



Université du Québec
à Rimouski

**DÉVELOPPEMENT D'UNE PLATEFORME DE
SIMULATION BASÉE SUR UNE FORMULATION
GÉNÉRIQUE ET UNE APPROCHE MODULAIRE POUR
DES ANALYSES ACCÉLÉRÉES DES RÉSEAUX
ÉLECTRIQUES DANS LE DOMAINE DES PHASES**

Thèse présentée

dans le cadre du programme de doctorat en ingénierie

en vue de l'obtention du grade de philosophiæ doctor (Ph.D.)

PAR

© **Hakim BENNANI**

Juin 2024

Composition du jury :

Jean-Sébastien Deschênes, président du jury, Université du Québec à Rimouski

Abderrazak El Ouafi, directeur de recherche, Université du Québec à Rimouski

Maxim Berger, examinateur, Université du Québec à Rimouski

Ahmed Chebak, codirecteur de recherche, Green Tech Institute, Université

Mohammed VI Polytechnique, Maroc

Abdellah Boulal, examinateur externe, FST, Université Hassan I, Maroc

Dépôt initial le 27 décembre 2023

Dépôt final le 10 juin 2024

UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À RIMOUSKI
Service de la bibliothèque

Avertissement

La diffusion de ce mémoire ou de cette thèse se fait dans le respect des droits de son auteur, qui a signé le formulaire « *Autorisation de reproduire et de diffuser un rapport, un mémoire ou une thèse* ». En signant ce formulaire, l'auteur concède à l'Université du Québec à Rimouski une licence non exclusive d'utilisation et de publication de la totalité ou d'une partie importante de son travail de recherche pour des fins pédagogiques et non commerciales. Plus précisément, l'auteur autorise l'Université du Québec à Rimouski à reproduire, diffuser, prêter, distribuer ou vendre des copies de son travail de recherche à des fins non commerciales sur quelque support que ce soit, y compris Internet. Cette licence et cette autorisation n'entraînent pas une renonciation de la part de l'auteur à ses droits moraux ni à ses droits de propriété intellectuelle. Sauf entente contraire, l'auteur conserve la liberté de diffuser et de commercialiser ou non ce travail dont il possède un exemplaire.

هَذَا مِنْ فِضْلِكَ

À ma défunte sœur qui n'a pas
pu voir mon travail.

REMERCIEMENTS

J'aimerais tout d'abord remercier mon directeur de recherche, le professeur Abderrazak El Ouafi de l'Université du Québec à Rimouski, pour m'avoir soutenu, encouragé et guidé tout au long de ce parcours. Je le remercie particulièrement de m'avoir donné l'occasion de collaborer avec lui et de sa gentillesse tout au long de mon projet.

Je suis particulièrement reconnaissant à mon codirecteur de recherche, le professeur Ahmed Chebak de Green Tech Institute de l'Université Mohammed VI Polytechnique, qui m'a soutenu tout au long de ce travail. Je le remercie pour son implication à ce projet et pour les discussions intéressantes et les conseils avisés.

Par ailleurs, ce projet de recherche n'aurait pas eu lieu sans le soutien de plusieurs personnes qui ont gravité autour de moi pendant ces dernières années. Je leur dédie cette thèse avec beaucoup d'amour et de reconnaissance.

À mes adorables petits anges Nizar et Nidal Bennani ; aucune dédicace ne saurait exprimer l'amour que je porte pour vous. Votre présence est toujours une source de motivation de joie et de bonheur. Si vous êtes nés des mêmes parents, c'est pour une bonne raison : chacun est censé contribuer d'une manière ou d'une autre à l'accomplissement de l'autre dans la vie. Je vous aime et j'implore le Tout-Puissant pour qu'il vous accorde une bonne santé et une vie longue et heureuse.

À ma douce épouse Ilham Mouak ; mille mercis pour ta patience vis-à-vis des bulles hermétiques de réflexions dans lesquelles je me suis régulièrement plongé durant le déroulement de ma thèse. J'exprime envers toi une profonde admiration et un attachement inconditionnel.

À mon adorable mère Chadia Bouhlal ; aucun langage ne saurait exprimer ce que tu mérites pour tous les sacrifices que tu n'as cessé de me donner depuis ma naissance, durant mon enfance et même à l'âge adulte.

À mon très cher père Mohamed Bennani ; ton soutien fut une lumière dans tout mon parcours. Grâce à toi, j'ai appris le sens du travail, de la responsabilité et de la persévérance. Rien au monde ne vaut les efforts fournis pour mon bien-être. Ce travail est le fruit de tes sacrifices que tu as déployés pour ma formation et mon éducation.

À ma sœur Hanane Bennani et mon beau-frère Abdessamad Belkhat ; j'exprime envers vous une profonde reconnaissance, vous avez été et vous restez très importants pour moi.

RÉSUMÉ

La croissance des énergies renouvelables dans les réseaux de distribution impose des contraintes de modélisation liées à la complexité des modèles. Ceci est dû au fait que ces énergies renouvelables utilisent des convertisseurs intelligents, dont le comportement est dicté par les stratégies de contrôle implémentées dans le contrôleur des convertisseurs. La capacité d'un algorithme d'écoulement de puissance à reproduire fidèlement ce comportement est étroitement liée à la flexibilité de sa formulation. De plus, avec la grande variété des stratégies de contrôle imposées par le code du réseau, les gestionnaires des réseaux revendiquent la nécessité d'avoir un outil de simulation permettant une modélisation personnalisée et modulaire pour implémenter librement la logique de contrôle sans devoir impliquer le concepteur du logiciel. D'autre part, l'expansion des réseaux électriques impose le développement de nouvelles méthodes d'analyse permettant de simuler efficacement des réseaux de grandes tailles et d'accélérer les analyses nécessitant un effort de calcul considérable. La flexibilité, la modularité et l'efficacité numérique de l'algorithme d'écoulement de puissance sont des caractéristiques très recherchées dans les logiciels de simulation des réseaux électriques. Ces caractéristiques s'inscrivent au cœur de notre travail de recherche.

Cette thèse porte sur le développement d'une nouvelle formulation dans le domaine des phases nommée « Formulation générique et approche modulaire (FGAM) » implémentée dans un algorithme d'écoulement de puissance basé sur la méthode de Newton. La formulation des équations du réseau avec FGAM est obtenue en modélisant chaque équipement du réseau en tant que sous-système autonome. Les équations de contrainte de chaque modèle sont définies sous une forme implicite et les variables d'état peuvent être de n'importe quel type. L'originalité de cette formulation réside dans sa flexibilité et sa modularité offrant la possibilité de procéder à une modélisation personnalisée.

Une nouvelle technique de modélisation est aussi proposée pour accélérer l'analyse d'écoulement de puissance. L'idée de base derrière cette approche consiste à exploiter la flexibilité de la FGAM en introduisant des paramètres dynamiques dans la formulation des équations du système pour préserver la structure de la matrice Jacobienne, évitant ainsi les factorisations symboliques répétitives. Le concept de paramètres dynamiques est l'un des principaux apports de cette thèse. Cette approche a été étendue pour accélérer l'analyse de contingence en préservant la structure de la Jacobienne non seulement dans le processus itératif de Newton, mais également lors du changement de la topologie du réseau. La seule et unique factorisation symbolique retenue pour simuler tous les scénarios de contingence est celle de la première itération du cas de base.

Ce projet de recherche a permis également d'apporter des contributions au niveau de la modélisation. Quatre nouveaux modèles ont été développés dans le domaine des phases avec la FGAM, à savoir : Machine asynchrone à double alimentation, machine synchrone, contrôle centralisé de la tension dans un parc éolien et la stratégie maître-esclave des transformateurs en parallèle pour la gestion des prises. Le développement du modèle de la machine asynchrone à double alimentation est basé sur la problématique de la quasi-absence d'une solution dans le domaine des phases prenant en compte le comportement des contrôleurs de convertisseurs et différentes stratégies de contrôle associées. Un nouveau modèle de la machine synchrone a été également proposé. Ce dernier est plus robuste numériquement que le modèle de la tension interne derrière une impédance et ne requiert pas l'impédance subtransitoire car la séquence directe est modélisée par une conductance et une susceptance au lieu d'une tension interne derrière une impédance. Finalement, deux stratégies de contrôle ont été implémentées par un ajustement automatique des variables d'états. Ces régulateurs de tension sont modélisés avec la FGAM comme des systèmes indépendants, et les liaisons entre le dispositif de contrôle et les dispositifs contrôlés sont ajoutées aux équations de connectivités.

Dans ce travail, cinq cas de validation sont présentés pour tester la validité des modèles et la précision des résultats et trois autres cas pour tester les performances numériques, les caractéristiques de convergence et la rapidité des algorithmes. L'ensemble des simulations effectuées sur les différents réseaux ont permis de valider les modèles proposés dans des conditions déséquilibrées et de démontrer l'efficacité et la rapidité de la solution proposée par rapport aux méthodes classiques surtout lorsqu'elle est appliquée à des réseaux de grandes tailles et à des analyses exigeant un temps de calcul important.

Mots clés : Écoulement de puissance multiphasé, formulation générique et approche modulaire, performances numériques, factorisation symbolique, analyse de contingence, analyse de la capacité d'accueil, machine asynchrone à double alimentation, machine synchrone, contrôle centralisé de la tension, stratégie de contrôle maître-esclave.

ABSTRACT

The growth of renewable energies in distribution networks poses a variety of modeling challenges due to the complexity of the models. These renewable energies use smart converters, whose behavior is dictated by the control strategies implemented in the controllers of the converters. The capability of a power flow algorithm to reproduce the real behavior of electrical power devices is closely related to the flexibility of its formulation. Moreover, with the variety of control strategies imposed by the grid code, the network operators are claiming the need for a simulation tool capable of providing a modular modeling approach to freely implement the control logic without having to involve the software designer. On the other hand, the expansion of power systems requires the development of new methods to efficiently simulate large systems and to accelerate computationally intensive analyses. The flexibility, modularity, and numerical efficiency of the power flow algorithm are highly sought-after features in power system simulation software. These features are at the heart of our research work.

