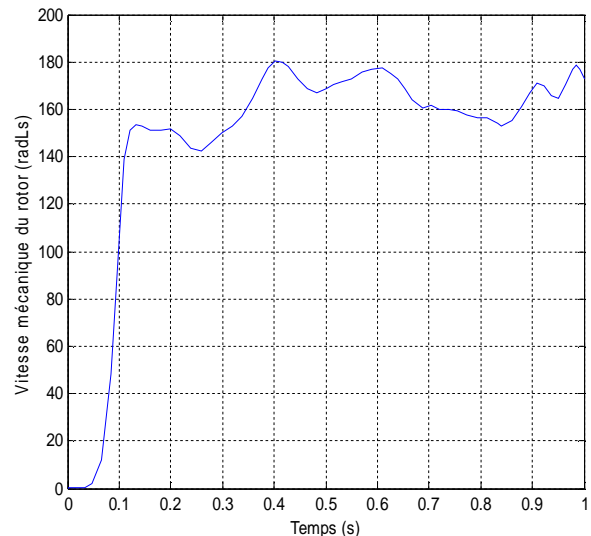


Figure 3.31 Vitesse mécanique du rotor

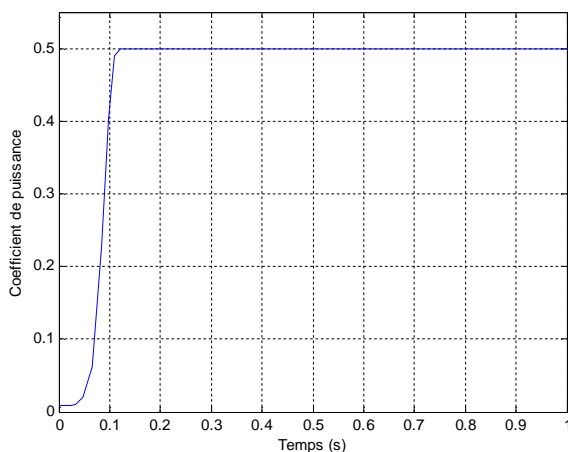


Figure 3.32 Coefficient de puissance

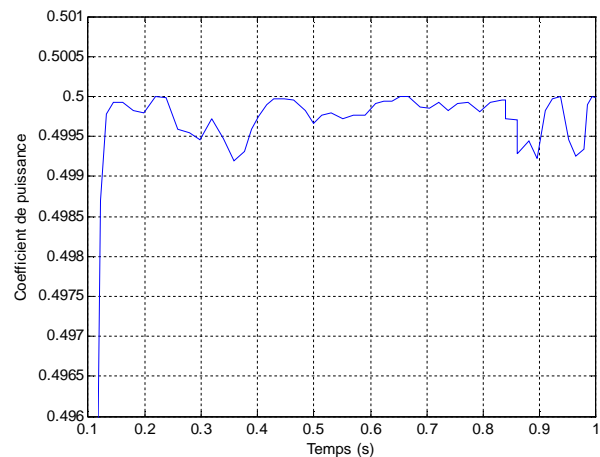


Figure 3.33 -Coefficient de puissance avec zoom

D'après ces résultats, il est constaté que la stratégie de commande utilisée (Contrôle sans asservissement de la vitesse) est efficace, car le coefficient de puissance a été maintenu pratiquement constant avec une valeur moyenne $C_p=0,4998$ (figure 3.32 et 3.33), qui est très proche à la valeur maximale pratique $C_p=0,5$ (c'est à dire maximisation de la puissance).

De plus, nous constatons que la vitesse mécanique du rotor a presque la même allure que la vitesse du vent appliqué, néanmoins elle présente un léger retard qui est dû à l'inertie totale de la turbine.

3.9.8 Intégration de la turbine à la MADA

Les figures 3.34 jusqu'à 3.41 représentent les résultats de simulation de la chaîne de conversion éolienne (cascade redresseur de courant à cinq niveaux à diodes flottantes-onduleur de tension à cinq niveaux à diodes flottantes-MADA-Turbine).

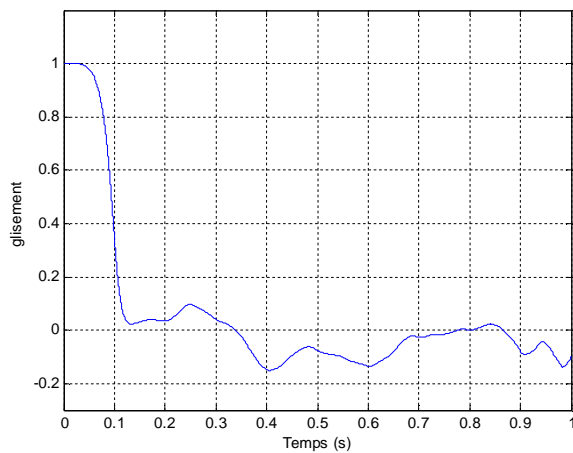


Figure 3.34 Glissement de la machine

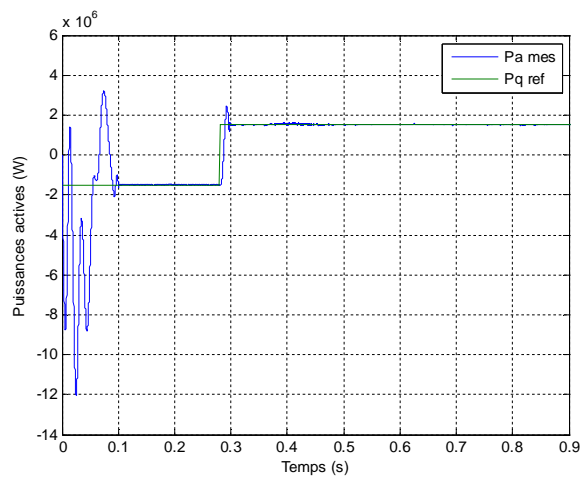


Figure 3.35 Puissances actives

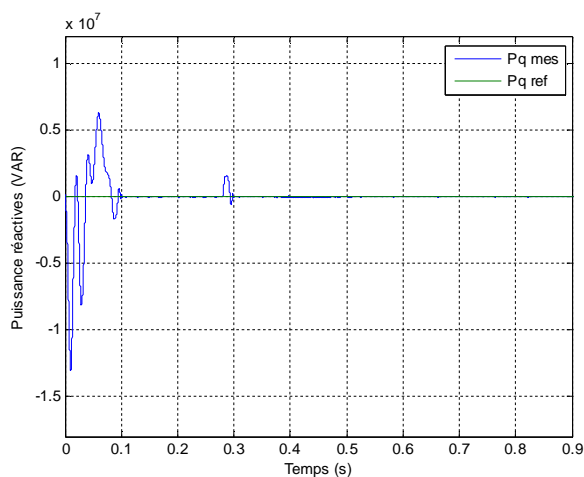


Figure 3.36 Puissances réactives

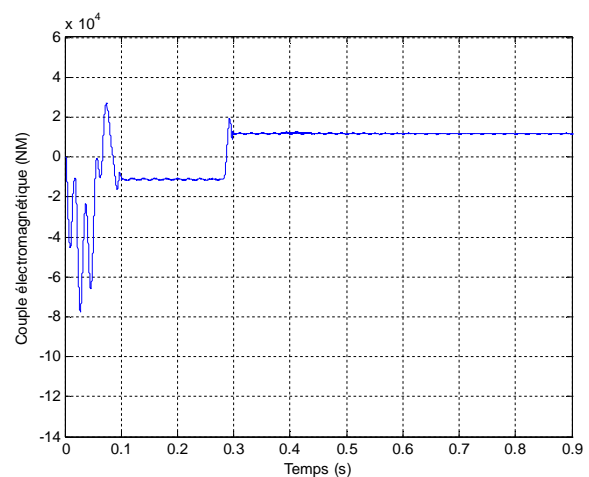


Figure 3.37 Couple électromagnétique

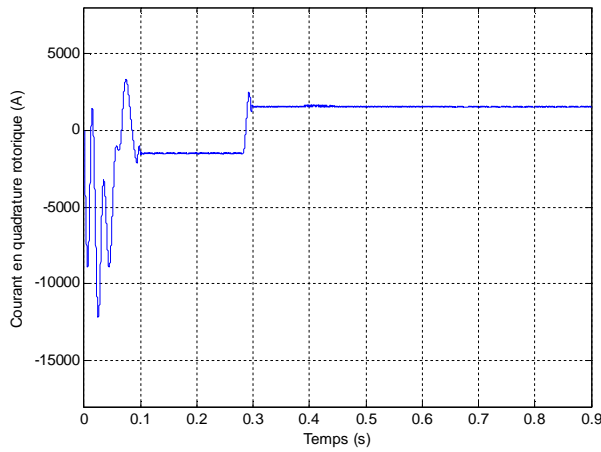


Figure 3.38 Courant rotorique en quadrature

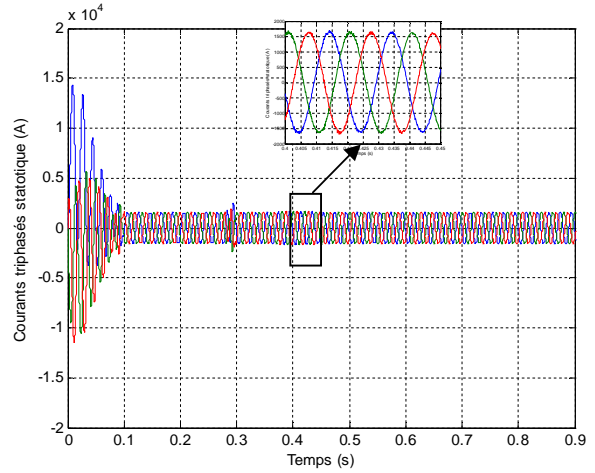


Figure 3.39 Courants triphasés statoriques

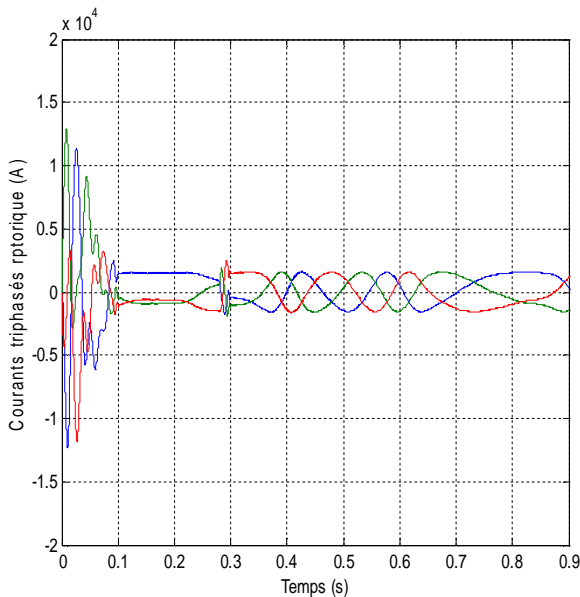


Figure 3.40 Courants triphasés rotoriques

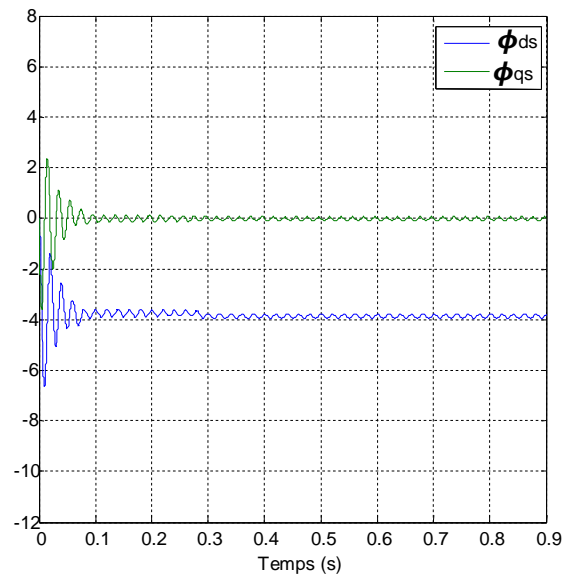


Figure 3.41 Flux statorique direct et en quadrature

Malgré la variation de la vitesse de la génératrice, nous remarquons que le système est stable et la commande utilisée est performante. Les puissances active et réactive suivent toujours leurs consignes. De plus, la puissance active et le couple électromagnétique dépendent uniquement du courant rotorique en quadrature. Le flux statorique en quadrature oscille au tour de zéro.

Les courants statorique sont sinusoidaux, de fréquence $f = 50$ Hz et les courants rotorique ont une fréquence variable à cause de la variation de la vitesse du rotor de la machine (vitesse de la turbine).

Par ailleurs, nous remarquons l'amplification de toutes les grandeurs de la génératrice pendant le régime transitoire par rapport aux résultats de l'application

précédente (sans turbine). Cette amplification est due à l'association des deux régimes transitoires, le régime transitoire de la turbine et le régime transitoire de la génératrice.

3.10 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types d'aérogénérateurs de technologie MADA, où le modèle de cette dernière est défini par un système d'équations différentielles dont les coefficients sont des fonctions périodiques du temps. Puis nous avons établi le modèle pour la turbine commandée par la stratégie de maximisation de la puissance, ensuite, nous avons montré l'effet de la variation de la vitesse de la turbine sur les grandeurs rotorique de la MADA. Dans le chapitre suivant, la MADA sera intégrée au réseau de distribution afin de contrôler la tension et la puissance réactive.

Chapitre 4 : Contrôle de la tension et de la puissance réactive à l'aide de la MADA

4.1 Introduction

La dérégulation du marché de l'électricité a conduit à une augmentation continue du nombre des sources à énergie renouvelable, tel que les aérogénérateurs, connectés au système de puissance. La majorité des éoliennes, particulièrement installées dans la campagne avec les conditions appropriées [SID 2007] sont connectés au réseau de distribution [NAS 2008]. Dans la conception classique des réseaux de distribution, qui est généralement de topologie radiale, l'écoulement de puissance est unidirectionnel, il est du poste de transformateur vers le consommateur (charge). Ces réseaux de distribution classiques sont des systèmes passifs. L'intégration à ces réseaux des générateurs dispersés (GD), tels que les générateurs photovoltaïques et les éoliennes, l'écoulement de puissance devient bidirectionnel. En effet, la direction de l'écoulement de puissance change selon que le générateur dispersé produit de l'énergie électrique ou se trouve à l'arrêt. Le système devient alors actif.

L'augmentation de l'énergie produite par les éoliennes et par conséquent, l'augmentation de la pénétration des éoliennes dans les systèmes de puissances [ELS 2008], peut affecter le comportement de ces derniers.

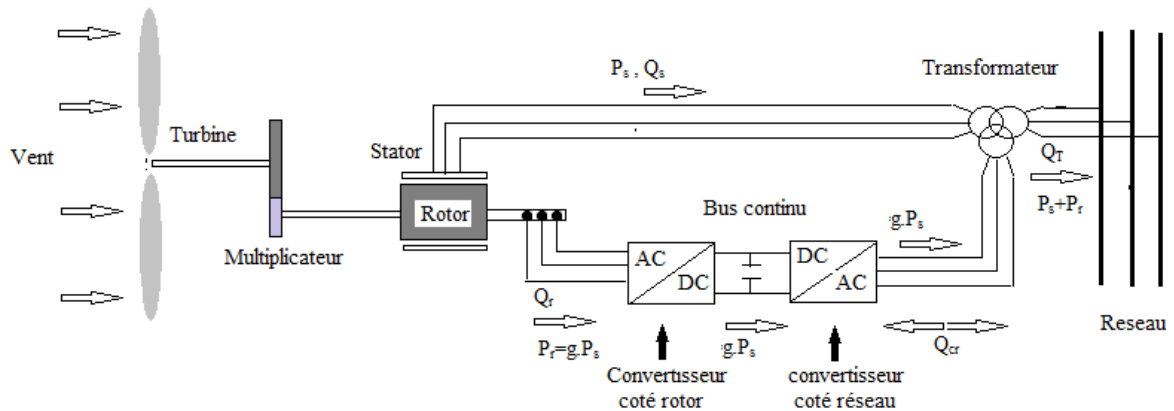


Figure 4.1 Schéma structurel de la MADA avec écoulement de la puissance

En effet, un taux de pénétration très élevé des éoliennes, affecte non seulement le réseau de distribution mais aussi le réseau de transport. Il peut affecter la qualité de l'énergie, la stabilité du réseau et le plan de protection [ELS 2008]. Pour limiter l'impact des éoliennes sur le système de puissance plusieurs pays ont limité leur taux de pénétration et ont établi des critères de raccordement. Certains pays, par exemple, ont limité la puissance

maximale des générateurs dispersés connectés au réseau de distribution (HTA) à 12 MW. De ce fait, il est important d'analyser l'impact des éoliennes sur le système de puissances.

4.2 Impact sur la qualité de la tension et de la puissance.

Pour montrer l'impact de l'éolienne sur la qualité de la tension et de la puissance, une simulation est réalisée sous PSAT sur le réseau WSCC 3 machines/ 9 nœuds [RAM 2006] [annexe2]. Une ferme de 10 éoliennes de puissance chacune de 2 MW est raccordée au nœud 5 créant ainsi un dixième nœud.

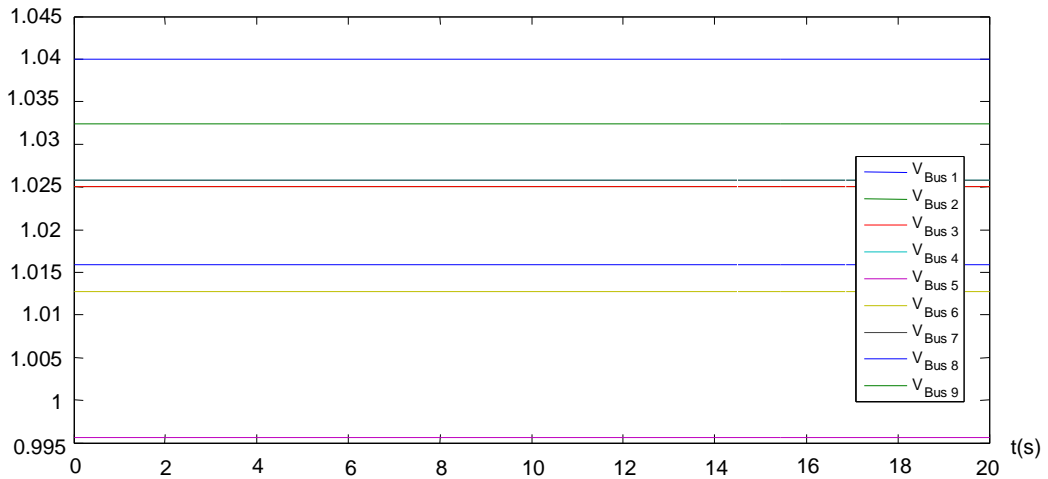


Figure 4.2 Tension au niveau de chaque nœud sans ferme éolienne

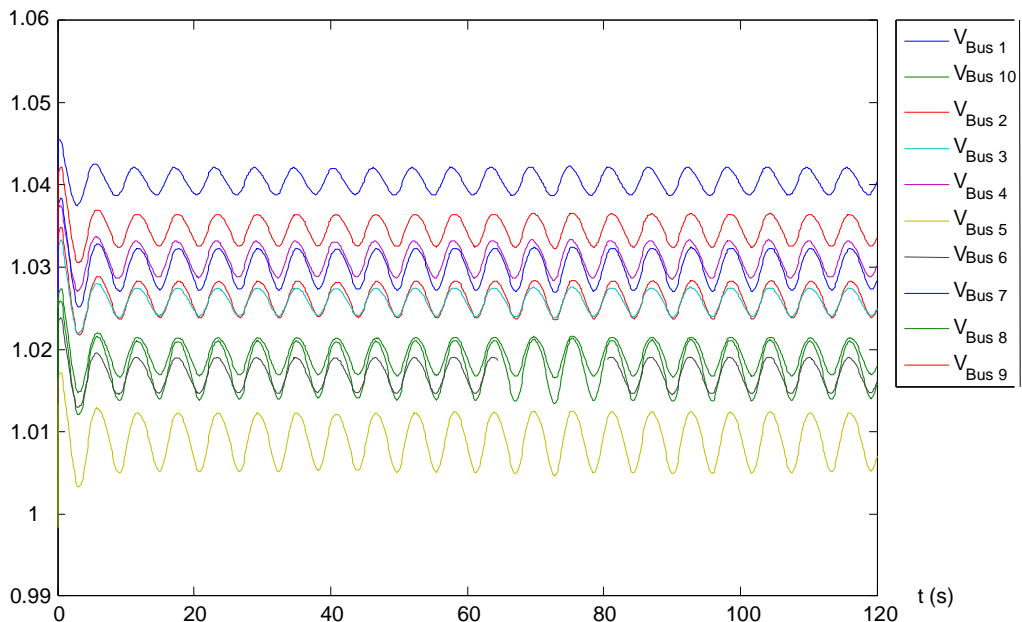


Figure 4.3 Tension au niveau de chaque nœud avec ferme éolienne connectée au nœud 5

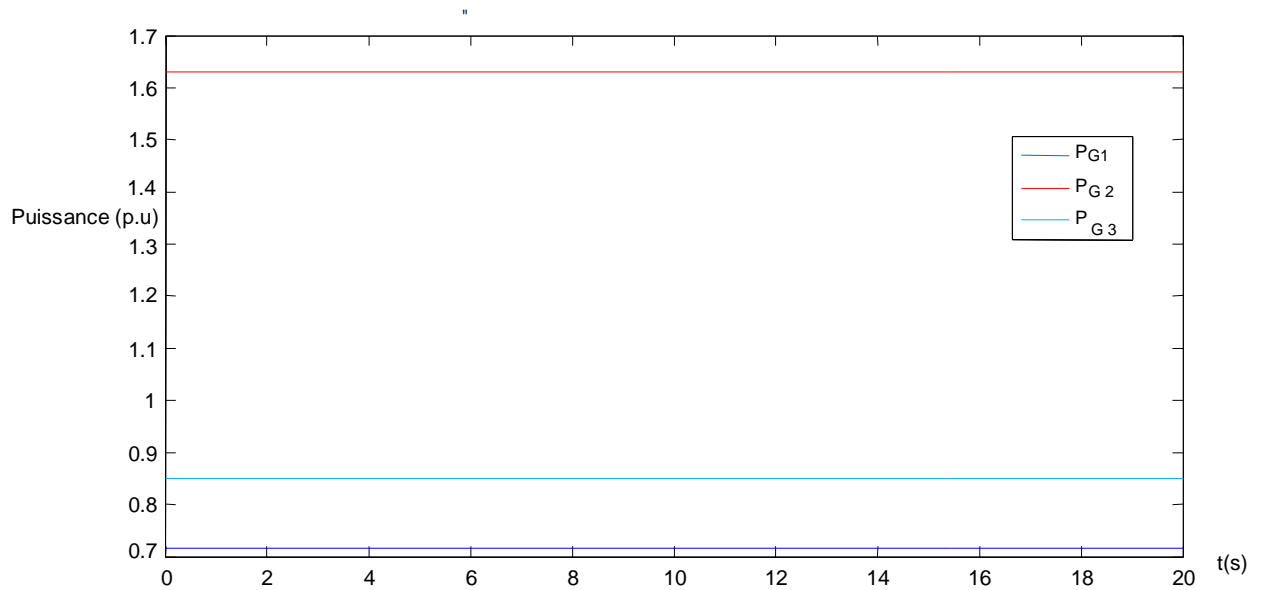


Figure 4.4 Puissance générée par chaque générateur sans ferme éolienne

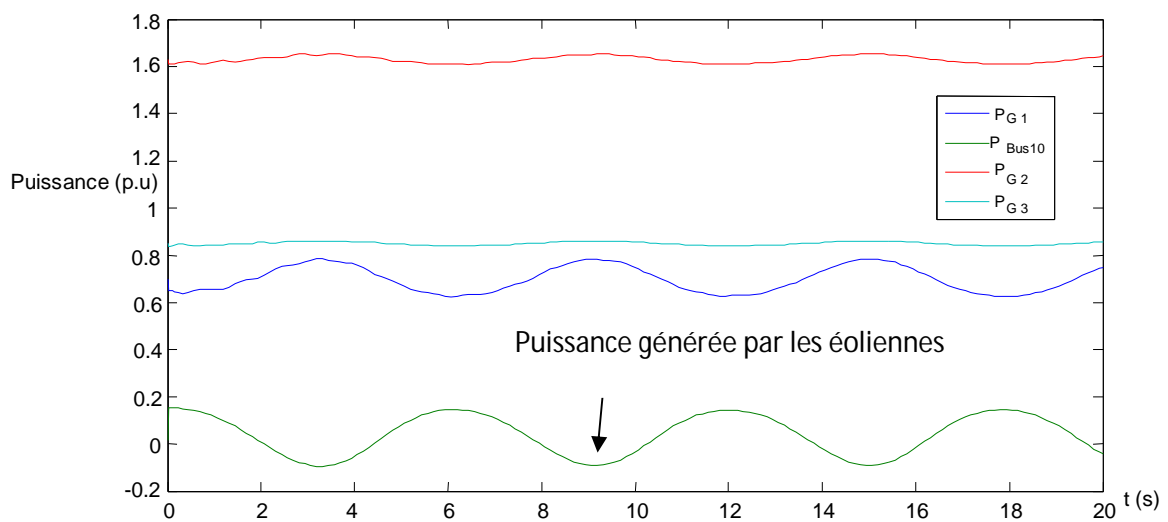


Figure 4.5 Puissance générée par chaque générateur en présence de la ferme éolienne connectée au nœud 5

A partir de ces figures, on voit bien que l'intégration de la ferme d'éolienne affecte la qualité de la tension et de la puissance, les deux paramètres présentent des fluctuations. De plus, à partir de la figure 4.5 on remarque que l'impact de l'intégration de l'éolienne est moins important sur la puissance générée par le générateur G_3 , qui est éloigné que le générateur G_1 et G_2 de la ferme. En effet, la fluctuation de la puissance est moins importante que celles des autres générateurs. Ceci montre que le choix du lieu du raccordement de la ferme d'éoliennes est très important et doit être fait après étude et analyse.

5.3 Impact sur la stabilité

En présence d'une variation de puissance, le système de puissance, après quelques oscillations, peut rester stable ou retrouver un autre état de fonctionnement stable ou bien il peut devenir instable, dans ce cas le régime oscillatoire diverge. En régime statique, la stabilité d'un réseau électrique est définie comme étant l'aptitude du système de puissance de retrouver son point de fonctionnement initial après une petite perturbation.