The main objective of this thesis is to develop a new formulation in the phase domain named "Generic Formulation and Modular Approach (FGAM)" implemented in a power flow algorithm based on Newton's method. The FGAM formulation of the network equations is obtained by modeling each component autonomously as a subsystem. The constraint equations of each model are defined in implicit form, and the state variables can be of any type. The originality of this formulation resides in its flexibility and modularity offering the possibility of a user-defined modeling approach.

A new modeling technique is proposed to accelerate the power flow analysis. The basic idea behind this approach is to exploit the flexibility of FGAM by introducing dynamic parameters into the formulation of the system equations to preserve the Jacobian matrix structure, thus avoiding repetitive symbolic factorizations. The concept of dynamic parameters is one of the main contributions of this thesis. This approach has been extended to accelerate contingency analysis by preserving the structure of the Jacobian matrix not only in the iterative Newton process but also after every change in network topology. The unique symbolic factorization performed to evaluate all contingency scenarios is that of the first iteration of the base case scenario.

This research project also made contributions to the field of modeling. Four new models were developed in the phase domain with the FGAM formulation, namely: Double-fed asynchronous machine, synchronous machine, centralized voltage control in a wind farm, and the master-slave strategy of parallel transformers for taps management. The development of the double-fed asynchronous machine model is based on the problem of the near-absence of a phase domain solution considering the behavior of converter controllers

and various associated control strategies. A new model of synchronous machine has also been proposed. This is numerically more robust than the internal voltage behind an impedance model and does not require the subtransient impedance, as the positive sequence is modeled as conductance and susceptance instead of an internal voltage behind an impedance. Finally, two control strategies have been implemented through automatic adjustment of state variables. These voltage regulators are modeled with FGAM as independent systems, and the links between the control device and the controlled devices are added to the connectivity equations.

In this work, five validation cases are presented to test the validity of the models and the accuracy of the results, and three other cases to test the numerical performance and convergence characteristics. All the simulations carried out on the different networks have validated the proposed models under unbalanced conditions and demonstrated the efficiency and rapidity of the proposed solution compared with conventional methods, especially when applied to large-scale networks and analyses requiring significant computing time.

Keywords: Multiphase load flow, generic formulation and modular approach, numerical performance, symbolic factorization, contingency analysis, hosting capacity, doubly fed induction generator, synchronous machine, centralized voltage control, master-slave control strategy.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS.....	v
RÉSUMÉ	vii
ABSTRACT.....	ix
TABLE DES MATIÈRES.....	xi
LISTE DES TABLEAUX	xv
LISTE DES FIGURES	xvii
LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES.....	xx
LISTE DES SYMBOLES.....	xxii
CHAPITRE 1 INTRODUCTION.....	1
1.1 MISE EN CONTEXTE ET PROBLÉMATIQUE.....	1
1.2 OBJECTIFS.....	8
1.3 MÉTHODOLOGIE	10
1.4 CONTENU DE LA THÈSE	11
1.5 ORIGINALITÉ ET CONTRIBUTION DE LA THÈSE	13
CHAPITRE 2 FORMULATION GÉNÉRIQUE ET APPROCHE MODULAIRE POUR LA MODÉLISATION DU RÉSEAU DANS LE DOMAINE DES PHASES.....	15
2.1 INTRODUCTION	15
2.2 REPRÉSENTATION DU SYSTÈME	15
2.3 IMPLÉMENTATION DE LA SOLUTION DANS UN ENVIRONNEMENT DE PROGRAMMATION ORIENTÉ OBJET.....	18
2.4 INITIALISATION	23
2.5 EXEMPLE D'IMPLÉMENTATION.....	24

2.6	CONCLUSION	28
CHAPITRE 3 INTRODUCTION DES PARAMÈTRES DYNAMIQUES POUR L'ACCÉLÉRATION DE L'ALGORITHME D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE		
3.1	INTRODUCTION	30
3.2	SOLVEUR KLU	31
3.3	CONCEPT DES PARAMÈTRES DYNAMIQUES	33
3.4	EXEMPLE D'IMPLÉMENTATION	37
3.5	CONCLUSION	38
CHAPITRE 4 ACCÉLÉRATION DE L'ANALYSE DE CONTINGENCE PAR LE CONCEPT DES PARAMÈTRES DYNAMIQUES.....		
4.1	INTRODUCTION	39
4.2	MODÉLISATION D'UNE PANNE D'ÉQUIPEMENT	39
4.2.1	Retrait d'une ligne.....	42
4.2.2	Retrait d'une génératrice.....	43
4.2.3	Retrait d'un transformateur.....	44
4.2.4	Retrait d'un organe de protection	45
4.2.5	Délestage de charge	45
4.3	ASPECTS ALGORITHMIQUES	46
4.4	CONCLUSION	49
CHAPITRE 5 MODÉLISATION DU RÉSEAU DANS LE DOMAINE DES PHASES AVEC LA FORMULATION FGAM.....		
5.1	INTRODUCTION	50
5.2	MODÉLISATION TRIPHASÉE DES ÉQUIPEMENTS DU RÉSEAU	51
5.2.1	Source	51
5.2.2	Charge	51
5.2.3	Interrupteur	52
5.2.4	Transformateurs	52
5.2.5	Génératrice (nouveau modèle).....	54
5.3	CONTRIBUTION À LA MODÉLISATION DES STRATÉGIES DE CONTRÔLE COMPLEXES POUR LA RÉGULATION DE LA TENSION	57

5.3.1	Problématique de l'ajustement automatique dans l'algorithme de Newton	57
5.3.2	Contrôle centralisé de la tension dans un parc éolien.....	59
5.3.3	Stratégie de contrôle maître-esclave pour un branchement parallèle des transformateurs munis de régleur en charge automatique.....	63
5.4	EXPLOITATION DE LA FLEXIBILITÉ DE LA FORMULATION FGAM POUR L'ACCÉLÉRATION DE L'ANALYSE DE LA CAPACITÉ D'ACCUEIL DANS UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION	65
5.5	CONCLUSION.....	71
CHAPITRE 6 CONTRIBUTION À LA MODÉLISATION DE LA MACHINE ASYNCHRONE À DOUBLE ALIMENTATION DANS LE DOMAINE DES PHASES.....		72
6.1	INTRODUCTION	72
6.2	ÉTAT DE L'ART DE LA MODÉLISATION DE LA MADA DANS LE DOMAINE DES PHASES DANS UN ENGIN D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE MULTIPHASÉ.....	72
6.3	CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES ET LIMITES DE FONCTIONNEMENT DE LA TURBINE ÉOLIENNE	74
6.4	STRATÉGIES DE CONTRÔLE	79
6.4.1	Contrôle de puissance active et réactive.....	79
6.4.2	Objectifs secondaires du contrôle.....	82
6.4.3	Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation dans le domaine des phases	83
6.4.3.1	Circuit triphasé équivalent.....	83
6.4.3.2	Équations de contrainte de la MADA	86
6.4.3.3	Évaluation des termes de la Jacobienne	92
6.5	INITIALISATION DES VARIABLES D'ÉTATS DE LA MACHINE.....	94
6.6	MODÈLE DE VALIDATION	97
6.7	CONCLUSION.....	100
CHAPITRE 7 ÉTUDES DE CAS ET VALIDATION DES RÉSULTATS		102
7.1	INTRODUCTION	102
7.2	VALIDATION DES RÉSULTATS.....	104

7.2.1 Étude de cas 1 : Machine synchrone (nouveau modèle).....	104
7.2.2 Étude de cas 2 : Réseau IEEE 34-noeuds	108
7.2.3 Étude de cas 3 : Contrôle centralisé de la tension dans un parc éolien.....	110
7.2.4 Étude de cas 4 : Stratégie maître-esclave pour des transformateurs connectés en parallèle avec un régleur en charge automatique	115
7.2.5 Étude de cas 5 : Machine asynchrone à double alimentation	117
7.3 ÉVALUATIONS DES PERFORMANCES NUMÉRIQUES	123
7.3.1 Étude de cas 6 : Réseau IEEE 8500-nœuds	123
7.3.2 Étude de cas 7 : Analyse de contingence N-1 et N-2 sur le réseau IEEE 57-barres.....	128
7.3.3 Étude de cas 8 : Analyse de la capacité d'accueil.....	132
7.4 CONCLUSION	137
CONCLUSION GÉNÉRALE	139
ANNEXE A.....	142
ANNEXE B.....	143
RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES	145

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1. Nombre de variables et d'équations des équipements du réseau.....	26
Tableau 2. Paramètres de la turbine éolienne.	77
Tableau 3. Stratégies de contrôle des convertisseurs de la MADA avec objectifs secondaires.	83
Tableau 4. Admittances de séquence de la MADA.	86
Tableau 5. Équations de contrainte (Objectifs secondaires du contrôle).....	89
Tableau 6. Paramètres de la machine de test (cas 1).	104
Tableau 7. Validation des tensions nodales.	106
Tableau 8. Comparaison des courants de séquence et des puissances triphasées.....	106
Tableau 9. Validation des résultats d'écoulement de puissance pour les barres sélectionnées.....	109
Tableau 10. Contribution en puissance réactive de chaque turbine éolienne.	111
Tableau 11. Comparaison des performances numériques de la méthode avec ajustement automatique et la méthode de rétroaction-erreur.	115
Tableau 12. Tension à la barre « BUS 3 » vs. Itération.	117
Tableau 13. Résultats en régime permanent de la MADA (Solution proposée).....	121
Tableau 14. Données d'entrée des aérogénérateurs (SBASE=2 MVA, VBASE=690 V).....	122
Tableau 15. Comparaison des tensions nodales de la solution proposée avec EMTP®.....	122
Tableau 16. Dimensions et nombre d'éléments non nuls avec FGAM, MANA et IC.	125
Tableau 17. Dimensions et nombre d'éléments non nuls de la matrice Jacobienne pour les méthodes FGAM et MANA	126
Tableau 18. Timing détaillé par itération pour les méthodes FGAM et MANA.....	127

Tableau 19. Timing détaillé de l'analyse de contingence du réseau IEEE 57-barres pour les critères N-1 et N-2.	130
Tableau 20. Comparaison des performances numériques de FGAM et MANA avec le critère N-1 pour les réseaux IEEE 57-barres et IEEE 108-barres.	132
Tableau 21. Résultats de l'analyse de la capacité d'accueil pour tous les nœuds du réseau avec la solution proposée et la méthode itérative classique.	135