Lorsque le système passe d'un état stable statique à un autre état stable suite à une grande perturbation, le système fonctionne pendant un certain temps en régime transitoire, on est dans le cas de l'étude de la stabilité transitoire du système. Tandis qu'en régime dynamique, le système de puissance est dit stable lorsqu'il évite tout régime oscillatoire divergeant et retrouver un état de fonctionnement stable. Parmi les causes qui peuvent provoquer l'instabilité d'un système nous citons :

- Chute et creux de tension ;
- Variation de la fréquence ;
- Court-circuit triphasé ;
- Coupures brèves ou longue ;
- Variation de la charge.

Une simulation est réalisée sous Psat pour voir l'impact des éoliennes sur la stabilité du réseau WSCC 3 machines/ 9 nœuds. Pour se faire, nous avons appliqué un court-circuit triphasé au nœud 7, et la stabilité est évaluée par l'estimation du temps critique du défaut.

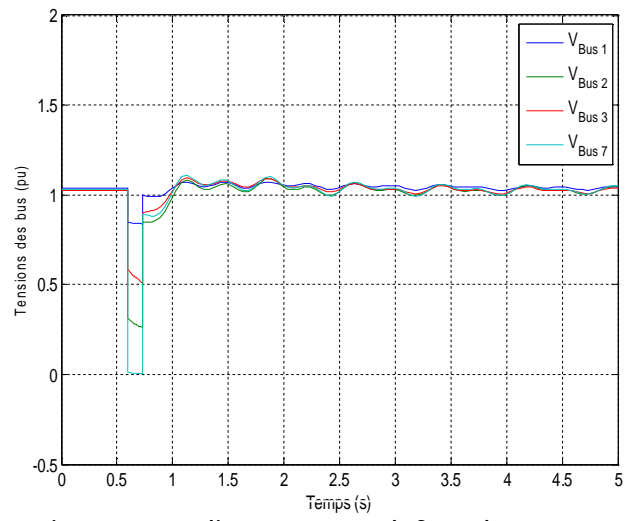
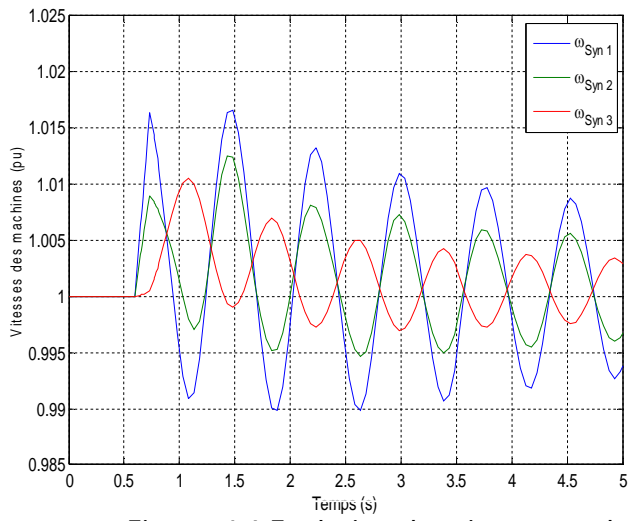


Figure 4.6 Evolution des vitesses et des tensions sans éoliennes avec défaut d'une durée de 0.2031s (réseau stable)

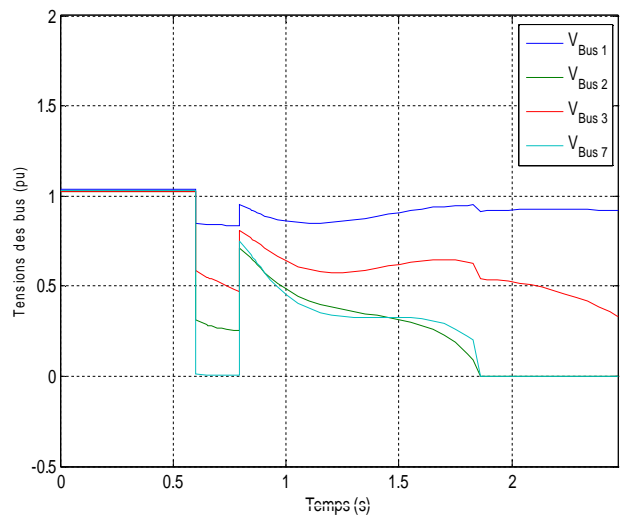
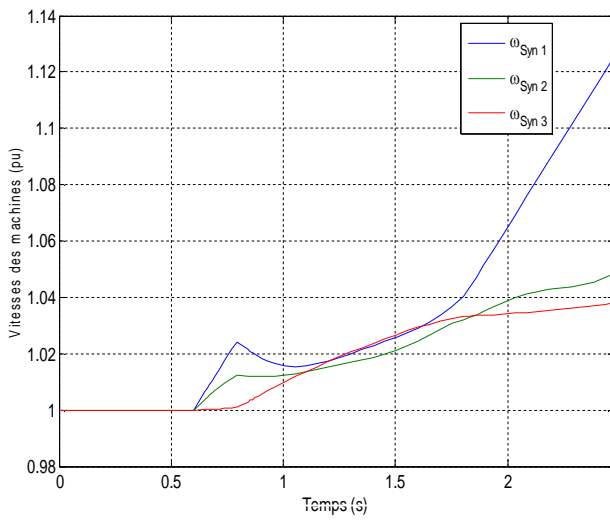


Figure 4.7 Evolution des vitesses et des tensions sans éoliennes avec durée du défaut égale à 0.2032s (réseau instable)

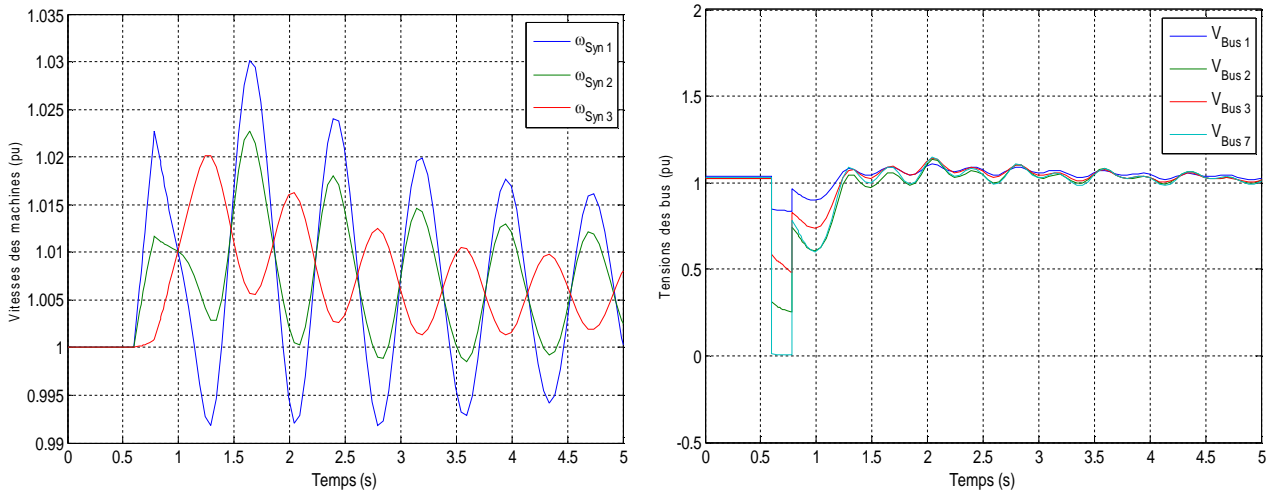


Figure 4.8 Evolution des vitesses et des tensions avec intégration des éoliennes au **nœud 5** et défaut de 0.1677 s (réseau stable)

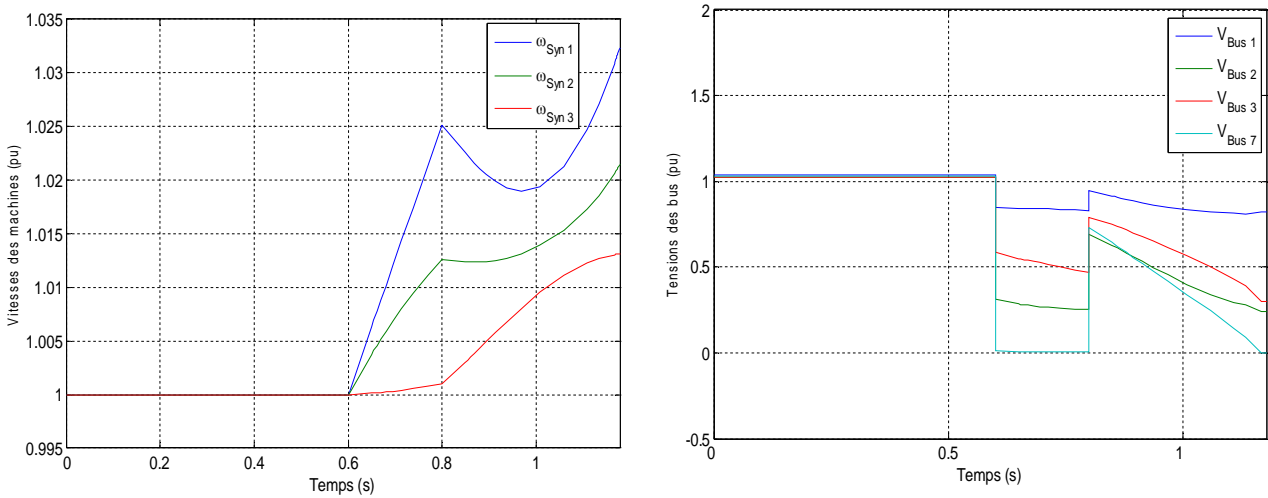


Figure 4.9 Evolution des vitesses et des tensions avec intégration des éoliennes au **nœud 5** et défaut de 0.1678 s (réseau instable)

Ces résultats montrent qu'avec l'intégration des éoliennes, le temps critique a diminué. En effet, le temps critique qui était égale à 0,2032s sans éoliennes a diminué à 0,1678 s lors de l'intégration de la ferme d'éolienne.

4.4 Capacité de la puissance de la MADA.

Avec le taux d'intégration (pénétration) des éoliennes qui augmente d'année en année, ce qui est devenu une nécessité et inévitable, plusieurs pays ont établi de nouvelles spécifications (exigences) à l'encontre des nouvelles fermes éoliennes à être connectées [SAN 2008]. La première spécification a pour but d'améliorer la stabilité transitoire d'un système de puissance avec un taux d'intégration élevé des fermes éoliennes. Et la deuxième spécification a pour but de renforcer le contrôle de la tension. Dans tout système de puissance chaque générateur connecté au système doit contribuer au contrôle de la puissance-fréquence et au réglage de la tension. Par conséquent, les générateurs doivent avoir une certaine capacité de la puissance réactive afin de répondre à ces spécifications. Certains pays exigent à ce que les générateurs aient une marge de la capacité de la puissance réactive de $\pm 15\%$ de la puissance nominale [SAN 2008].

4.4.1 Modèle mathématique de la MADA

Le stator de l'éolienne à vitesse variable à base de la machine asynchrone à double alimentation (MADA) est directement connecté au réseau tandis que le rotor est connecté au réseau à travers 2 convertisseurs permettant le contrôle du courant du rotor (Figure 4.1). Ce contrôle permet, d'un côté à la MADA de fonctionner à vitesses variables à travers de large plage de vitesses du vent afin d'avoir un rendement élevé, c'est-à-dire avoir un coefficient de puissance élevé. Et de l'autre côté un contrôle de la puissance réactive permet à la MADA de participer au réglage de la tension du système de puissance à lequel elle est connectée. La figure 4.10 représente le circuit équivalent de la MADA [ZHO 2010], qui est identique à celui d'une machine synchrone.

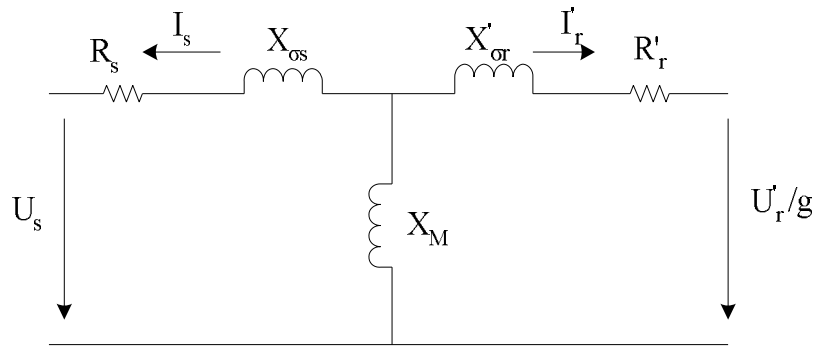


Figure 4.10 Circuit équivalent de la MADA

Où : U_s, I_s : Tension du stator et courant du stator respectivement.

U_r, I_r : Tension du rotor et courant du rotor respectivement.

R_r : résistance rotorique, R_s : résistance statorique

X_s : réactance du statorique, X_r : réactance du rotor, X_M : réactance mutuelle

g : glissement.

Selon la figure 4.1 la puissance active totale fournie au réseau par l'éolienne à base de la MADA est

$P_T = P_s + P_r$ et en prenant compte que $P_r = -g.P_s$ on a alors :

$$P_T = P_s(1 - g) \quad (4.1)$$

Pour ce qui est de la puissance réactive totale fournie au réseau, elle n'est pas égale à la somme des puissances réactives du stator et du rotor. Et ceci par le fait que la puissance réactive du rotor ne peut pas passer à travers les convertisseurs de fréquence [ZHO 2010]. Le convertisseur côté réseau produit lui-même la puissance réactive Q_{cr} (figure 4.1). Alors, la puissance réactive fournie au réseau est la somme de puissance réactive statorique Q_s et la puissance réactive du convertisseur Q_{cr} . De plus, en prenant compte que le convertisseur côté réseau fonctionne généralement avec un facteur de puissance unitaire alors la puissance réactive totale fournie au réseau est :

$$Q_T = Q_s + Q_{cr} \quad (4.2)$$

La référence [SAN 2008] a présenté le modèle mathématique de la MADA et a déterminé les capacités limites de la MADA. C'est-à-dire les limites du courant statorique et rotorique.