LISTE DES FIGURES

Figure 1. Représentation du modèle du régulateur.	18
Figure 2. Définition symbolique du modèle du régulateur.	19
Figure 3. Création de la classe du régulateur.	22
Figure 4. Exemple du réseau test.	25
Figure 5. Structure de la matrice Jacobienne.	27
Figure 6. Organigramme de résolution des équations de l'écoulement de puissance avec le solveur KLU.	32
Figure 7. Organigramme de résolution de l'écoulement de puissance avec les paramètres dynamiques.	36
Figure 8. Évaluation des paramètres dynamiques du régulateur.	37
Figure 9. Organigramme de mise à jour des paramètres dynamiques.	41
Figure 10. Modèle de la ligne.	42
Figure 11. Transformateur triphasé à deux enroulements.	44
Figure 12. Représentation d'un interrupteur idéal.	45
Figure 13. Algorithme de l'analyse de contingence.	48
Figure 14. Transformateur triphasé (Dyn11).	53
Figure 15. Réseaux de séquence de la machine synchrone (a) Séquence homopolaire ; (b) Séquence directe ; (c) Séquence inverse.	55
Figure 16. Stratégie de contrôle centralisé adoptée du parc éolien.	60
Figure 17. Analyse classique de la capacité d'analyse localisée d'un réseau.	67
Figure 18. Algorithme pour l'accélération de l'analyse de la capacité d'accueil localisée.	69
Figure 19. Technique de modélisation pour l'accélération de l'analyse de la CAL.	70

Figure 20. Configuration de l'aérogénérateur utilisant la MADA.	74
Figure 21. Performances C_p - λ pour différentes valeurs d'angle de calage.....	75
Figure 22. (a) Caractéristiques de la puissance maximale de l'aérogénérateur et (b) vitesse de rotation de la turbine en fonction de la vitesse du vent.....	76
Figure 23. Puissance de la turbine en fonction du glissement.	79
Figure 24. Contrôle de la puissance réactive de la MADA.....	81
Figure 25. Contrôle de la puissance active de la MADA.....	81
Figure 26. Représentation de la MADA dans le domaine des phases.....	84
Figure 27. Modèle de la séquence directe de la MADA.	85
Figure 28. Modèle de la séquence inverse de la MADA.	85
Figure 29. Circuit équivalent simplifié en régime permanent de la MADA.....	94
Figure 30. Initialisation de la tension rotorique.	97
Figure 31. Méthode de validation du modèle de la MADA.....	98
Figure 32. Schéma de contrôle du modèle de validation.	100
Figure 33. Schéma du réseau du cas de test (cas 1).	105
Figure 34. Évolution des variables de la machine (a) Susceptance vs. Itération ; (b) Conductance vs. Itération.	107
Figure 35. Comparaison du schéma de convergence du cas de test.....	108
Figure 36. Schéma unifilaire du réseau IEEE 34-noeuds (cas 2).....	108
Figure 37. Structure de la matrice Jacobienne (IEEE 34-noeuds).	110
Figure 38. Schéma unifilaire du réseau test (cas 3).....	111
Figure 39. Profil de tension dans le parc éolien.	112
Figure 40. Puissance réactive totale vs. Itération.	112
Figure 41. Structure de la matrice Jacobienne (Parc éolien).....	113
Figure 42. Caractéristiques de convergence utilisant la méthode d'ajustement automatique et la méthode de rétroaction-erreur.	114
Figure 43. Réseau modifié IEEE 4-barres (cas 4).....	115

Figure 44. Évolution du rapport de transformation vs. Itération.	116
Figure 45. Version modifiée du réseau III 34-noeuds (cas 5).	118
Figure 46. Résultats de simulation (EMTP [®]) vs. Résultats d'écoulement de puissance. ...	120
Figure 47. Schéma unifilaire du réseau IEEE 8500-noeuds (cas 6).	124
Figure 48. Caractéristiques de convergence du réseau IEEE 8500-noeuds.....	125
Figure 49. Structure de la matrice Jacobienne (IEEE 8500-noeuds).	128
Figure 50. Schéma unifilaire du réseau IEEE 57-barres (cas 7).....	129
Figure 51. Structure de la matrice Jacobienne pour le cas de base (IEEE 57-barres).	131
Figure 52. Réseau test de distribution pour l'analyse de la capacité d'accueil (cas 8).....	133

LISTE DES ABRÉVIATIONS, DES SIGLES ET DES ACRONYMES

PD	Production distribuée
T&D	Transmission et distribution
BFS	Backward Forward Sweep
FGAM	Formulation générique et approche modulaire
MADA	Machine asynchrone à double alimentation
STFCA	Systèmes de transmission flexibles en courant alternatif
LU	Inférieur-Supérieur (Lower-Upper)
ANM	Analyse nodale modifiée
MANA	Analyse nodale modifiée et augmentée
MS	Machine synchrone
TIDI	Tension interne derrière une impédance
PF	Méthode d'initialisation de point fixe
FS	Factorisation symbolique
CA	Capacité d'accueil
CAL	Capacité d'accueil localisée
CAO	Conception assistée par ordinateur

MAMS	Modèle amélioré de la machine synchrone
CCT	Contrôle centralisé de la tension
PCC	Point de couplage
GRD	Gestionnaire du réseau de distribution
FP	Facteur de puissance
GSC	Convertisseur de la MADA du côté du réseau
RSC	Convertisseur de la MADA du côté du rotor
MPPT	Stratégie de poursuite du point de puissance maximale
IC	Injection de courant
PLL	Boucle à verrouillage de phase

LISTE DES SYMBOLES

g	Équation résiduelle
f	Équation de contrainte
U	Variables d'entrée du modèle
y	Variables de sortie du modèle
V	Tension
I	Courant
J	Matrice Jacobienne
x	Variables d'état
A	Matrice du système linéaire
b	Vecteur de droite de la solution Point fixe
R	Résistance
X	Réactance
G	Conductance
B	Susceptance
P	Puissance active
Q	Puissance réactive

S	Puissance apparente
Y	Admittance
A	Facteur d'allocation de la puissance réactive
Ω	Vitesse
β	Angle de calage
s	Glissement
I_d	Courant dans l'axe d de Park
I_q	Courant dans l'axe q de Park
V_d	Tension dans l'axe d de Park
V_q	Tension dans l'axe q de Park
V_r	Tension rotorique
V_s	Tension statorique
V_g	Tension du côté convertisseur GSC
Θ	Angle de transformation de Park

CHAPITRE 1

INTRODUCTION

1.1 MISE EN CONTEXTE ET PROBLÉMATIQUE

Dans l'exploitation et la planification des réseaux électriques, plusieurs analyses sont généralement effectuées pour assurer un fonctionnement sécuritaire du réseau électrique. Parmi ces analyses, l'écoulement de puissance est le plus sollicité pour concevoir l'expansion des réseaux électriques et déterminer le fonctionnement optimal des réseaux existants. La qualité d'un algorithme d'écoulement de puissance est étroitement liée à ses performances numériques et à sa capacité à reproduire fidèlement le comportement réel des équipements du réseau dans des conditions équilibrées et déséquilibrées du réseau. Le principal progrès technologique à réaliser dans ce domaine consiste à surmonter les limitations de modélisation existantes empêchant la majorité des logiciels d'analyse des réseaux électriques à fournir des solutions fiables et accélérées pour des applications qui nécessitent un effort de calcul considérable.

Avec la forte pénétration de la production distribuée (PD) dans les réseaux de distribution, des modèles précis sont nécessaires pour faire fonctionner ces systèmes de manière optimale et sécuritaire. La complexité des modèles et les stratégies de contrôle implémentées dans les convertisseurs des sources actives nécessitent un grand effort de modélisation [1-4]. La représentation et l'implémentation de ces modèles posent souvent un véritable défi en raison de la rigidité de la formulation utilisée dans les algorithmes d'écoulement de puissance. Une revue exhaustive de l'état de l'art révèle que la rigidité des formulations dans les algorithmes d'écoulement de puissance existants est toujours un sujet ouvert [5, 6].

La représentation de tout modèle dans un algorithme d'écoulement de puissance peut être formulée en séquence directe [7, 8] ou dans le domaine de phase [9-12]. L'analyse de l'écoulement de puissance des réseaux de transmission implique uniquement la représentation en séquence directe, car le réseau est intrinsèquement symétrique et les charges sont équilibrées, alors qu'une solution complète dans le domaine des phases est requise pour les réseaux de distribution déséquilibrés.

Traditionnellement, le réseau de distribution a été longtemps considéré comme étant un système passif où la puissance circule dans une seule direction, de la sous-station principale jusqu'à l'extrémité du départ. Cependant, avec la forte pénétration de la PD, les réseaux de transport et de distribution (T&D) deviennent étroitement couplés et l'impact des sources actives installées dans le réseau de distribution se fait ressentir sur le réseau de transport. Dans ce contexte, plusieurs gestionnaires des réseaux ont manifesté un intérêt croissant pour la simulation des réseaux combinés (transport et distribution). Malheureusement, les méthodes d'écoulement de puissance existantes, qui ont été conçues soit pour les systèmes de distribution ou de transmission, ne peuvent pas capturer toutes les caractéristiques des réseaux T&D combinés. La solution commune pour résoudre ce problème consiste à modéliser le réseau de distribution dans le domaine des phases et le réseau de transmission en séquence directe, puis d'interfacer les deux systèmes dans un cadre de co-simulation [13, 14]. Malheureusement, cette solution ne garantit pas la convergence en raison de la disparité des algorithmes et des formulations utilisés pour la résolution de chaque réseau. La solution la plus pratique à mettre en place consiste à utiliser la représentation dans le domaine des phases pour modéliser les réseaux T&D combinés dans la même plateforme de simulation. La principale limitation de cette approche est que les algorithmes d'écoulement de puissance triphasés existants ne possèdent pas la flexibilité et la robustesse nécessaires pour simuler efficacement des réseaux aussi grands et complexes. La question centrale est de savoir s'il est possible de concevoir une solution compacte avec une formulation flexible et modulaire qui aura la capacité de modéliser tous les composants trouvés dans les réseaux électriques, et qui possède les performances

numériques lui permettant de gérer efficacement les réseaux de grandes tailles avec une topologie de réseau arbitraire (maillée ou radiale).

Nous exposons brièvement dans cette introduction les principales limitations des algorithmes d'écoulement de puissance dans le domaine des phases. Cette revue critique de la littérature mettra en évidence la contribution de la formulation de puissance proposée et son efficacité pour la modélisation et la simulation des réseaux électriques complexes de grandes tailles.

Actuellement, les engins d'écoulement de puissance ont des performances différentes en termes de capacité de modélisation, caractéristiques de convergence et des performances numériques. Ces engins reposent sur différentes formulations et techniques de résolution dont les performances varient selon la topologie et les caractéristiques du réseau simulé. Les logiciels de simulation des réseaux électriques modernes proposent plusieurs méthodes de calcul adaptées aux réseaux ayant des caractéristiques différentes [15, 16]. Une bonne compréhension des limitations de chaque engin est nécessaire pour sélectionner celui qui sera capable de résoudre efficacement le réseau concerné sans compromettre le temps de résolution.

La méthode dite « Backward/Forward Sweep (BFS) » est une méthode itérative qui consiste à calculer le courant des charges en partant par une valeur initiale des tensions (habituellement la tension nominale du réseau) [10, 11]. Les courants dans les branches en amont sont calculés en remontant vers la source (Backward Sweep). Avec ces courants, les tensions en aval de la source sont calculées (Forward Sweep). Ces itérations sont répétées jusqu'à l'obtention de la convergence, c'est-à-dire jusqu'à ce que la variation des tensions entre deux itérations successives se trouve dans une plage prédéfinie. Cette classe de solveur est formulée dans un référentiel a-b-c et tient compte de la nature déséquilibrée du réseau. La méthode BFS possède de bonnes caractéristiques de convergence pour les réseaux faiblement maillés, mais ses performances numériques diminuent considérablement à mesure que le nombre de boucles augmente dans le réseau. En outre, cette méthode a plus

de difficultés à gérer plusieurs PD en mode de contrôle de la tension [17, 18] et des transformateurs non mis à la terre [19].

L'écoulement de puissance de type Newton est un algorithme largement utilisé dans l'analyse des réseaux électriques. Cette méthode matricielle a une convergence quadratique et peut être formulée en termes de puissance [9] ou de courant [12]. L'implémentation d'un modèle dans un algorithme de Newton nécessite la formulation des équations de contrainte sous une de ces formes prédéfinies. Ce manque de flexibilité est traduit par des traitements au cas par cas de divers composants du réseau à travers de nombreuses publications telles que, mais sans y être limité, les systèmes de transmission flexible en courant alternatif (STFCA) [20] et la PD [21]. De plus, la factorisation inférieure et supérieure (LU) de la matrice Jacobienne est nécessaire à chaque itération pour résoudre le système linéaire [22]. Le processus de refactorisation peut entraîner une dégradation de la vitesse de calcul avec un impact significatif sur le temps de résolution.

L'algorithme du point fixe implémenté dans l'outil OpenDSS est une autre approche matricielle conçue pour les réseaux de distribution [23]. Dans cette méthode, les équations du réseau sont exprimées sous forme complexe et les dispositifs non linéaires sont représentés sous forme d'admittance constante avec des injections de courant pour compenser la partie non linéaire. Avec cette formulation, la matrice est maintenue constante et sa taille est au moins deux fois inférieure à la taille de la matrice Jacobienne de Newton. La méthode du point fixe fournit une solution rapide pour les réseaux de grandes tailles, mais ne garantit pas de convergence, en particulier en présence des barres de type PV dans le système [18].

La formulation de l'analyse nodale classique, qu'on retrouve dans de nombreux manuels de référence rencontre plusieurs limitations. En effet, l'hypothèse selon laquelle il existe un modèle d'admittance pour chaque équipement est une limitation importante de la formulation de l'admittance nodale. Par exemple, la représentation directe des interrupteurs et des sources de tension idéaux n'est pas possible [24]. Les sources de tension, les transformateurs, les interrupteurs et les sources dépendantes n'entrent pas dans l'analyse

nodale de manière naturelle et doivent être transformés à l'aide d'une variété d'algorithmes tels que le théorème de Norton, pour obtenir les équations sous une forme appropriée (les sources de tension et les transformateurs idéaux ne peuvent pas être transformés). Ces transformations entraînent une perte d'informations, car le nombre de nœuds physiquement connectés est réduit.

L'analyse nodale modifiée (ANM) formulée au milieu des années 1970 a étendu la formulation classique de l'analyse nodale en ajoutant des équations de contrainte pour les sources de tension, ce qui permet d'éliminer les transformations en sources de courants [25]. Cette formulation est utilisée dans le logiciel de simulations des circuits électriques PSPICE.

L'analyse nodale augmentée modifiée (MANA) élargit la formulation classique de la matrice d'admittance en augmentant la matrice d'admittance nodale du réseau par des équations supplémentaires [26-28]. Contrairement à l'analyse nodale classique, MANA permet d'établir des relations de dépendance idéales entre les branches pour les transformateurs et de traiter les sources de tension et les interrupteurs d'une manière simple et directe. L'algorithme d'écoulement triphasé basé sur la formulation MANA offre une plus grande flexibilité de modélisation par rapport aux formulations traditionnelles. Cette nouvelle formulation qui est implémentée dans le logiciel EMTP[®] permet d'éliminer les inconvénients de l'analyse nodale classique et l'analyse nodale modifiée.

La formulation MANA apporte une amélioration significative au niveau de la flexibilité de modélisation. Cependant, la modélisation des équations d'un nouveau modèle dans cet algorithme d'écoulement de puissance doit se faire selon une formulation prédéfinie avant de pouvoir les intégrer dans la matrice globale du réseau. De ce fait, la compréhension de la formulation MANA avant de commencer l'étape de modélisation est nécessaire. L'objectif de la formulation proposée est de libérer l'utilisateur qui souhaite effectuer une modélisation personnalisée de toute contrainte liée à la formulation, lui permettant ainsi de définir les équations de son modèle librement et d'une façon arbitraire. De plus, la formulation MANA n'est pas modulaire, et sans le principe de la modularité, les

utilisateurs doivent passer par le concepteur logiciel pour intégrer les équations d'un nouveau modèle, qui n'existe pas dans la librairie, dans la matrice globale du réseau. Une formulation modulaire exige une méthode d'interface automatique entre les équations du modèle et celles du réseau pour ne pas impliquer le concepteur logiciel. Cet aspect de modélisation, souvent négligé dans la littérature, fait référence à la capacité du solveur d'écoulement de puissance à fournir une approche de modélisation personnalisée (« User Defined Modelling » en anglais). En effet, l'implémentation de nouveaux modèles dans les algorithmes d'écoulement de puissance existants nécessite un effort de modélisation considérable, et cela entraîne plusieurs défis, à la fois techniques et commerciaux. La question du coût et de la responsabilité est l'un des défis commerciaux accompagnant la modélisation de ces modèles. Souvent, le concepteur logiciel exige au client de payer pour le développement de nouveaux modèles bien qu'il possède un contrat de maintenance. L'avantage de la modélisation personnalisée est que les ingénieurs électriques sont libres de développer et de maintenir leurs modèles sans impliquer le concepteur du logiciel. Avec la grande variété des stratégies de contrôles qui sont implémentées dans les convertisseurs intelligents, il devient de plus en plus utile de fournir une approche de modélisation personnalisée.

Les principales difficultés des méthodes d'écoulement de puissance susmentionnées résident dans leur manque de flexibilité à modéliser des équipements complexes par une approche modulaire sans devoir adapter les équations de ce modèle à une formulation prédéfinie. La flexibilité et la modularité sont des caractéristiques attrayantes très utiles dans les logiciels et les outils de simulation des réseaux électriques.

Les performances numériques des méthodes d'écoulement de puissance sont un autre aspect algorithmique qui retient particulièrement notre attention. En effet, lors de la résolution des équations du système avec un solveur de matrices creuses, la plupart du temps est consacré à la factorisation LU de la matrice Jacobienne (numérique et symbolique) [29, 30]. La factorisation symbolique (FS) est l'opération la plus coûteuse dans ce processus. Cette dernière est exécutée à la suite d'un changement des positions des

éléments non nuls dans la matrice Jacobienne. Cette situation peut se produire au cours du processus itératif après chaque violation de limite, changement du mode de contrôle ou discrétisation des prises des régulateurs en charge automatique. Le temps de calcul pour factoriser la matrice augmente avec le nombre des dispositifs de contrôle dans le réseau et les dimensions de la matrice Jacobienne.

Traditionnellement, la méthode de Dishonest-Newton a été largement utilisée pour réduire la charge de calcul causée par les factorisations répétitives. Dans cette méthode, la matrice Jacobienne est maintenue constante et réévaluée uniquement à des intervalles réguliers [31]. Cette variante de la méthode de Newton réduit le temps de calcul, mais ne garantit pas la convergence.

L'amélioration de la vitesse de calcul est particulièrement intéressante dans les applications à temps réel pour l'évaluation de la sécurité du réseau à la suite d'une contingence (Analyse de contingence). Le principal défi dans ce type d'application est de réduire significativement le temps d'analyse sans compromettre la précision des résultats. L'accélération de l'analyse de contingence a été discutée dans de nombreux travaux. Nous exposons dans cette introduction les principales méthodes utilisées et leurs limitations avant d'introduire la solution proposée.

Dans les références [32, 33], le théorème de compensation est appliqué en conjonction avec la factorisation triangulaire de la matrice d'admittance nodale pour simuler l'effet des changements du réseau sur la solution sans changer la factorisation symbolique. Cependant, cette méthode est bien adaptée aux applications impliquant des équations de réseaux linéaires, ce qui n'est pas le cas pour l'analyse de contingence basée sur la méthode de Newton.

La principale alternative à la méthode de compensation pour la modification de la matrice du réseau est d'effectuer une refactorisation partielle [34]. Cette méthode consiste à mettre à jour seulement les facteurs LU qui sont affectés par le changement de la matrice. La faiblesse de cette méthode est que l'effort de refactorisation dépend des nouvelles

positions des éléments de la matrice modifiée, ainsi, peu ou pas de gain peut être réalisé si l'un des éléments modifiés est dans la partie supérieure de la matrice.