A partir du circuit équivalent de la MADA (figure 4.10), on déduit les équations du stator et du rotor :

$$\vec{U}_s = -R_s \cdot \vec{I}_s - jX_s \cdot \vec{I}_s - jX_M \cdot \vec{I}_r \quad (4.3)$$

$$\vec{U}_r = -R_r \cdot \vec{I}_r - jgX_r \cdot \vec{I}_r - jgX_M \cdot \vec{I}_s \quad (4.4)$$

$$\vec{E} = -jX_M \cdot \vec{I}_r \quad (4.5)$$

En remplaçant la FEM \vec{E} dans l'équation 4.3 on a :

$$\vec{U}_s = -R_s \cdot \vec{I}_s - jX_s \cdot \vec{I}_s + \vec{E} \quad (4.6)$$

Les puissances actives et réactives peuvent être exprimées en fonction du courant statorique I_s et rotorique I_r [SAN 2008].

- Puissance active et réactive statorique sont :

$$\vec{S}_s = \vec{P}_s + \vec{Q}_s \quad \text{avec} \quad \vec{S}_s = 3 \cdot \vec{U}_s \cdot \vec{I}_s^* \\ \implies 3\vec{U}_s \vec{I}_s^* = \vec{P}_s + \vec{Q}_s \quad \text{Ou bien} \quad 3\vec{U}_s \vec{I}_s^* = P_s + jQ_s \quad (4.7)$$

De l'équation 4.5 et en négligeant la résistance R_s le courant du stator est égale à :

$$\vec{I}_s = \frac{(\vec{E} - \vec{U}_s)}{jX_M} \quad (4.8)$$

En remplace l'équation 4.7 dans l'équation 4.6 on obtient les expressions de la puissance active et réactive statorique :

$$P_s = \frac{3EU_s \sin \delta}{X_s} \quad \text{et} \quad Q_s = \frac{3}{X_s} EU_s \cos \delta - \frac{3U_s^2}{X_s}, \quad (4.9)$$

où δ angle entre le vecteur E et U_s

- Puissance active et réactive rotorique sont :

De la même manière que pour le stator, de l'équation 4.4 on déduit ce qui suit :

$$\text{Avec} \quad \vec{P}_r + \vec{Q}_r = 3\vec{U}_r \vec{I}_r^*, \quad \text{ou bien} \quad P_r + jQ_r = 3\vec{U}_r \vec{I}_r^* \quad (4.10)$$

$$P_r = -\frac{g \cdot 3 \cdot E \cdot U_s \cdot \sin \delta}{X_s}, \quad Q_r = -g \left(\frac{3}{X_s} EU_s \cos \delta + 3X_r I_r^2 - 3E^2 / X_s \right). \quad (4.11)$$

5.4.2 Limites de la capacité de la MADA

En régime statique la capacité de la MADA de production de la puissance, qui est identique à d'autres machines électriques, est limité par l'échauffement par effet joule produit les courants statorique et rotorique au niveau de leurs enroulements respectives. C'est-à-dire par sa tenue thermique lors de son fonctionnement à courant statorique et

rotorique nominale [SAN 2008]. La connaissance des limites de la capacité de la MADA nous permettra de répondre aux exigences du système de puissance.

- La limite du courant statorique est obtenue à puissance nominale fournie par le stator.

$$P_s^2 + Q_s^2 = (3U_s I_s)^2, S = 3U_s I_s. \quad (4.12)$$

- De la même manière la limite du courant rotorique est obtenue en tenant compte de la chaleur produite par effet joule au niveau de l'enroulement rotorique. En utilisant les équations 4.5 et 4.9 avec la valeur de la tension nominale, on obtient les expressions suivantes :

$$P_s = 3 \frac{X_M}{X_s} I_r U_s \sin \delta, \quad Q_s = 3 \frac{X_M}{X_s} I_r U_s \cos \delta - 3 \frac{U_s^2}{X_s}. \quad (4.13)$$

En faisant les arrangements suivants, on obtient l'expression de la puissance apparente en fonction du courant rotorique I_r :

$$Q_s + 3 \frac{U_s^2}{X_s} = 3 \frac{X_M}{X_s} I_r U_s \cos \delta.$$

Elevons au carré chaque côté et ajoutons P_s^2 de part et d'autre, on a :

$$P_s^2 + (Q_s + 3 \frac{U_s^2}{X_s})^2 = (3 \frac{X_M}{X_s} I_r U_s \cos \delta)^2 + P_s^2.$$

On développant la partie droite de l'expression on obtient l'expression suivante :

$$P_s^2 + (Q_s + 3 \frac{U_s^2}{X_s})^2 = (3 \frac{X_M}{X_s} I_r U_s)^2. \quad (4.14)$$

Dans le plan PQ l'équation 4.12 représente une circonférence centré à l'origine avec un rayon égale à la puissance apparente nominale statorique (rayon = $3U_s I_s$) et l'équation 4.14 est une circonférence centré à $[-3 \frac{U_s^2}{X_s}, 0]$ avec un rayon égale à $3 \frac{X_M}{X_s} I_r U_s$ qui représente la puissance apparente [SAN 2008], [TAP 2004].

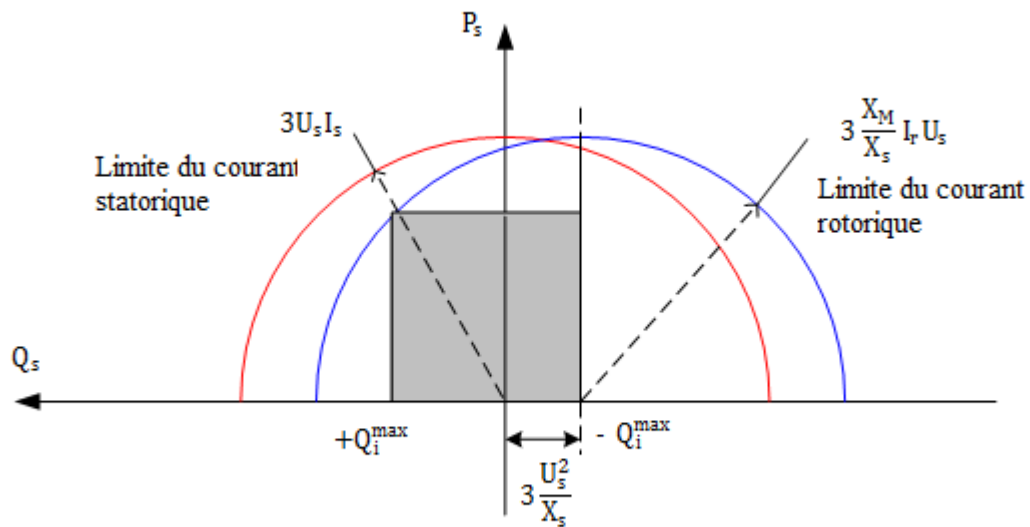


Figure 4.11 Limites de la capacité de la MADA

La zone grise dans la figure 4.11 représente la zone limite de fonctionnement de la MADA. En effet, en analysant les équations 4.13, à courant rotorique et tension statorique constants la puissance augmente lorsque l'angle de charge δ augmente de 0° à 90° . Et lorsque l'angle de charge continue d'augmenter avec l'augmentation de la puissance et dépasse 90° , la puissance commence à diminuer. La MADA devient instable, l'augmentation du couple de la turbine provoque l'augmentation de l'angle de charge par conséquent le couple du générateur diminue. La puissance maximale est obtenue pour l'angle de charge de 90° . C'est la limite de la stabilité statique de la MADA, identique à celle de la génératrice synchrone classique. Sur la figure 4.11 cette limite est représentée par la ligne verticale à la coordonnée $[-3 \frac{U_s^2}{X_s}, 0]$. La MADA peut fonctionner à n'importe point se trouvant dans la surface limitée par l'intersection des courbes et les limites. Pour obtenir la limite de la capacité totale de la MADA, on ajoute la puissance du rotor P_r à la puissance du stator P_s . Puisque la puissance fournie maximale est obtenue pour la vitesse maximale de la génératrice, la puissance du rotor est obtenue pour la vitesse maximale. La capacité réactive reste inchangée vue que le convertisseur côté réseau généralement fonctionne avec un facteur de puissance unitaire [SAN 2008]. Les expressions 4.12 et 4.14 peuvent être exprimées en fonction des puissances actives et réactives totales.

$$\left(\frac{P_T}{1-g}\right)^2 + Q_T^2 = (3U_s I_s)^2 \quad (4.15)$$

$$\left(\frac{P_T}{1-g}\right)^2 + \left(Q_T + 3\frac{U_s^2}{X_s}\right)^2 = \left(3\frac{X_M}{X_s} I_r U_s\right)^2 \quad (4.16)$$

4.5 Modèle de la ferme éolienne

Les fermes éoliennes sont composées de plusieurs éoliennes qui sont connectées au système de puissance, réseau de distribution ou transport, selon différentes architectures. Les éoliennes peuvent être connectées à travers leurs bus continu à tension nominale de la génératrice. Dans ce cas, on a une liaison à courant continu entre elles [ROB 2006]. Ensuite elles sont connectées au système de puissance à travers des transformateurs. Autre possibilité est que les éoliennes via des transformateurs BT/MT et à travers un transformateur MT/HT au réseau. Plusieurs autres variantes d'architectures existent. Les éoliennes constituant une ferme sont réparties sur un grand espace. Et vu que la vitesse du vent instantanée n'est pas la même à chaque point de cette espace, chaque éolienne reçoit une vitesse sensiblement différente. Ce foisonnement fait que la puissance totale de la ferme est moins ondulée que la puissance totale générée par une ferme où chaque éolienne reçoit la même vitesse [ROB 2006].

L'un des modèles équivalents le plus utilisé de la ferme éolienne est basé sur le regroupement des turbines, qui doivent être identiques, en une turbine équivalente. Ce regroupement est mathématiquement exact lorsque ces turbines reçoivent la même vitesse du vent. Par conséquent, ils génèrent la même puissance [FER 2004].

Ce modèle équivalent aura comme puissance active et réactive totale égale à la somme des puissances générées par chaque éolienne [FER 2008], [MEN 2010], [ZHO 2009]. Ce modèle sera utilisé dans la suite de cette étude.

$$P_{FE} = \sum_{i=1}^n P_{Ti} \quad , \quad Q_{FE} = \sum_{i=1}^n Q_{Ti} \quad (4.17)$$

P_{FE} , Q_{FE} : Puissance active et réactive totale de la ferme d'éolienne respectivement..

P_{Ti} , Q_{Ti} : Puissance active et réactive générée par la turbine i respectivement.

n : Nombre total des éoliennes constituant la ferme.

4.6 Contrôle de la tension et de la puissance réactive à l'aide d'une ferme d'éolienne

Dans la littérature, plusieurs contributions ont traité le contrôle de la tension et de la puissance réactive en présence des générateurs dispersés dans un réseau distribution. T.Niknam [NIK 2003] a étudié le contrôle de la tension et de la puissance réactive dans le réseau distribution en présence des générateurs dispersés (GD) de type générateur synchrone. Ces générateurs sont modélisés comme des nœuds PV et placés dans les nœuds 9, 23 et 27. L'algorithme génétique d'optimisation présenté a pour fonction objectif la minimisation des pertes dans le réseau. Le contrôle est réalisé, par les prises du LTC, des condensateurs shunts et par les régulateurs de tension des générateurs dispersés. Il conclut qu'avec un bon emplacement des générateurs dispersés avec des contrôleurs appropriés qu'il est possible d'avoir un meilleur contrôle.

M.Kalantari [KAL 2011] a aussi utilisé l'algorithme génétique pour le choix optimale des générateurs dispersés et des capacités shunt afin de réduire les pertes et d'améliorer le plan des tensions. Plusieurs scénarios ont été étudiés, les DG et les condensateurs dans les mêmes nœuds ou bien ils sont placés dans des nœuds différents. Pour cette étude l'auteur n'a pas utilisé un type spécifique de DG pour ses simulations, tel-que éolien, panneau solaire, pile à combustible, diesel ou autres.

J. Zhao dans la référence [ZHO 2009] a utilisé la capacité de la MADA pour contrôler la puissance réactive ce qui permet d'utiliser la ferme d'éolienne composer de MADA d'être utiliser comme source continue de puissance réactive afin de contrôler la tension et la puissance réactive dans un réseau de distribution. L'auteur a utilisé PSO (Particule Swarm Optimization) pour déterminer la puissance réactive de la MADA, tout en tenant compte de la capacité de la puissance réactive de la MADA, de la position des prises du LTC et du nombre des batteries de condensateurs. A part du LTC qui est automatiquement installé dans la sous station, les emplacements de la ferme d'éolienne et des batteries de condensateurs ont été choisis sans justification ni optimisation.

Dans son deuxième article [ZHO 2010] J. Zhao a utilisé la capacité de la puissance réactive de la MADA et la reconfiguration de la topologie du réseau de distribution à l'aide des interrupteurs pour réduire les pertes dans le réseau et améliorer le plan des tensions. Pour ce faire, il a utilisé deux algorithmes combinés, le premier appelé Hybrid Particle Swarm

Optimization with Wavelet Mutation(HPSOPWM) qui est un algorithme PSO à lequel est ajouté l'opérateur de mutation de l'algorithme génétique évolutionnaire. Cet algorithme est utilisé pour optimiser la puissance réactive fournie par la ferme d'éolienne. Et le deuxième algorithme est le Binary Particle Swam Optimization (BPSO), c'est un algorithme PSO qui opère dans un espace binaire. Cet algorithme est utilisé pour la reconfiguration du réseau de distribution où l'état des interrupteurs, qui sont des variable discrètes, peuvent prendre la valeur 0 ou 1 representatnt l'état ouvert ou fermé des interrupteurs.

Au chapitre 2 nous avons utilisé les capacités shunts pour l'amélioration du plan de tension, avec optimisation de leur nombre, leur dimension et leur emplacement dans un réseau de distribution. Une autre alternative peut être exploitée pour la contribution dans le contrôle de la tension et de la puissance réactive. Cette alternative c'est l'utilisation de la capacité de contrôle de la puissance réactive de la MADA. Ceci permettra aussi de répondre aux nouvelles exigences qui sont imposées aux nouvelles fermes éoliennes afin qu'ils contribuent au contrôle de la tension du système de puissance. Dans cette perspective, la MADA sera utilisée comme moyen de contrôle continu de la tension et de la puissance réactive dans le réseau de distribution.

Lors du calcul de l'écoulement de puissance, par utilisation de la méthode de balayage en montée et en descente BFS (Backward and Forward Sweep], le nœud comportant une ferme éolienne est considéré comme un nœud PQ. En effet, la puissance active de la MADA pour une vitesse du vent spécifique peut être déterminée en utilisant sa courbe puissance /vitesse de la turbine. Tandis que la puissance réactive générée par la MADA est obtenue en utilisant l'algorithme d'optimisation PSO suivant tout en tenant compte de la courbe des limites de la capacité de la MADA [SAN 2008], [ELM 2012]. Une fois que les puissances active et réactive de la MADA, pour une vitesse du vent spécifique, sont déterminées et que les charges sont connues alors le calcul de l'écoulement de puissance peut être effectué.

4.6.1 Formulation du problème

Du point de vue mathématique le problème d'optimisation du contrôle Volt/ Var est un problème de minimisation [NIK 2003] comportant des contraintes. A l'opposé du réseau de transport où les pertes actives sont négligeables, le réseau de distribution est le siège

d'importantes pertes actives. Donc, l'objectif de l'algorithme de PSO est de minimiser ces pertes [NIK 2003], [ZHO 2010], [WIL2007]. C'est un problème d'optimisation non-linéaire où les variables de contrôle sont l'emplacement de la ferme d'éolienne, qui est un nombre entier, et sa taille qui est un nombre réel. La fonction objectif est donnée par l'expression suivante,

$$\text{Minimiser } P_{\text{pertes Totale}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{Perte}_i} \quad (4.18)$$

Cette fonction objectif est soumise aux contraintes suivantes :

1- Contrainte d'égalité : équilibre des puissances

$$P_0 + \sum_{i=1}^n P_{T_i} = \sum_{i=1}^n P_{C_i} + P_{\text{pertes Totale}} \quad (4.19)$$

Où : P_0 puissance injectée au nœud source 0
 P_{C_i} Puissance de la charge au nœud i
 P_{T_i} Puissance de la turbine i

2- Contraintes d'inégalités :

- Limites de la puissance active

$$P_{T \min} \leq P_T \leq P_{T \max} \quad (4.20)$$

- Limites de la puissance réactive [ZHO 2010]

$$-\sqrt{\left(3 \frac{X_M}{X_S} I_r U_s\right)^2 - \left(\frac{P_T}{1-g}\right)^2} - 3 \frac{U_s^2}{X_S} \leq Q_{T_i} \leq \sqrt{\left(3 \frac{X_M}{X_S} I_r U_s\right)^2 - \left(\frac{P_T}{1-g}\right)^2} - 3 \frac{U_s^2}{X_S} \quad (4.21)$$

- Limites de la tension des nœuds

$$V_{\min} \leq V_i \leq V_{\max} \quad (4.22)$$

4.6.2 Algorithme de PSO pour l'optimisation de la taille et de l'emplacement de la ferme d'éolienne

- 1 : Lecture des données de la ligne et de la MADA ;
- 2 : Calcule des pertes de puissance actives dans les branches en utilisant le programme BFS ;
- 3 : Génération de l'essaim initial avec vitesse et position aléatoire et initialisation du compteur d'itérations $I_{\text{ter}} = 0$;
- 4 : Pour chaque particule i contrôle de la tension des nœuds :

- Si elle est dans la marge de tolérance, calcule des pertes totales ;
- Sinon, cette particule est rejetée ;
- 5 : Pour chaque particule, comparaison de sa fonction objectif avec P_{best}
 - Si elle est plus petite, elle est prise comme la nouvelle P_{best} et cette particule est sélectionnée.
 - Sinon elle n'est pas sélectionnée.
- 6 : La particule ayant P_{best} le plus petit est choisie comme G_{best} (position globale)
- 7 : Mise à jour de la position et la vitesse de particule "i" en utilisant l'expression 2.21 et 2.22.
- 8 :
 - Si le nombre d'itérations dépasse $l_{ter\ max}$ aller à l'étape 9
 - Sinon poser $l_{ter} = l_{ter} + 1$ après revenir à l'étape 4
- 9 : Affiche de la solution optimale du problème. C'est-à-dire la position et puissance du parc éolien et les pertes de puissances active et réactive.

4.6.3 Résultats de simulation de l'algorithme PSO

Le calcul de l'écoulement de puissance à l'aide de la méthode bakward-forward sweep exécutait précédemment a donné comme résultats des chutes de tension de 5,83% et 9,08% par rapport à la tension nominale, des pertes de puissance actives de 221,724 kW et 224,948 kW et de puissance réactive de 65,11 kVAR et 102,141kVAR dans les réseaux de distribution de 34 et 69 nœuds respectivement. La tension doit être comprise entre les limites de 0,95pu et 1,05pu ($\pm 5\%$). Ces mêmes réseaux de test sont utilisés pour la simulation de l'algorithme PSO proposé.

Pour s'approcher un peu plus de la réalité, une distribution du vent aléatoire est appliquée sur l'éolienne en considérant cinq différentes périodes de vitesse du vent avec des valeurs qui varient de 4,9ms, vitesse où la MADA commence à produire de la puissance, à 14,6ms [ZHO 2009]. L'expression 4.21 est utilisée pour déterminer la limite minimale et maximale de la puissance réactive de l'éolienne. Les résultats sont représentés dans le tableau suivant.

Tableau 4.1 Puissances fournies par l'éolienne en fonction de la vitesse du vent

Période	Vent (m/s)	$P_{T\max}$ (MW)	$Q_{T\max}$ (MVar)	$Q_{T\min}$ (MVar)
1	4,9	0,089	-1,0655	0,9164
2	6,8	0,4968	-0,964	0,8024
3	8,7	0,8343	-0,8304	0,6813
4	10,5	1,1766	-0,6033	0,4978
5	14,6	1,4953	-0,5992	0,4555

Les résultats nous montrent que l'éolienne génère une puissance réactive plus grande à faible vitesse où la puissance active générée est faible. En effet, à la période 1, où la vitesse est égale à 4,9 m/s, la puissance active générée est égale à 0,089 MW et sa capacité de la puissance réactive est comprise entre -1,0655 MVar et 0,9164 MVar. Et avec l'augmentation de la vitesse, et par conséquent aussi la puissance active, la capacité de la puissance réactive de l'éolienne diminue. La période 5, où la vitesse du vent est égale à 14,6 m/s, la puissance active a augmenté jusqu'à 1,4953 MW tandis que la capacité de la puissance réactive a diminué. Elle est comprise entre -0,5992 MVar et 0,4555 MVar.

Pour l'exécution du programme PSO, le nombre de particule dans chaque essaim est choisi égal à 20 et le nombre d'itérations maximales est égal à 100. Les autres coefficients sont : $C_1 = C_2 = 2$, $W_{\max} = 0,9$; $W_{\min} = 0,4$ [ZHO 2010]. La simulation est réalisée avec une ferme composée de quatre éoliennes.

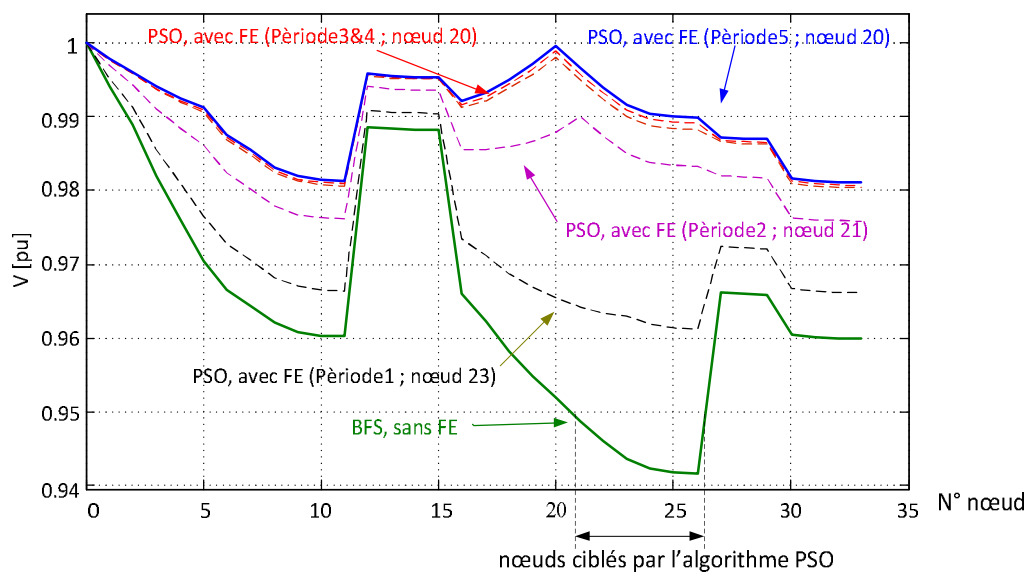


Figure 4.12 Profils des tensions avec et sans ferme d'éolienne pour le réseau test 34 nœuds

En analysant le profil de tensions du réseau test 34 nœuds obtenu dans le cas où l'écoulement de puissance est exécuté sans intégration de ferme éolienne, nous constatons que les tensions aux nœuds 21, 22, 23, 24, 25 et 26 sont en dessous de la limite minimale qui est égale à 0,95 pu. Ces nœuds constituent la zone sélectionnée et ciblée par l'algorithme d'optimisation PSO. Ceci est de même pour le réseau test 69 nœuds, de la figure 4.13, la zone sélectionnée et ciblée est constituée par tous les nœuds dont la tension est en dessous de la limite minimale. Ces nœuds sont : 56, 57, 58, 59, 60, 61, 62, 63 et 64.

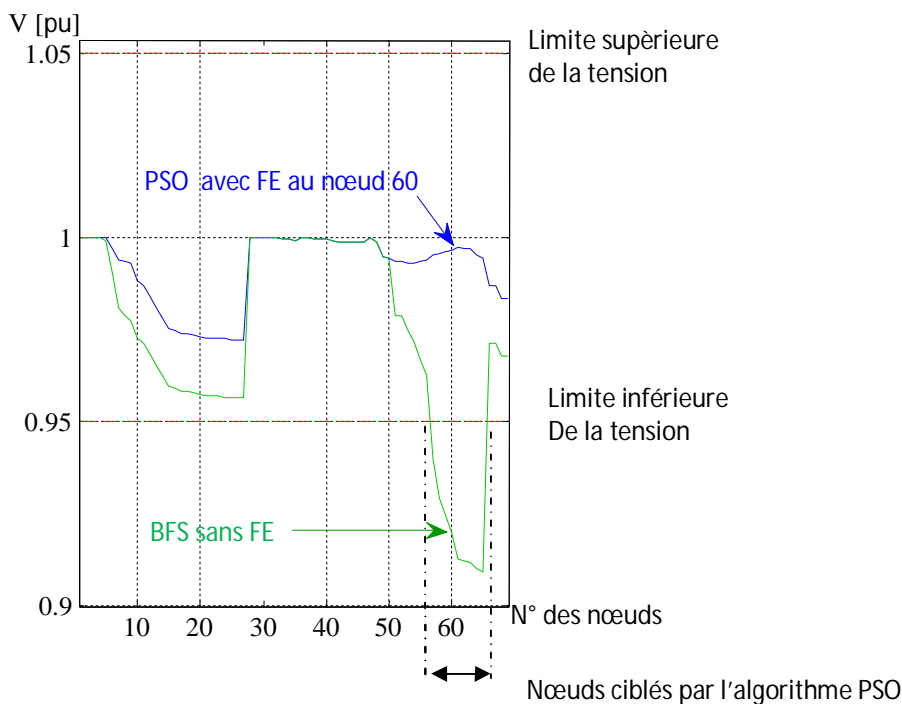


Figure 4.13 Profil de la tension avec et sans ferme d'éolienne pour le réseau test 69 nœuds.

Les résultats obtenus par l'application de l'algorithme PSO pour le contrôle de la tension et de la puissance réactive pour les 5 périodes de fonctionnement de l'éolienne sont représentés sur figure 4.12. En effet, pour tous ses périodes de fonctionnement le profil de la tension du réseau a été amélioré. La meilleure amélioration est obtenue lorsque les éoliennes fonctionnent à pleine puissance, c'est-à-dire en 5ème période.