La réduction du temps de calcul peut être obtenue en réduisant le nombre de cas de contingence. Cette approche consiste à classer les contingences par ordre décroissant d'indice de sévérité [35]. Les contingences peuvent alors être simulées, en commençant par les plus sévères et en continuant jusqu'à ce qu'il n'y ait plus de violation causée par une autre contingence. Le principal inconvénient de cette méthode est que le classement des contingences par l'indice de sévérité peut introduire des erreurs en raison de l'effet de filtrage.

La théorie des graphes a été également utilisée pour démontrer que la factorisation symbolique du cas de base peut être réutilisée dans les cas de contingence [35]. Ici, on ne peut simuler que le retrait d'un élément du réseau et qu'il n'y a pas d'élément à mettre en service dans le scénario de contingence. Cette limitation empêche une utilisation pratique dans les réseaux de distribution ou l'introduction de nouvelles lignes dans le réseau pour rediriger le flux de puissance comme mesure corrective faisant partie de l'analyse de contingence.

La réduction du temps de calcul de l'analyse d'écoulement de puissance et de l'analyse de contingence nécessite une démarche d'investigation rigoureuse pour gérer la problématique de la quasi-absence d'une solution complètement générique permettant de contourner les limitations des méthodes susmentionnées.

1.2 OBJECTIFS

L'objectif principal de cette thèse est le développement d'une nouvelle formulation flexible, modulaire et rapide dans le domaine des phases permettant d'effectuer des simulations d'écoulement de puissance et des analyses accélérées des réseaux électriques. Il convient ici de spécifier trois objectifs opérationnels qui constituent les différents axes

permettant d'atteindre l'objectif principal. Ces axes s'articulent autour de la modélisation, l'accélération des analyses et la validation :

1. **Modélisation** : Développer les modèles des équipements de base dans le domaine des phases avec la nouvelle formulation et exploiter sa flexibilité pour modéliser des équipements considérés jusqu'à présent problématiques en raison de leur complexité et de la difficulté liée à leur implémentation dans les algorithmes existants d'écoulement de puissance. Il s'agit là de développer de nouveaux modèles pour des équipements qui ne sont pas traités dans la littérature ou de proposer une version améliorée des modèles existants. Ici, on cite précisément, la modélisation des stratégies de contrôle complexes tels que le contrôle centralisé de la tension d'un parc éolien et la stratégie maître-esclave pour les transformateurs en parallèle ; une version améliorée du modèle classique de la machine synchrone (MS) connu sous le nom de « Tension interne derrière une impédance TIDI » ; et un nouveau modèle de la machine asynchrone à double alimentation (MADA) dans le domaine des phases en considérant le circuit électrique complet de la machine, des caractéristiques mécaniques de la turbine et les stratégies de contrôle implémentées dans le convertisseur incluant le contrôle en séquence découplé (directe et inverse) dans le repère de Park [36].
2. **Accélération des analyses** : Développer une méthode qui consiste à accélérer l'analyse d'écoulement de puissance, de contingence et de la capacité d'accueil localisée (CAL), permettant ainsi d'améliorer les performances numériques et réduire efficacement de temps d'analyse.
3. **Validation** : Valider les modèles, vérifier la précision des résultats et évaluer les performances numériques de la nouvelle formulation par rapport aux formulations classiques des analyses des réseaux électriques en utilisant des outils et des logiciels reconnus dans le domaine de simulations des réseaux ou les résultats publiés par IEEE.

L'atteinte de ces objectifs a permis d'aboutir à la conception d'un outil de simulation dans un environnement Matlab pour la simulation des réseaux complexes de grandes tailles et l'accélération des analyses exigeant un effort de calcul considérable.

1.3 MÉTHODOLOGIE

Afin d'atteindre les objectifs souhaités, nous avons élaboré une méthodologie permettant de réaliser une plateforme de simulation visant à simuler efficacement un réseau électrique. La mise au point de cette plateforme constitue le noyau de la thèse et la base de développement de tous les modèles proposés et les algorithmes utilisés.

La première étape du projet consiste à développer dans le domaine des phases une nouvelle formulation générique et modulaire dans un algorithme d'écoulement de puissance basée sur la méthode de résolution de Newton. Cette formulation doit être générique et hautement flexible dont les équations et les variables peuvent être définies d'une façon arbitraire. La modularité souhaitée consiste à modéliser chaque équipement du réseau en tant que sous-système autonome et à définir les équations de connectivité en dehors des modèles. Du point de vue implémentation, il est nécessaire de définir une méthode d'indexation pour la génération automatique de la position des éléments non nuls de la Jacobienne et une méthode d'interface automatique pour réaliser la connectivité entre les composants du réseau. Finalement, il convient de décrire le format déclaratif du modèle dans un fichier texte et de le convertir automatiquement en fichier lisible par le programme Matlab. Une fois l'outil de simulation est établi, un travail de modélisation considérable est nécessaire pour inclure des équipements complexes nécessitant une modélisation rigoureuse et une connaissance approfondie de leur fonctionnement en régime déséquilibré.

Afin d'améliorer les performances numériques de l'algorithme d'écoulement de puissance, nous avons effectué une revue exhaustive de l'état de l'art, et nous avons remarqué que la majorité des méthodes proposées pour éviter les factorisations symboliques répétitives de la matrice Jacobienne sont des méthodes mathématiques complexes et possèdent des limitations quant à leur champ d'application. Par conséquent,

nous avons été convaincus de la nécessité de concevoir une méthode générique basée purement sur une technique de modélisation. Cette phase du projet nécessite la compréhension des facteurs qui déclenchent les factorisations symboliques répétitives. Cela débouche à la conception d'une méthode pour l'accélération de l'analyse d'écoulement et de contingence par une nouvelle technique de modélisation basée sur les paramètres dynamiques pour éviter les factorisations symboliques répétitives.

Une fois l'outil de simulation est établi, il est nécessaire de le tester pour s'assurer de la précision des modèles et de la performance des algorithmes. Plusieurs cas de validation sont testés pour différentes analyses et sur des réseaux de tailles différentes. Les résultats obtenus sont comparés soit avec ceux publiés par IEEE lorsqu'ils sont disponibles ou avec le logiciel EMTP[®] dans le cas contraire. Chaque cas de validation fait l'objet d'une analyse comparative avec des méthodes classiques d'analyse du réseau pour évaluer la performance de nos algorithmes. Cette phase du projet nécessite également le développement d'un programme permettant de lire les données du réseau à partir d'un fichier CGMES (Common Grid Model Exchange Specification) généré par la plupart des logiciels de simulation des réseaux électriques.

1.4 CONTENU DE LA THÈSE

Ce travail de recherche consiste à développer une plateforme de simulation dans un environnement Matlab pour des analyses accélérées des réseaux électriques basée sur une formulation générique et une approche modulaire. La thèse contient sept chapitres :

- **Chapitre 1 – INTRODUCTION.**
Ce chapitre explique la motivation de ce projet de thèse, met en évidence ses objectifs et apports, et résume le contenu de la thèse.
- **Chapitre 2 – FORMULATION GÉNÉRIQUE ET APPROCHE MODULAIRE POUR LA MODÉLISATION DU RÉSEAU DANS LE DOMAINE DES PHASES.**
Ce chapitre expose le principe de la formulation et son implémentation dans un environnement orienté objet. Il présente aussi la méthode d'initialisation des

variables d'état du modèle et un exemple simple d'implémentation.

- Chapitre 3 – INTRODUCTION DES PARAMÈTRES DYNAMIQUES POUR L'ACCÉLÉRATION DE L'ALGORITHME D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE.

Ce chapitre explique la technique de la modélisation avec les paramètres dynamiques pour l'accélération et l'amélioration des performances numériques de l'analyse d'écoulement de puissance. Le concept des paramètres dynamique sera appliqué au modèle du régulateur présenté comme un exemple de démonstration.

- Chapitre 4 – ACCÉLÉRATION DE L'ALGORITHME DE CONTINGENCE PAR UNE MODÉLISATION BASÉE SUR LE CONCEPT DES PARAMÈTRES DYNAMIQUES.

Ce chapitre présente l'extension du concept des paramètres dynamiques pour l'accélération de l'analyse de contingence (N-k). Nous développons des équations associées à l'ajout ou le retrait d'un équipement du réseau permettant de préserver la structure de la matrice Jacobienne après tout changement de la topologie du réseau. Il sera démontré dans ce chapitre qu'une seule factorisation symbolique est requise pour évaluer tous les scénarios.

- Chapitre 5 – MODÉLISATION DU RÉSEAU DANS LE DOMAINE DES PHASES.

Ce chapitre décrit les modèles des équipements de base du réseau et propose un nouveau modèle de la machine synchrone dans le domaine des phases. La deuxième partie de ce chapitre propose une méthode originale pour modéliser des stratégies de contrôle complexes pour la régulation de la tension. Les deux stratégies de contrôle qui sont présentées dans ce chapitre sont le contrôle centralisé de la tension pour la gestion de la puissance réactive dans un parc éolien et la stratégie de contrôle maître-esclave pour la gestion des prises des transformateurs montés en parallèle. La troisième partie présente une technique de modélisation avancée pour accélérer l'analyse de la capacité d'accueil du réseau en un point d'injection donné.

- Chapitre 6 – CONTRIBUTION À LA MODÉLISATION DE LA MACHINE ASYNCHRONE À DOUBLE ALIMENTATION DANS LE DOMAINE DES

PHASES.

Ce chapitre présente la description détaillée du modèle de la MADA dans le domaine des phases. Ce modèle tient compte des différentes stratégies de contrôle implémentées dans les convertisseurs du côté réseau et du côté rotor et de l'objectif secondaire du contrôle pour atténuer l'effet des conditions de tensions de réseau déséquilibrées.

- Chapitre 7 – ÉTUDES DE CAS ET VALIDATION DES RÉSULTATS.

Ce chapitre présente huit études de cas pour valider les modèles proposés, et pour évaluer les performances numériques des méthodes présentées dans le cadre de cette thèse.