Le même résultat est obtenu pour le réseau à 69 nœuds (figure 4.13), où le profil de la tension a été aussi très sensiblement amélioré. Ce qui nous permet de conclure que la méthode de sélection aléatoire, mais particulière du fait que l'algorithme a sélectionné et ciblé les nœuds dont les valeurs des tensions sont au-delà des limites autorisées.

Les figures 4.14 et 4.15 présentent l'évolution du profil de la tension à travers les différentes particules. Ceci nous permet de suivre la recherche et d'avoir aussi la manière dont l'algorithme fonctionne. En analysant ces figures, on remarque que l'algorithme continue l'évaluation de nouvelles particules même si les tensions de tous les nœuds sont dans les limites imposées de $\pm 5\%$ tout en faisant diminuer au maximum les pertes de puissances actives. Ceci est obtenu à travers 7 meilleures particules pour le réseau à 34 nœuds et 5 meilleures particules pour le réseau à 69 nœuds.

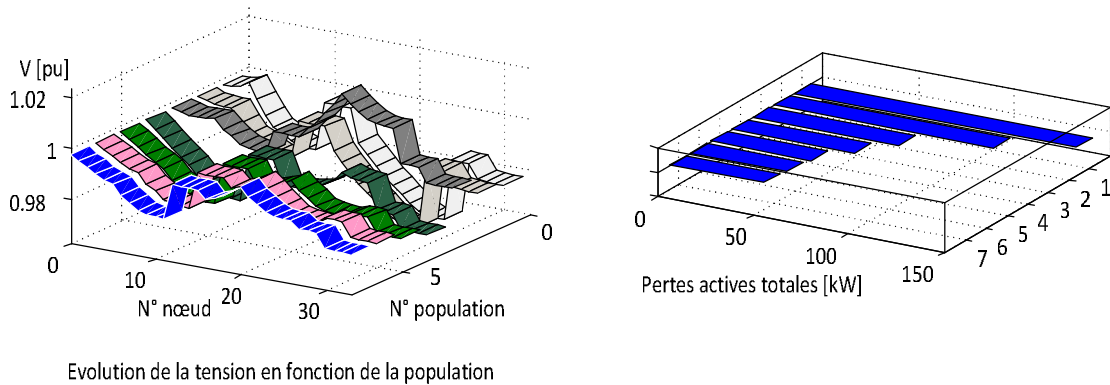


Figure 4.14 Evolution de la tension et les pertes actives totales en fonction de la population pour le réseau 34 nœuds

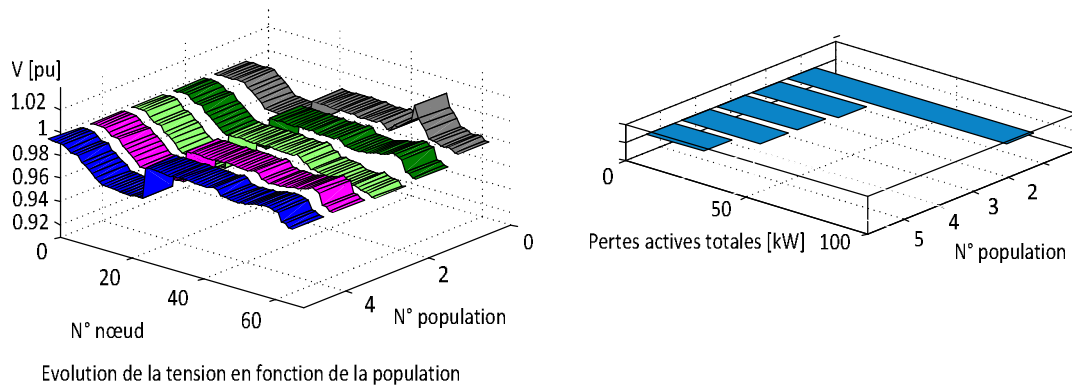


Figure 4.15 Evolution de la tension et les pertes actives totales en fonction de la population pour le réseau 69 nœuds

Tableau 4.2 Comparaison des résultats pour le réseau 34 nœuds

Méthode	BFS	BFS + compensation	BFS+PSO (<i>Période de fonctionnement de la FE</i>)				
			1	2	3	4	5
Population N°			7	7	7	6	7
Bus N°		8, 18, 25	23	21	20	20	20
P_WF Total (KW)			625.414	2182.86	2840.99	2943.44	2928.44
Q_WF Total (KVar)			378.128	450.555	584.746	533.524	622.146
Ploss Total (KW)	221.724	161,33	122.746	57.2433	49.2378	49.8877	48.8866
Qloss Total (KVar)	65.11		36.5961	15.4338	11.6955	11.8639	11.3937
Compensation active	(KW)		98.9775	164.48	172.486	171.836	172.837
	(%)		44.64	74.18	77.79	77.5	77.95
Compensation réactive	(KVar)	2550	28.514	49.6763	53.4146	53.2461	53.7163
	(%)		43.79	76.29	82.04	81.79	82.50
Vmax (Pu)	0.9941	0.9952	0.9952	0.9969	0.9981	0.9989	0.9997
Vmin (Pu)	0.9416	0.9506	0.9612	0.9758	0.9804	0.9807	0.9811

Tableau 4.3 Comparaison des résultats pour le réseau 69 nœuds

Méthode	Population N°	Bus N°	P _{WF-T} (KW)	Q _{WF-T} (KVar)	P _{loss-T} (KW)	Q _{loss-T} (KVar)	Compensation active		Compensation réactive		V _{max} (Pu)	V _{min} (Pu)
							(KW)	(%)	(KVar)	(%)		
BFS					224.948	102.141					0.999967	0.9092
BFS+PSO (Période5)	5	60	1737.47	500.849	23.4997	14.5994	201.448	89.55	87.5413	85.71	0.999983	0.9721

4.7 Conclusion

Le modèle de la cascade d'éolienne présenté dans le chapitre précédent nous a permis d'implémenter la ferme d'éolienne dans le réseau de distribution comme un nœud PQ. L'objectif était d'étudier la capacité d'une ferme d'éolienne à base de MADA à contrôler la tension et la puissance réactive afin de réduire les pertes de puissance active et réactive et par conséquent, d'améliorer le profil de la tension du réseau. Pour cela, la capacité de génération continue de la puissance active et réactive de la MADA a été utilisée. Pour accomplir cette tâche, et obtenir un meilleur profil de tension avec réduction des pertes, il a fallu déterminer en premier lieu la taille et l'emplacement optimaux de la ferme, via l'utilisation d'un algorithme d'optimisation basé sur les essaims de particules (PSO).

Les résultats obtenus montrent que l'utilisation des fermes d'éoliennes basées sur la MADA pour le contrôle de la tension et de la puissance réactive (VVC) permet d'améliorer considérablement le profil de la tension et ceci malgré la nature stochastique du vent. Le tableau de comparaison montre clairement que la ferme, même à faible vitesse du vent, assure son rôle de contrôle de la tension et de la puissance sans l'intervention d'autres procédés de contrôle.

Conclusion générale

La dégradation continue de l'environnement et l'épuisement futur des sources d'énergie conventionnelles incitent les décideurs à travers le monde à établir de nouvelles réglementations pour préserver l'environnement et favoriser ainsi le développement et l'émergence de sources d'énergies nouvelles et propres, et en même temps de rationaliser la consommation de l'énergie sous toutes ses formes.

Dans cette optique, la recherche dans le domaine des systèmes de puissances s'est orientée vers le développement de nouvelles techniques d'optimisation, de contrôle, de gestion et de production d'énergie à partir de sources renouvelable telles que l'énergie solaire et éolienne, ce qui permettra de transformer les réseaux classiques en réseaux intelligents.

Ce travail tente d'apporter une contribution dans le développement de nouvelles techniques d'optimisation avec emploi des éoliennes comme moyens de contrôle. A travers ce travail, nous avons évalué la capacité et les performances des éoliennes de technologie MADA à contrôler la puissance et la tension d'un réseau de distribution fonctionnant sous l'effet de différentes vitesses du vent. L'inconvénient majeur des éoliennes est qu'ils dépendent d'une source imprévisible, par conséquent, l'éolienne peut s'arrêter de fonctionner à tout moment. Ce qui nous fait perdre la possibilité de contrôle, d'où la nécessité d'associer à l'éolienne d'autres moyens de contrôle, tels que les transformateurs réglables en charge (OLTC) et les condensateurs shunts, avec une stratégie de coordination afin d'optimiser le contrôle global du système.

Principaux résultats obtenus

Dans la première partie du travail nous avons analysé l'écoulement de puissance dans le réseau de distribution de topologie radiale en utilisant deux méthodes de calcul basées sur le balayage en montée et en descente de la ligne. Les résultats ont montré que les chutes de tensions dans les réseaux tests sont supérieures aux valeurs admissibles. Ensuite, nous avons utilisé les condensateurs shunts pour le contrôle de la puissance réactive et par conséquent améliorer le profil de la tension. Pour ce faire, une nouvelle technique évolutionnaire a été développée afin d'optimiser la taille, le nombre et l'emplacement des

condensateurs shunts. Juste après, nous avons présenté les différents modèles de la MADA, et de la turbine. Ensuite, nous avons utilisé la MADA comme moyen de contrôle de la puissance réactive et d'amélioration du profil de la tension. Pour optimiser ce contrôle, un algorithme d'optimisation par essaim de particules a été développé et appliqué aux réseaux tests.

Développements futurs

L'augmentation continue du taux d'intégration des éoliennes dans le système de transport et de distribution d'énergie électrique nous impose à axer notre recherche future sur des thèmes nous permettant d'améliorer le comportement global du système de puissance. Comme exemple, nous pouvons citer les quelques thèmes suivants :

- Analyse et amélioration du comportement de l'éolienne lors défauts sur le réseau afin d'éviter son îlotage.
- Elaboration du schéma de protection du réseau en présence de l'éolienne.
- Amélioration de la qualité d'énergie fournie par l'éolienne.
- Développement des stratégies de contrôle et de coordination entre l'éolienne et d'autres moyens de contrôle (OLTC, SVC ...).
- Développement des algorithmes capables d'analyser la stabilité dynamique du réseau en présence des éoliennes.

Bibliographie

[ABD 2011] A. Hamouda, K. Zehar " Improved algorithm for radial distribution networks load flow solution" Electrical Power and Energy Systems vo. 33, 2011, pages 508-514.

[ACS 2008] A. C. Santos et al. "A power flow method computationally efficient for large-scale distribution systems" IEEE conference publications pages 1-6, 2008.

[AHM 2006] A. G. Abo-khalil, Dong-Choon Lee, Se-Hyun Lee "Grid connection of doubly-fed induction generatots in wind energy conversion system" Power electronics and motion control conference, IPMC 2006, IEEE conference publications 2006, vol. 3 pages 1-5.

[AHM 2013] Ahmed R. AbulWafa " Optimal capacitor allocation in radial distribution systems for loss reduction: A two stage method " Electric power systems research vol. 95, 2013, pages 168-174. Elsevier.

[ALES 2011] Alessandro Casavola, Giuseppe Franzés, Daniele Menniti, Nicola Sorrentino " Voltage régulation in distribution networks in the presence of distributed generation : A voltage set-point reconfiguration approach' Electric power systems research 81, 2011 pages 25-34, Elsevier.

[ARI 2008] Arif Salem " Différents techniques de planification de l'énergie réactive dans les réseaux électriques " Thèse de doctorat, école nationale polytechnique d'Alger 2008.

[AUG 2001] Augugliaro et al " An efficient iterative method for load flow solution in radial distribution networks " IEEE Porto power tech. conference 2001, 10-13 Sept. Porto, Portugal.

[AUG 2010] A. Augugliaro et al. " A backward sweep method for power flow solution in distribution networks" Electrical power and energy systems, vol.32 , 2010, pages 271-280. Elsevier.

[BEL 2011] Messaoud Belazzoug " Optimisation multi-objecti de la composition de l'énergie reactivatedans les réseaux électriques par les algorithmes évolutionnaires " Thèse de doctorat, université des sciences et de la technologie Houari Boumediene, 2011.

[BOM 2000] E. Bompert, E. Carpaneto, G. Chicco, R. Napoli " Convergence of the backward/forward sweep method for the load flow analysis of radial distribution systems " International journal of Electric Power and Energy Systems, vol.22, 2000, page 521-530.

[CAL 2012] V. Calderaro, G. Conio, V. Galdi, A. Piccolo "Reactive power control for improving voltage profile: A comparative between two decentralized approaches " Electric power Systems Research, vol 83, 2012, pages 247-254.

[CAM 2003] H.Camblong " Minimisation de l'Impact des Perturbations d'Origine Eolienne dans laGénération d'Electricité par des Aérogénérateurs à vitesse variable" Thèse de Doctorat d'Etat en Automatique. EcoleNationaleSupérieured'Artset Métiers, 2003.

[CHI 1996] Ching-Tzong Su Chih-Cheng Tsai " A new fuzzy-reasoning approach to optimum capacitor allocation for primary distribution systems " Proceedings of IEEE International Conference on Industrial Technologie, 1996.

[CHI 1997] M. Chis et al. " Capacitor placement in distribution system using heuristic search strategies" IEE Proc. Of generation, transmission and distribution, vol.144, n°3, pages 225-230, 1997.

[DAM 2008] M.D. Reddy, V.C.V. Redy " optimal capacitor placement using fuzzy and real coded genetic algorithm for maximum savings", Journal of theoretical and applied information technology, JATIT 2008, vol.4, n°3, pages 219-226.