1.5 ORIGINALITÉ ET CONTRIBUTION DE LA THÈSE

L'originalité de la thèse est marquée par les contributions suivantes :

- Développement d'une formulation générique et modulaire permettant de définir librement un modèle sans devoir respecter une formulation mathématique prédéfinie.
- Accélération de l'analyse d'écoulement de puissance basée sur la méthode des paramètres dynamiques.
- Factorisation symbolique unique pour l'analyse de contingence (N-k).
- Développement du modèle de la machine asynchrone à double alimentation (MADA) dans le domaine des phases en considérant à la fois la machine et son contrôle.
- Développement d'un nouveau modèle de la machine synchrone dans le domaine des phases.
- Développement de la stratégie de contrôle centralisé de la tension pour la gestion de la puissance réactive dans un parc éolien et la stratégie de contrôle maître-esclave pour la gestion des prises des transformateurs montés en parallèle
- Développement d'un nouvel algorithme pour accélérer l'analyse de la capacité

d'accueil localisée.

Ces contributions scientifiques ont débouché sur la publication de deux articles de journal et un article de conférence :

- **H. Bennani**, A. Chebak, A. El Ouafi, “A generic three-phase power flow formulation for flexible modeling and fast solving for large-scale unbalanced networks,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, vol. 148.
- **H. Bennani**, A. Chebak, A. El Ouafi, “Unique Symbolic Factorization for Fast Contingency Analysis Using Full Newton–Raphson Method,” Energies 2023, 16, 4279.
- **H. Bennani**, A. Chebak, A. El Ouafi, “Automatic Adjustment in Newton Power Flow for Including Voltage Control in Wind Farm,” IEEE PAC, 2023.

CHAPITRE 2

FORMULATION GÉNÉRIQUE ET APPROCHE MODULAIRE POUR LA MODÉLISATION DU RÉSEAU DANS LE DOMAINE DES PHASES

2.1 INTRODUCTION

Ce chapitre propose un nouvel algorithme d'écoulement de puissance triphasé pour une modélisation systématique basée sur une formulation générique et une approche modulaire (FGAM). La description de la nouvelle formulation et son implémentation dans un algorithme d'écoulement de puissance de Newton sont au cœur de ce chapitre. La mise en œuvre de la nouvelle formulation dans l'algorithme est illustrée par un exemple d'implémentation d'un réseau simple à deux barres. La méthode d'initialisation des variables d'états la mieux adaptée à cette nouvelle formulation est également traitée dans ce chapitre.

2.2 REPRÉSENTATION DU SYSTÈME

Cette section commence par une introduction à la plateforme de simulation de l'algorithme d'écoulement de puissance basé sur la FGAM. La modularité décrite dans cette section est obtenue en modélisant chaque composant d'une façon autonome en tant que sous-système, ensuite les sous-systèmes sont connectés en ajoutant des équations supplémentaires pour établir la liaison électrique avec le réseau. La connectivité entre le composant et le réseau est réalisée automatiquement permettant ainsi au modélisateur de définir librement les équations de son modèle sans devoir les adapter à une formulation spécifique.

Dans la FGAM, chaque composant du système électrique est modélisé à l'aide d'une représentation mathématique implicite. Cette formulation est générale, systématique et

permet une représentation modulaire avec une approche de programmation « orientée objet » [37]. Ici, le modèle peut être entièrement décrit en utilisant la formulation générique sous la forme de l'équation (1). Ci-dessous, les caractères en gras sont utilisés pour identifier les matrices et les vecteurs.

$$\mathbf{g}_k(\mathbf{u}_k, \mathbf{y}_k, \mathbf{x}_k, \boldsymbol{\lambda}_k) = \mathbf{0} \quad (1)$$

Avec :

- \mathbf{u}_k représente les variables d'entrées du modèle.
- \mathbf{y}_k représente les variables de sortie du modèle.
- \mathbf{x}_k représente les variables internes du modèle.
- $\boldsymbol{\lambda}_k$ représente les paramètres du modèle (statiques et dynamiques).

Le modèle est d'abord décrit dans un fichier texte à l'aide de la représentation implicite indiquée dans l'équation (1). Ce fichier texte est écrit d'une manière structurée et dans un format déclaratif spécifique comme expliqué dans la section 2.3. Les variables d'état du modèle comprennent les entrées (m variables), les sorties (n variables) et les états internes (h variables). Ces variables d'état sont exprimées en unités réelles et peuvent être de n'importe quel type. Les entrées et les sorties représentent les variables d'interface utilisées comme connecteurs pour relier les sous-systèmes avec le réseau et établir les connexions entre les composants.

Les composants du système électrique peuvent être regroupés en deux catégories distinctes : les équipements de puissance et les contrôleurs; par exemple, le contrôleur de tension centralisé et le contrôleur du changeur de prises des transformateurs montés en parallèle. Pour les équipements de puissance, les tensions sont définies comme des variables d'état d'entrée et les courants comme des variables de sortie. Dans le cas où un contrôleur externe serait connecté à un dispositif de puissance, des entrées supplémentaires doivent être définies pour établir le lien entre le dispositif de contrôle et l'équipement de

puissance contrôlé. De même, un contrôleur peut être modélisé comme un sous-système autonome où les variables d'interface peuvent être librement définies pour établir les connexions requises avec les composants externes [37]. Les équations de connectivité sont externes aux modèles et sont générées automatiquement à partir de la topologie du réseau. La connectivité entre les composants peut être obtenue par une équation linéaire de la forme.

$$\sum_{i,j} (c_{i,k} \cdot y_{i,k} + d_{j,l} \cdot u_{j,l}) = 0 \quad (2)$$

Avec $y_{i,k}$ est la $i^{\text{ème}}$ variable de sortie du $k^{\text{ème}}$ modèle; $u_{j,l}$ est la $j^{\text{ème}}$ variable d'entrée du $l^{\text{ème}}$; $c_{i,k}$ et $d_{j,l}$ sont les coefficients associés à $y_{i,k}$ et $u_{j,l}$, respectivement.

Pour chaque sous-système, le nombre d'équations définies est $(n + h)$, tandis que le nombre total de variables d'état est $(m + n + h)$. Par conséquent, chaque équipement du réseau contribue à la matrice Jacobienne par un bloc matriciel non carré de dimensions $(n + h) \times (m + n + h)$. Ces blocs sont alignés le long de la diagonale pour former la matrice Jacobienne des équipements du réseau. Finalement, la matrice diagonale résultante est complétée par des équations de connectivité, ce qui donne un système d'équations entièrement déterminé et une matrice Jacobienne creuse non symétrique.

Après le traitement du fichier texte, le code source est généré automatiquement. Pour générer les dérivées partielles du sous-système, le calcul symbolique assisté est utilisé dans un logiciel de conception, supportant la programmation « orientée objet » [38]. Plus précisément, les équations et les variables définies dans le fichier texte sont converties en symboles et la différentiation symbolique génère les dérivées partielles nécessaires à la construction de la Jacobienne. Finalement, les symboles sont reconvertis en chaîne de caractère pour générer automatiquement le fichier qui correspond à la classe associée à ce type d'équipement. Cette classe regroupe les méthodes nécessaires pour le traitement de la Jacobienne ainsi que les propriétés (attributs) du modèle préalablement défini dans le fichier texte.

2.3 IMPLÉMENTATION DE LA SOLUTION DANS UN ENVIRONNEMENT DE PROGRAMMATION ORIENTÉ OBJET

Pour démontrer l'implémentation d'un dispositif de puissance dans l'algorithme d'écoulement de puissance triphasé proposé, un régulateur de tension monophasé connecté à la phase A est présenté à titre d'exemple (Figure 1).

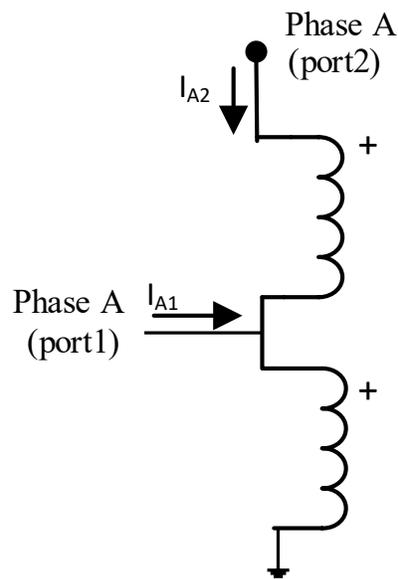


Figure 1. Représentation du modèle du régulateur.

Tout d'abord, le modèle est décrit de manière structurée et dans un format déclaratif spécifique, comme illustré à la Figure 2. La structure de la définition symbolique du modèle est composée de trois sections : « Définition », « Équations » et « Paramètres dynamiques ». La première section définit les paramètres du modèle (statiques et dynamiques) et les variables du modèle (variables d'entrées, de sorties et internes). La deuxième section contient l'implémentation des équations du modèle en utilisant la représentation implicite. La troisième section définit les équations nécessaires pour mettre à jour les paramètres dynamiques à chaque itération de Newton-Raphson.

```

%-----
Définition:
%-----
inputs          VA1R VA1I VA2R VA2I
outputs         IA1R IA1I IA2R IA2I
internal        ratio
Static_parameters  NbTap=32 Vdes=1
                  ratiomax=1.1 ratiomin=0.9 ratioinit=1
Dynamic_parameters Tap ratiodiscret
%-----
Equations:
%-----
g1= VA2R-ratio×VA1R
g2= VA2I -ratio×VA1I
g3= IA1R +ratio×IA2R
g4= IA1I +ratio×IA2I
if (Initialization == true) // Initialization
    g5 = ratio - ratioinit //Start with linear equation
else if (First_convergence == true)
    g5 = ratio - ratiodiscret //Discretization of Taps
else if (ratio > ratiomax) & (Iter >= 3) //Limit enforcement
    g5 = ratio - ratiomax
else if (ratio < ratiomin) & (Iter >= 3) //Limit enforcement
    g5 = ratio - ratiomin
else //Constraint of voltage equation
    g5=√(VA2R2+VA2I2) - Vdes
%-----
Dynamic_Parameters
%-----
Tap = (ratio-1)× $\frac{\text{NbTap}}{(\text{ratio}_{\text{max}} - \text{ratio}_{\text{min}})}$ 
ratiodiscret = round(Tap)× $\frac{(\text{ratio}_{\text{max}} - \text{ratio}_{\text{min}})}{\text{NbTap}} + 1$ 

```

Figure 2. Définition symbolique du modèle du régulateur.

Pour réaliser une connexion automatique des composants électriques avec le réseau, une convention de dénomination est adoptée pour les tensions et les courants. Plus

précisément, la phase, le numéro de port et la lettre correspondant à la partie réelle ou imaginaire de chaque variable sont explicitement identifiés dans le nom de ces variables. Par exemple, la variable I_{AIR} désigne la partie réelle du courant à la phase A au port 1.

Dans cet exemple, le rapport de transformation du régulateur est défini comme variable d'état interne pour ce modèle. Après la première convergence de l'écoulement de puissance, la position de prise du régulateur est discrétisée et deux itérations supplémentaires sont généralement nécessaires pour obtenir la convergence finale avec une position de prise réalisable. Pour ces deux itérations, la contrainte de tension est relâchée et le nouveau rapport de transformation discret $ratio_{discret}$ est imposé comme nouvelle contrainte. Il convient de noter que tous les dispositifs de contrôle de tension à comportement discret sont discrétisés conjointement après l'obtention de la première convergence d'écoulement de puissance.

L'initialisation est effectuée en utilisant la solution de point fixe à une seule itération (PF). Dans celle-ci, les équations de contrainte non linéaires sont linéarisées pour fournir une estimation initiale pour le démarrage du processus itératif de Newton-Raphson. Ceci est réalisé dans cet exemple en fixant la prise du régulateur de tension en position neutre. La section suivante donne plus de détails sur la méthode d'initialisation utilisée pour l'estimation des valeurs initiales des variables d'états. Finalement, dans le cas où la prise dépasse la valeur maximale ou minimale, l'équation de contrainte de tension est remplacée par une équation fixant la valeur de prise à sa valeur limite.

La définition symbolique du modèle est convertie automatiquement en un fichier de classe où les méthodes pour le traitement local de la Jacobienne sont implémentées (Figure 3). La position absolue de chaque élément Jacobien est générée en utilisant sa position relative dans le modèle ainsi que la position de ce modèle dans la Jacobienne. À des fins d'illustration, considérons la ligne du code Matlab présentée à la Figure 3 : `"AddToSparseMatrix(8+shiftNNZ,3+shiftG,7+shiftX,ratio);"`. Cette ligne précise que la dérivée partielle de la troisième équation résiduelle par rapport à la septième variable d'état

du modèle est égal au *ratio*. L'indice relatif de cet élément Jacobien dans le modèle est (3,7) et la position de ce modèle dans la matrice Jacobienne est donnée par l'indice de modèle (*shiftG*,*shiftX*). L'indice absolu de cet élément Jacobien est la somme de l'indice relatif et celui du modèle, c'est-à-dire ($3 + \textit{shiftG}$, $7 + \textit{shiftX}$). Cette entrée non nulle est stockée dans la matrice Jacobienne du système à la position $8 + \textit{shiftNNZ}$.

Les indices *shiftG*, *shiftX* et *shiftNNZ* sont obtenus avec une solution en boucle (voir Algorithme 1). L'implémentation du modèle en utilisant les indices relatifs et absolus est conceptuellement simple à réaliser et offre la possibilité d'implémenter des modèles personnalisés définis par l'utilisateur dans un engin d'écoulement de puissance multiphasé.

Algorithme 1. Calcul des indices des modèles.

-
- a. Initialiser les compteurs ($\textit{CounterX} = 1, \textit{CounterG} = 1$).
 - b. Fixer $k = 1$ pour commencer avec le premier modèle dans la liste des équipements.
 - c. Créer une instance de la classe du $k^{\text{ème}}$ modèle.
 - d. Calculer l'index du $k^{\text{ème}}$ modèle :
 - d.1 $\textit{shiftG}_k = \textit{CounterG}$.
 - d.2 $\textit{shiftX}_k = \textit{CounterX}$.
 - d.3 $\textit{shiftNNZ}_k = \textit{CounterNNZ}$.
 - e. Mettre à jour les compteurs :
 - e.1 $\textit{CounterX} = \textit{shiftX}_k + \textit{sizeX}_k$.
 - e.2 $\textit{CounterG} = \textit{shiftG}_k + \textit{sizeG}_k$.
 - e.3 $\textit{CounterNNZ} = \textit{shiftNNZ}_k + \textit{NNZ}_k$.
 - f. Incrémenter $k = k + 1$ pour le prochain modèle et retourner à l'étape c jusqu'au dernier modèle dans la liste des équipements.
-

```

function Calculate_Jac(obj,X)
global Initialization First_Convergence
%%-----Model index -----
shiftX      = obj.ModelPosition_X;
shiftG      = obj.ModelPosition_G;
shiftNNZ    = obj.ModelPosition_NonZeroElements;
%%----- Inputs -----
VA1R       = X(1 + shiftX);
VA1I       = X(2 + shiftX);
VA2R       = X(3 + shiftX);
VA2I       = X(4 + shiftX);
%%----- Outputs-----
IA1R       = X(5 + shiftX);
IA1I       = X(6 + shiftX);
IA2R       = X(7 + shiftX);
IA2I       = X(8 + shiftX);
%%-----Internal variables -----
ratio      = X(9 + shiftX);
%%-----Jacobian elements -----
AddToSparseMatrix(1+shiftNNZ,1+shiftG,1+shiftX,-ratio);
AddToSparseMatrix(2+shiftNNZ,1+shiftG,3+shiftX,1);
AddToSparseMatrix(3+shiftNNZ,1+shiftG,9+shiftX,-VA1R);
AddToSparseMatrix(4+shiftNNZ,2+shiftG,2+shiftX,-ratio);
AddToSparseMatrix(5+shiftNNZ,2+shiftG,4+shiftX,1);
AddToSparseMatrix(6+shiftNNZ,2+shiftG,9+shiftX,-VA1I);
AddToSparseMatrix(7+shiftNNZ,3+shiftG,5+shiftX,1);
AddToSparseMatrix(8+shiftNNZ,3+shiftG,7+shiftX,ratio);
AddToSparseMatrix(9+shiftNNZ,3+shiftG,9+shiftX,IA2R);
AddToSparseMatrix(10+shiftNNZ,4+shiftG,6+shiftX,1);
AddToSparseMatrix(11+shiftNNZ,4+shiftG,8+shiftX,ratio);
AddToSparseMatrix(12+shiftNNZ,4+shiftG,9+shiftX,IA2I);
if Initialization==0
    AddToSparseMatrix(13+shiftNNZ,5+shiftG,9+shiftX,1);
elseif First_Convergence==1
    AddToSparseMatrix(13+shiftNNZ,5+shiftG,9+shiftX,1);
elseif ratio>=ratio_max
    AddToSparseMatrix(13+shiftNNZ,5+shiftG,9+shiftX,1);
elseif ratio<=ratio_min
    AddToSparseMatrix(13+shiftNNZ,5+shiftG,9+shiftX,1);
else
    AddToSparseMatrix(14+shiftNNZ,5+shiftG,3+shiftX,VA2R/sqrt(VA2R*VA2R+VA2I*VA2I));
    AddToSparseMatrix(15+shiftNNZ,5+shiftG,4+shiftX,VA2I/sqrt(VA2R*VA2R+VA2I*VA2I));
end
end

```

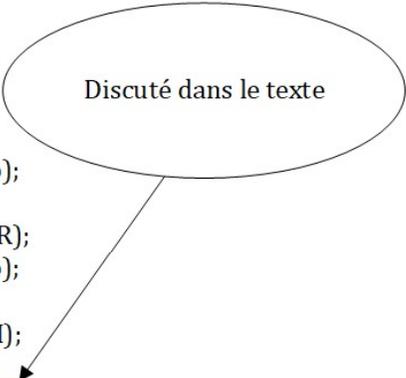


Figure 3. Création de la classe du régulateur.

2.4 INITIALISATION

Dans l'algorithme de Newton, le vecteur d'état initial doit être défini avant d'entrer dans la boucle itérative. Dans la méthode traditionnelle de Newton-Raphson, le vecteur d'état est composé uniquement de tensions nodales (amplitudes et angles) et les déphasages introduits par les transformateurs sont généralement ignorés. Ainsi, l'initialisation peut être réalisée directement avec la méthode d'initialisation à plat (ou « Flat Start » en anglais) dans laquelle les angles sont fixés à 0° et les amplitudes à 1.0 pu. L'initialisation dans l'algorithme proposé est plus complexe, car le vecteur d'état n'est pas limité aux tensions nodales, mais peut inclure différents types de variables d'état. Par conséquent, un traitement spécial est nécessaire pour initialiser correctement ces variables.

La méthode d'initialisation qui s'intègre naturellement à la formulation FGAM est la méthode PF à une seule itération [39]. Dans cette méthode, les équations de contrainte non linéaires sont converties en équations linéaires et l'estimation de la solution initiale est simplement obtenue en résolvant le système linéaire d'équations sous la forme suivante :

$$\mathbf{Ax}=\mathbf{b} \quad (3)$$

Avec \mathbf{A} est la matrice du système linéarisé et \mathbf{b} est le vecteur des variables connues comprenant les tensions des sources et les valeurs initiales estimées de certaines variables d'état, telles que les positions initiales des prises des régulateurs de tension.

La méthode PF a été appliquée pour la première fois à la formulation MANA [30]. Un examen approfondi de cette méthodologie montre que la taille de la matrice \mathbf{A} utilisée pour l'initialisation est plus petite que la matrice Jacobienne du système \mathbf{J} . Pour mieux comprendre ce point, considérons le traitement d'une charge PQ avec la méthode PF. La charge est convertie en admittance shunt et ajoutée à la matrice d'admittance du système, tandis que les équations de contrainte non linéaires et les courants de charge sont respectivement supprimés du vecteur d'équations résiduelles et des variables d'état. Étant donné que la taille et la structure (ou « Sparsity » en anglais) de \mathbf{A} et \mathbf{J} sont différentes,

deux factorisations symboliques successives sont requises, la première pour l'initialisation et la deuxième pour la première itération d'écoulement de puissance.

Dans la FGAM, les équations de contrainte non linéaires ne sont pas supprimées des équations du système, mais simplement remplacées par des équations linéaires, ainsi les matrices **A** et **J** ont la même dimension. Cependant, bien que la taille de la matrice ne soit pas modifiée, la structure des deux matrices est toujours différente. Avec l'introduction des paramètres dynamiques dans la FGAM, la structure de la matrice (position des éléments non nuls) sera préservée; par conséquent, l'analyse symbolique est effectuée qu'une seule fois au démarrage du processus de Newton, puis réutilisée pour les itérations suivantes. Le concept des paramètres dynamiques est présenté dans le troisième chapitre.