[DAS 1994] D.Das, H.S. Nagi, D.P. Kothani " Novel method for solving radial distribution networks " IEE Proc. Generation,transmission and distribution, vol. 141, n°4, 1994.

[DAS 1995] D.Das, D.P. Kothani, A. Kalan " simple and efficient method for load flow solution of radial distribution networks " International journal of Electric power and energy systems, vol.17, n°5, 1995, pages 335-346.

[DAS 2002] D. Das " Reactive power compensation for radial distribution networks using genetic algorithm" Electrical power and energy systems, vol. 24, 2002, pages 573-581, Elsevier.

[DAS 2002] D. Das "Reactive power compensation for radial distribution networks using genetic algorithm" electrical power and energy systems vol. 24, 2002, pages 573-581, Elsevier.

[DAS 2008] D. Das " Optimal placement of capacitors in radial distribution system using a fuzzy-GA method" Electrical power and energy systems, vol. 30, 2008, pages 361-367.

[DEB 2001] B.Debuisson "Diagnostic, Intelligence artificielle et reconnaissance des forms" Herme science, 2001.

[DOB 2000] P.S. Dobrivoj, L. Korunovic "The analysis of load parameters influence on distribution network calculation results" 10th Mediterranean Electrotechnical Conference, MElecCon 2000,vol.III

[EKA 2003] J.B. Ekanayake, L.Holdswort, X.Guang, N.Jenkins " Dynamic Modeling of Doubly-Fed Induction Generator Wind Turbine " IEEE Transaction on Power Systems, Vol.18,No.é,May 2003.

[ELA 2003] S.El Aimani, B.françois, F.Minne, B.Robyys " Comparison Analysis of Control Structures for Variable Speed Wind Turbine " Proceeding of CESA 2003, Juillet, Lille, France.

[ELA 2005] S. EL-Aimani " Modélisation de Différentes Technologies d'Eoliennes Intégrées dans un Réseade Moyenne Tension " Thèse de Doctorat d'Etat en Electronique et Génie Electrique. EcoleCentralede Lille (ECL), 2005.

[ELM 2011] A. Elmaouhab, M. Boudour, R. Gueddouche " New evolutionary technique for optimization shunt capacitors in distribution networks " Journal of ELECTRICAL ENGINEERING, vol. 62, n° 3, 2011, pages 1-5.

[ELM 2012] A. El-maouhab, M. Boudour " optimum sizing and placement of wind farm and volt/Var control in distribution network, 4th international conference on electrical engineering, May 07-09, 2012, Algiers, Algeria.

- [ELS 2008] M.M. El-Saadawi, S.S. Kaddah, M.G. Osman "Impact of wind farms on contingent power system voltage stability" Power system conference, 2008 MEPCon 2008, 12th international Middle-East.
- [ERL 2006] I. Erlich "Interaction of large wind power generation plants with the power system" First international power and energy conference PECon 2006, November 28-29, 2006 Putrajaya, Malaysia.
- [FER 2004] L. M. Fernandez, F. Jurado, J. R. Saenz "Aggregated dynamic model for wind farms with doubly fed induction generator wind turbines" Renewable Energy, vol 33, 129-140, 2004, Elsevier.
- [FER 2009] L. M. Fernandez, C.A. Garcia, J. R. Saenz, F. Jurado "Equivalent models of wind farms by using aggregated wind turbines and equivalent winds" Energy Conversion and Management, vol. 50, 691-704, 2009. Elsevier.
- [GAR 1997] Gary Darling "Capacitor placement replacement and control in large-scale distribution systems by GA-Based two stage algorithm" IEEE Trans. On power systems, vol. 12, n° 3, 1997.
- [GHO 1999] S. Ghosh, D. Das "Method for load flow solution of radial distribution networks" IEE Proc. Generation, Transmission and distribution. Vol 146, n°6, 1999
- [GRA 1982] J.J. Grainger, S.H. Lee "Capacity release by shunt capacitors placement on distribution feeders: A new voltage-dependent model" IEEE trans. On power apparatus and systems, vol. 101, n°5, may 1982.
- [HAM 2011] A. Hamouda, K. Zehar "Improved algorithm for radial distribution networks load flow solution" Electrical Power and Energy Systems, vol. 33, 2011, pages 508-514. Elsevier
- [HAQ 1993] M.H.Haque "Novel decoupled load flow method" IEE Proc. Generation, transmission and distribution, vol. 140, n°3, 1993, pages 199-205.
- [HAQ 1996] M.H.Haque "Efficient load flow method for distribution systems with radial or mesh configuration" IEE Proc. Generation, transmission and distribution, vol 143, n° 1, 1996, pages 33-38
- [HEI 1998] S.Heir "Grid Integration of Wind Energy Conversion Systems" Publication John Whiely & Sons, ISBN 0-471-97143-X, 1998.
- [HNG 2000] H.N. Ng, M.M.A. Salama, A.Y. Chikhan I "Classification of capacitor allocation techniques" IEEE transaction on power delivery, vol.15, 2000, pages 387-392.
- [IMA 2013] I. Ziari, G. Ledwith, A. Ghosh "A new technique for optimal allocation and sizing of capacitors and setting of LTC", Electric power and energy systems, vol.46, 2013, pages 250-257.
- [JEN 2000] N. Jenkins et al. "Embedded generation" IEE Power and Energy series, 31, IEE 200.
- [KAL 2011] M. Kalantari, A. Kazemi "Placement of distributed generation unit and capacitor allocation in distribution system using genetic algorithm", IEEE conference publication 2011, pages 1-5.
- [KEL 2001] G.R.Kelber, W.Shumacher "Active Damping of Flux Oscillations in Doubly-Fed AC Machine Using Dynamic Variation of the System's Structure" EPE 2001, Graz, Austria, CD.

[KEN 1995] J. Kennedy, R. Eberhart " Particle Swarm Optimization " IEEE international conference on neural networks 1995, Proceedings, vol.4, pages 1942-1948.

[LAS 2012] A. Lashkar, A. Kazemi, S. Gahramani, M. Behshad "Optimal reactive power using multi-objective mathematical programming" Science Iranica, Transactions D: Computer Science & engineering and electrical engineering, 2012, 19(6), pages 1829-1836.

[LEC 2004] L. Leclercq " Apport du stockage inertiel associé à des éoliennes dans un réseau électrique en vue d'assurer des services systèmes " Thèse de doctorat. Ecole doctorale sciences pour l'ingénieur, Université des Sciences et Technologie de Lille, 2004.

[LEE 1981] Lee, J.J. Grainger " optimum placement of fixed and switched capacitors on primary distribution feeders " IEEE Trans. On power App and systems, vol .100, n°5, may 1982.

[LES 1981] J.Lesenne, F.Notelet, G.Seguir "Introduction à l'électronique approfondie " Technique et documentation, Paris, 1981, ISBN 2-85206-089-2.

[MAR 2011] Marcela Martinez-Rojas et al " Reactive power dispatch in wind farms using particle swarm optimization technique and feasible solutions search" Applied Energy 88, 2011, pages 4678-4686. Elsevier.

[MEK 2002] S.F.Mekhmer, M.E. El-Hawary, S.A.Soliman, M.A.Moustfa, M.M.Mansour " Reactive power compensation of radial distribution feeders: A new approach", Transmission and distribution conference and exhibition IEEE/PES vol.1, 2002 pages 285-290.

[MEK1 2002] S. F. Mekhmar, M. E. El-Hawary, S. A. Soliman, M. A. Moustafa, M.M. Mansour " New heuristic strategies for reactive power compensation of radial distribution feeders", IEEE Trans.On power delivery, vol. 17, n°4, 2002.

[MEK2 2002] S. F. Mekhmer, S.A. Saliman, M.A. Moustafa, M.E. El-Hawary " load flow solution of radial distribution feeders: a new contribution " Electric Power components and systems, vol.24, 2002, pages 701-707.

[MEN 2010] Z.J. Meng "An Improved Equivalent Wind Methods for the Aggregation of DFIG Wind Turbines" 2010 International Conference on Power System Technology.

[MIR 2005] A.MIRECKI " Etude comparative de chaînes de conversion d'énergie dédiées à une éolienne de petite puissance " Thèse de Doctorat d'Etat en Génie Electrique de l'institut national polytechnique de Toulouse, 2005.

[MOH 2004] M.B. Mohamed et al. " Doubly fed induction generator DFIG in wind turbine, Modeling and power flow control" 2004 IEEE International conference on industrial technology (ICIT), page 580-584.

[MOR 2001] J. Morren et al. "Fast dynamic model of offshore wind farms for power system studies" 4th international workshop on large scale integration of wind power and transmission network for offshore farms"

- [MOR 2003] J.Morren, S.W.H. de Haan, P.Bauer, J.T.G.Pirik, J.Bozelie " Comparison of Complete and Reduced Model of a Wind Turbine with Doubly-Fed Induction Generator " EPE 2003-Toulouse,ISBN :90-75815-70-7.
- [MOR 2005] J.Morren, S.W.H. de Haan, P. Bauer, J.T.G. Pierik " Comparison of complete and reduced models of wind turbine using doubly-fed induction generatot " IEEE trans. On energy conversion, vol.20, n° 2, 2005, pages 435-441.
- [MUL 2001] E.Muljadi, C.P.Buterfield " Pich-Control Variable-Speed Wind Turbine Generation " IEEE Transaction on Industry Applications, Vol.37,No1, Jan/Feb,2001.
- [NAN 2000] J. Nanda et al " New finding on radial distrsibution systems load flow algorithms " Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, vol 2, pages 23-27, janvier 2000.
- [NAS 2008] Nasser G. A. Hemdan et al. " Distributed generation location and capacity effect on voltage stability of distribution networks ", IEEE annual conference, IEEE conference publication 2008, pages 1-5.
- [NIK 2003] T.Niknam, A.M. Ranjbar, A.R. Shirani " Impact of Distributed Generation on volt/Var Control in Distribution Networks ", 2003 IEEE Bologna Power Tech Conference, June 23-26, Bologna, Italy.
- [PET 2005] "Analysis, modelling and control fo doubly fed induction generators for wind turbines " PhD thesis, Chalmers university of technology, Goteborg, Sweden 2005.
- [POI 2003] F. Poitiers " Etude et commande de génératrices asynchrones pour l'utilisation de l'énergie éolienne" école polytechnique de l'université de Nantes, 2003.
- [PRA 2007] K.Prakash, M.Sydulu " Particle swarm optimization based capacitor placement on radial distribution systems " IEEE power engineering society, general meeting 2007, pages 1-5
- [RAM 2006] Ramnaryan Patel, Krishnan V. Pagaltthivarthi " Artificial neural network based turbine fast valving for enhancement of power system transient stability ". Journal of electrical engineering, vol. 57, N°1, 3-11,2006.
- [RAN 2003] R. Ranjan, B. Venkatesh, D. Das " Voltage stability analysis of radial distribution networks" Electric Power Components and Systems, vol.31, 2003.
- [REF 1999] L.Refoufi, B.A.T. AL Zahawi, A.G.Jack " Analysis and Modeling of the Stady State Behaviour of the Static Kremer Indution Generator " IEEE Transaction on Energy Conversion, Vol.14, 1999,pp.333-339.
- [REN 1990] C. G. Renato " new method for analysis of distribution networks " IEEE Trans. On power delivery, vol. 5, n°1, 1990.
- [REZ 2012] Reza Sirjani, Azah Mohamed, HussainShareef " Optimal allocation of shunt Var compensators in power systems using a novel global harmony search algorithm " Electrical power and energy systems, vol.43, 2012, pages 562-572.

- [ROB 2006] B.Robyns, A.Davigny, C.Saudemont, A.Ansel, V.Coutecuisse, B.François,S.Plume, J.Deuse " Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie " Journées du club EEA , ouverture des marchés de l'électricité, 15-16 mars 2006. Supélec, Gif-sur-Yvette.
- [ROD 2002] J.L.Rodriguez-Amenedo, S.Arnalte, J.C.Burgos " automatic Generation Control of a Wind Farm with Variable Speed Wind Turbines " IEEE Transaction on Energy Conversion , Vol.17,No.2, June 2002.
- [RRAN 2003] R. Ranjan, D. Das " Simple and efficient computer algorithm to solve radial distribution networks " Electric Power Components and Systems ' , vol.31, 2003, pages 95-107.
- [RUS 2001] R. C. Elberhat, Y. Shi " Particule swarm optimization: Developments, applications and resources " Proceedings of the evolutionary computation 2001, vol. 1, pages 81-86.
- [SAF 2001] A.S. Safigianni, G.J. Salis " Optimum VAR control of radial primary power distribution networks by shunt capacitor installation " Electrical power and energy systems, vol.23, 2001, pages 389-401, Elsevier.
- [SAM 2009] T. SamimiAsl, S. Jamali " Optimale capacitor placement size and location of shunt capacitor for reduction of losses on distribution feeders " IEEE International conference on clean electrical power 2009, pages 223-226.
- [SAN 2008] D. Santos-Martin et al. "Reactive power capability of double fed asynchronous generators" Electric power systems research vol.78, 2008, pages 1837-1840, Elsevier.
- [SAV 2011] B. Savero et al. "a linear dynamic model for microgrid voltages in presence of distributed generation ", IEEE first international workshop on smart grid modeling and simulation (SGMS) 2011, pages 31-36.
- [SEG 1990] G.Seguirer, F.Notelet "Electrotechniqueindustrielle " Edition technique, 1990.
- [SFM 2002] S.F. Mekhmer et al. " Fuzzy and heuristic techniques for reactive compensation of radial distribution feeders: A comparative study" Proceedings of the 2002 IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, pages 112-121, Elsevier.
- [SHI 1998] D. Shirmohammedi et al. "A compensation based power flow method for weakly method distribution and transmission network" IEEE Trans. On Power systems, vol. 3 (2), pages 753-759, mai 1998.
- [SID 2007] G. Sideratos, D. Hatziaargyriou " An advanced statistical method for wind power forecasting" IEEE Trans. Power system, vol.22, 2007, pages 258-265.
- [SIN 2012] S.P. Singh, A.R. Rao " optimal allocation of capacitors in distribution systems using particle swam optimizationn" Electrical power and energy systems 43, 2012, pages 1267-1275, Elsevier.
- [SRI 2008] R.Srinivasa, S.V.L. Narasimham "optimal capacitor placement in radial distribution system using Plant growth simulation algorithm" International journal of electrical and electronics engineering, 2008, vol.2, n° 10, pages 651-658.

- [SRI 2011] R. Srinivasas, S.V.L. Narasimham, M. Ramalingaraju " Optimal capacitor placement in a radial distribution system using Plant Growth Simulation Algorithm" *Electrical power and energy systems* , vol. 33, 2011, pages 1133-1139.
- [TAM 2006] T.M. Khalil, H.K.M.Youcef, M.M.Abdelaziz " A binary particle swarm optimization for optimal placement and sizing of capacitor banks in radial distribution feeders with distorted substation voltages, "AIML 6th international conference, 13-15 june 2006, Sharm El sheikh, Egypt.
- [TAP 2004] A. Tapia, G. Tapia, J.X. Ostolaza "Reactive power control of wind farms for voltage control applications" *Renewable Energy* , Vol.29 , 377-392, 2004. Elsevier.
- [TRI 1982] S.C. Tripathy, G.C. Prasad, O.P. Malic, G.S Hope "Load flow solution for III conditional power systems by Newton-like method" *IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS 101 (10) pages 3648-3652 oct. 1982.
- [ULA 2005] E. Ulas, M.H. Hocaoglu " A new power flow method for radial distribution systems including voltage dependent load models " *Electric power Systems Research*, vol.76, 2005, pages 106-114, Elsevier.
- [VIA 2008] Ferry August Viawar " Voltage control and voltage stability of power distribution systems in the presence of distributed generation " PhD thesis, Chalmers university of technology, Götetborg, Sweden 2008.
- [WAN 2011] L. Wang et al. "Analysis of an integrated offshore wind farm and seashore wave farm fed to a power grid through a variable frequency transformer " *Power and energy society* , general meeting 2011 IEEE. IEEE conference publications, pages 1-7.
- [WIL 2007] M. Wilch, S.N. Singh " Reactive power generation by DFIG based wind farms with AC grid connection " *IEEE conference publications* , PowerTech 2007, IEEE Lausanne pages 626-632.
- [YUH 1998] Y. Shi, R. Eberhat " A modified Particle Swarm Optimization " *The 1998 IEEE international conference on intelligence, evolutionary computation proceeding*, page 69-73.
- [YUH 1999] Y. Shi, R. Eberhat " Empirical study of particle swarm optimization " *Congress on evolutionary computation 1999, proceedings*, vol.3, pages 1945-1950.
- [YUT 2002] Yutian Liu, Peng Zhang, Xizhao Qiu " Optimal volt/var control in distribution systems" Elsevier, *Electrical power and Energy Systems* 24 , 2002, pages 271-276.
- [YUZ 2010] Y. Zou, M. Elbuluk, Y. Sozer " A complete modeling and simulation of induction generator wind power systems" *Industry applications society annual meeting (IAS)*, 2010 IEEE, pages 1-8.
- [ZHO 2009] Jingjing Zhao, Xin Li, Jutao Hao" Voltage control scheme in distribution network with double feed induction generator wind farm " *WSEAS Transaction on Circuits and Systems*. Issue 8, Vol.8, august 2009.
- [ZHO 2010] Jingjing Zhao, Xin Li, Jutao Hao, Jiping Lu " Reactive power control of wind farm made up with doubly fed induction generators in distribution system", *Electric power systems research*, vol. 80, 698-706, 2010 Elsevier.

[ZHU 2003] J.Z. Zhiu, X.F. Xiong " Optimal reactive power control using modified point method" electric power systems research, vol. 66, 2003 pages 187-192, Elsevier.

[ZHU 2003] J.Z. Zhu, X.F. Xiong "Optimal reactive power control using modified interior point method" Electric power systems research, vol. 66, pages 187-192, 2003, Elsevier.

ANNEXE A

Tableau A1 Données du réseau test 10 nœuds

Branches	SE(i)	RE(i)	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)	P_L (kW)	Q_L (kVAr)
1	0	1	0.1233	0.4127	1840	460
2	1	2	0.0140	0.6057	980	340
3	2	3	0.7463	1.2050	1790	446
4	3	4	0.6984	0.6084	1598	1840
5	4	5	1.9831	1.7276	1610	600
6	5	6	0.9053	0.7886	780	110
7	6	7	2.0552	1.1640	1150	60
8	7	8	4.7953	2.716	980	130
9	8	9	5.3434	3.0264	1640	200
				Total	12368	4186

Tableau A2 Données du réseau test 34 nœuds

Branches	SE(i)	RE(i)	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)	P_L (kW)	Q_L (kVAr)
1	0	1	0.11700	0.04800	230	142.5
2	1	2	0.10725	0.04400	0	0
3	2	3	0.16445	0.04565	230	142.5
4	3	4	0.14950	0.04150	230	142.5
5	4	5	0.14950	0.04150	0	0
6	5	6	0.31440	0.05400	0	0
7	6	7	0.20960	0.03600	230	142.5
8	7	8	0.31440	0.05400	230	142.5
9	8	9	0.20960	0.03600	0	0
10	9	10	0.13100	0.02250	230	142.5
11	10	11	0.10480	0.01800	137	84
12	2	12	0.15720	0.02700	72	45
13	12	13	0.20960	0.03600	72	45
14	13	14	0.10480	0.01800	72	45
15	14	15	0.05240	0.00900	13.5	7.5
16	5	16	0.17940	0.04980	230	142.5
17	16	17	0.16445	0.04565	230	142.5
18	17	18	0.20790	0.04730	230	142.5
19	18	19	0.18900	0.04300	230	142.5
20	19	20	0.18900	0.04300	230	142.5
21	20	21	0.26200	0.04300	230	142.5
22	21	22	0.26200	0.04300	230	142.5
23	22	23	0.31440	0.05400	230	142.5
24	23	24	0.20960	0.03600	230	142.5
25	24	25	0.13100	0.02200	230	142.5
26	25	26	0.10480	0.01800	137	85
27	6	27	0.15720	0.02700	75	48
28	27	28	0.15720	0.02700	75	48
29	28	29	0.15720	0.02700	75	48
30	9	30	0.15720	0.02700	57	34.5
31	30	31	0.20960	0.03600	57	34.5
32	31	32	0.15720	0.02700	57	34.5
33	32	33	0.10480	0.01800	57	34.5
				Total	4636.5	2873.5

Tableau A3 Données du réseau test 69 nœuds

Branches	SE(i)	RE(i)	Résistance (Ω)	Réactance (Ω)	P_L (kW)	Q_L (kVAr)
1	0	1	0.0005	0.0012	0	0
2	1	2	0.0005	0.0012	0	0
3	2	3	0.0015	0.0036	0	0
4	3	4	0.0251	0.0294	0	0
5	4	5	0.3660	0.1864	2.6	2.2
6	5	6	0.3811	0.1941	40.4	30
7	6	7	0.0922	0.0470	75	54
8	7	8	0.0493	0.0251	30	22
9	8	9	0.8190	0.2707	28	19
10	9	10	0.1872	0.0619	145	104
11	10	11	0.7114	0.2351	145	104
12	11	12	1.0300	0.3400	8	5
13	12	13	1.0440	0.3450	8	5.5
14	13	14	1.0580	0.3496	0	0
15	14	15	0.1966	0.0650	45.5	30
16	15	16	0.3744	0.1238	60	35
17	16	17	0.0047	0.0016	60	35
18	17	18	0.3276	0.1083	0	0
19	18	19	0.2106	0.0690	1	0.6
20	19	20	0.3416	0.1129	114	81
21	20	21	0.0140	0.0046	5	3.5
22	21	22	0.1591	0.0526	0	0
23	22	23	0.3463	0.1145	28	20
24	23	24	0.7488	0.2475	0	0
25	24	25	0.3089	0.1021	14	10
26	25	26	0.1732	0.0572	14	10
27	2	27	0.0044	0.0108	26	18.6
28	27	28	0.0640	0.1565	26	18.6
29	28	29	0.3978	0.1315	0	0
30	29	30	0.0702	0.0232	0	0
31	30	31	0.3510	0.1160	0	0
32	31	32	0.8390	0.2816	14	10
33	32	33	1.7080	0.5646	9.5	14
34	33	34	1.4740	0.4873	6	4
35	2	35	0.0044	0.0108	26	18.55
36	35	36	0.0640	0.1565	26	18.55
37	36	37	0.1053	0.1230	0	0
38	37	38	0.0304	0.0355	24	17
39	38	39	0.0018	0.0021	24	17
40	39	40	0.7283	0.8509	1.2	1
41	40	41	0.3100	0.3623	0	0
42	41	42	0.0410	0.0478	6	4.3
43	42	43	0.0092	0.0116	0	0
44	43	44	0.1089	0.1373	39.22	26.3
45	44	45	0.0009	0.0012	39.22	26.3
46	3	46	0.0034	0.0084	0	0
47	46	47	0.0851	0.2083	79	56.4
48	47	48	0.2898	0.7091	384.7	274.5
49	48	49	0.0822	0.2011	384.7	274.5

50	7	50	0.0928	0.0473	40.5	28.3
51	50	51	0.3319	0.1114	3.6	2.7
52	8	52	0.1740	0.0886	4.35	3.5
53	52	53	0.2030	0.1034	26.4	19
54	53	54	0.2842	0.1447	24	17.2
55	54	55	0.2813	0.1433	0	0
56	55	56	1.5900	0.5337	0	0
57	56	57	0.7837	0.2630	0	0
58	57	58	0.3042	0.1006	100	72
59	58	59	0.3861	0.1172	0	0
60	59	60	0.5075	0.2585	1244	888
61	60	61	0.0974	0.0496	32	23
62	61	62	0.1450	0.0738	0	0
63	62	63	0.7105	0.3619	227	162
64	63	64	1.0410	0.5302	59	42
64	10	65	0.2012	0.0611	18	13
66	65	66	0.0047	0.0014	18	13
67	11	67	0.7394	0.2444	28	20
68	67	68	0.0047	0.0016	28	20

ANNEXE B

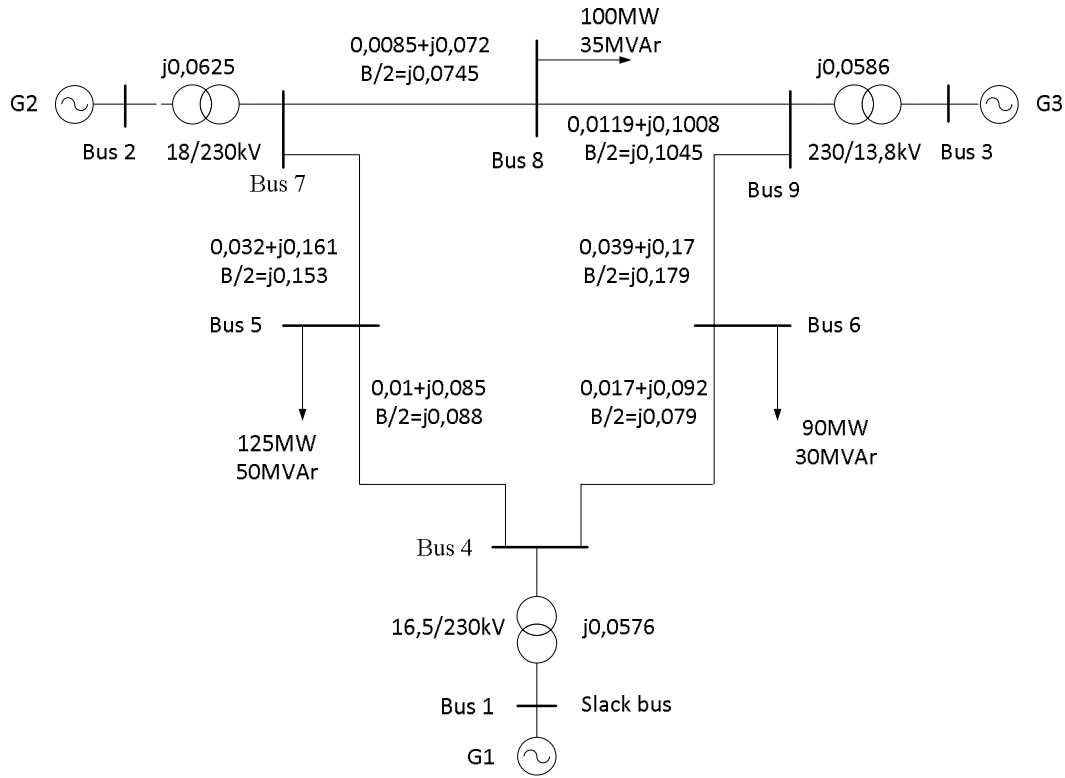


Figure B.1 Réseau WSCC 3-machine, 9bus
[RAM 2006]