2.5 EXEMPLE D'IMPLEMENTATION

Pour explorer la structure de la matrice Jacobienne issue de la FGAM, le réseau de la Figure 4 est présenté à titre d'exemple. Pour des raisons de clarté et de simplicité, seulement la phase A est considérée dans la modélisation.

Chaque modèle de ce réseau est défini dans un fichier texte tel qu'illustré dans la Figure 4. Il convient de noter que chaque barre est modélisée explicitement comme n'importe quel autre équipement du réseau, à la seule différence qu'aucune équation de contrainte n'est définie dans le modèle ; par conséquent, les barres ne contribuent pas avec des éléments non nuls supplémentaires à la matrice Jacobienne (Figure 5).

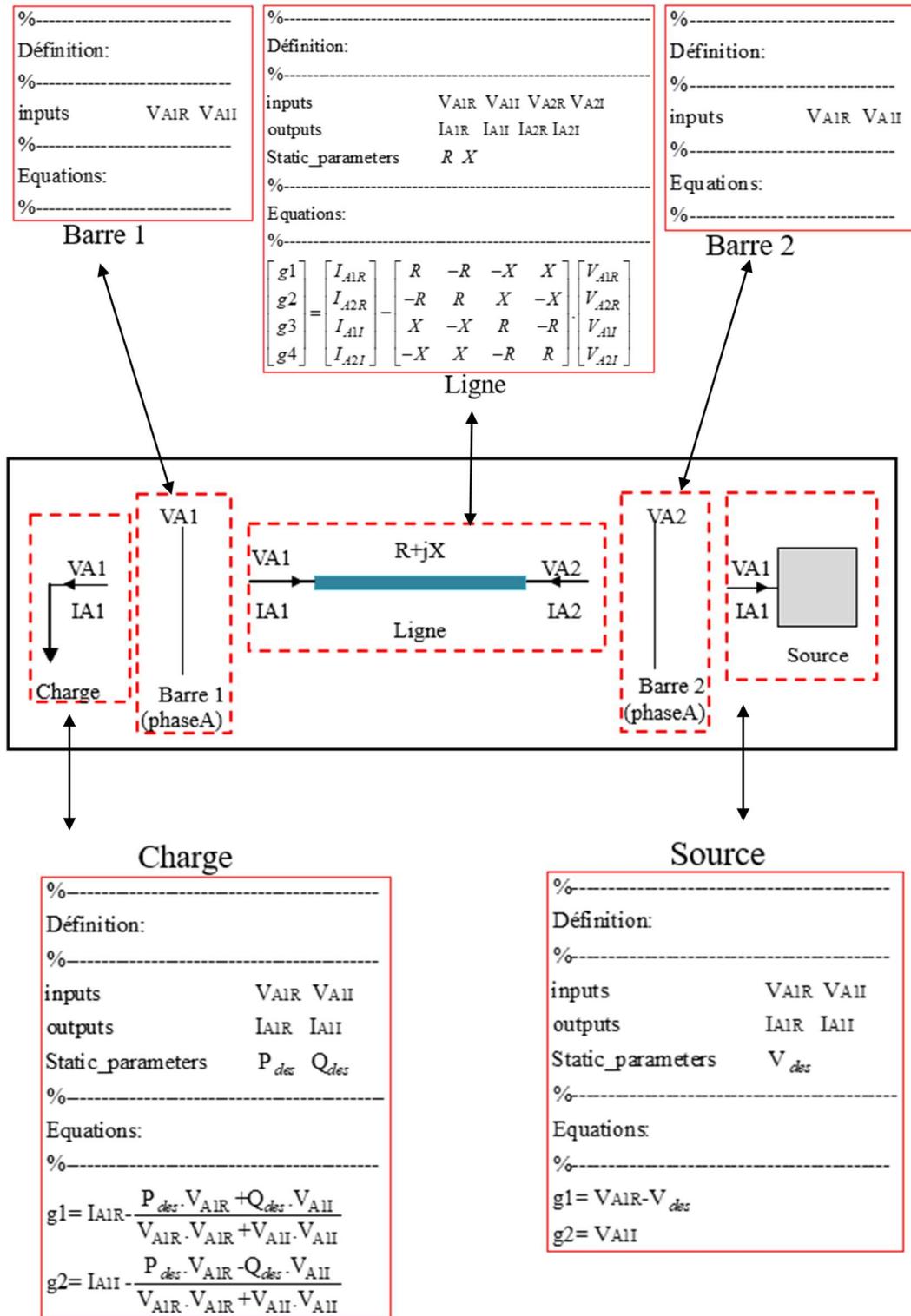


Figure 4. Exemple du réseau test.

Le vecteur d'état du réseau est composé de 20 variables et le nombre d'équations résiduelles introduites par les équipements du réseau est égal à 8. Le Tableau 1 illustre le nombre de variables d'état et d'équations de chaque équipement de ce réseau.

Tableau 1. Nombre de variables et d'équations des équipements du réseau.

	Variables	Équations
Ligne	8	4
Charge	4	2
Source	4	2
Barre1	2	0
Barre2	2	0
Total	20	8

Les équations des équipements du réseau sont complétées par 16 équations de connectivité pour former la matrice Jacobienne du réseau ayant une dimension de $\mathbb{R}^{20 \times 20}$.

Les équations de connectivité de tension à la barre1 sont données par :

$$\begin{aligned}
 g9 &= V_{A1R}^{bus1} - V_{A1R}^{charge} \\
 g10 &= V_{A1R}^{bus1} - V_{A1R}^{ligne} \\
 g11 &= V_{A1I}^{bus1} - V_{A1I}^{charge} \\
 g12 &= V_{A1I}^{bus1} - V_{A1I}^{ligne}
 \end{aligned} \tag{4}$$

Les équations de connectivité de courant (lois de Kirchhoff) à la barre 1 sont données par :

$$\begin{aligned}
 g13 &= I_{A1R}^{ligne} + I_{A1R}^{charge} \\
 g14 &= I_{A1I}^{ligne} + I_{A1I}^{charge}
 \end{aligned} \tag{5}$$

Les équations de connectivité de tension au niveau de la barre 2 sont données par :

$$\begin{aligned}
g15 &= V_{A2R}^{bus2} - V_{A1R}^{source} \\
g16 &= V_{A2R}^{bus2} - V_{A2R}^{ligne} \\
g17 &= V_{A2I}^{bus2} - V_{A1I}^{source} \\
g18 &= V_{A2I}^{bus2} - V_{A2I}^{ligne}
\end{aligned} \tag{6}$$

Les équations de connectivité de courant (lois de Kirchhoff) à la barre2 sont :

$$\begin{aligned}
g19 &= I_{A2R}^{ligne} + I_{A1R}^{charge} \\
g20 &= I_{A2I}^{ligne} + I_{A1I}^{charge}
\end{aligned} \tag{7}$$

La position de chaque élément de la Jacobienne est obtenue par l'indexation relative et absolue selon l'approche discutée dans la section 2.3. En considérant une représentation dans les trois phases, la matrice Jacobienne est multipliée par trois et sa structure est fortement creuse et non symétrique (Figure 5).

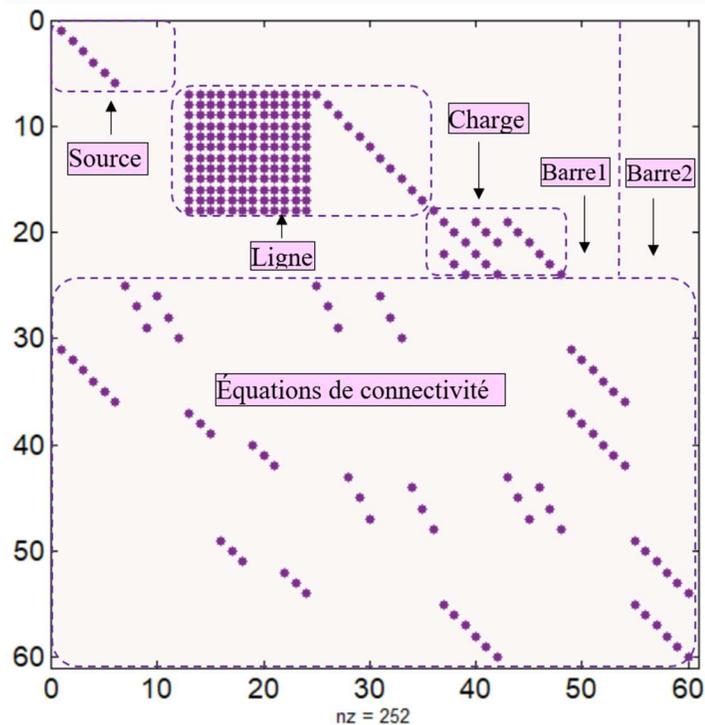


Figure 5. Structure de la matrice Jacobienne.

2.6 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons décrit en détail le concept de la nouvelle formulation (FGAM) et son implémentation dans un algorithme d'écoulement de puissance multiphasé. Le principal avantage de cette formulation est sa grande flexibilité permettant d'implémenter aisément les équations d'un modèle indépendamment de sa complexité. Cette formulation est générique, car les équations du modèle peuvent être définies librement d'une façon arbitraire et les variables d'état peuvent être de n'importe quel type.

La plateforme de simulation de notre algorithme d'écoulement de puissance a été programmée et conçue dans un environnement Matlab en suivant une programmation « orientée objet », ce qui permet de reproduire le même algorithme dans un autre environnement de développement intégré utilisant un autre langage de programmation (C++, C#, etc.).

Le principe de modularité de cette formulation est un autre avantage qui peut être exploité dans un logiciel de simulation et d'analyse des réseaux électriques pour offrir la possibilité à l'utilisateur de développer de nouveaux modèles d'une façon indépendante et sans impliquer le concepteur logiciel. Cette modularité a été achevée en utilisant un nouveau concept d'indexation pour la génération automatique de la position des éléments non nuls de la Jacobienne de chaque modèle. La connexion de ce modèle avec le réseau se fait à travers les équations de connectivité qui sont générées automatiquement à partir de la topologie du réseau et en respectant une appellation spécifique pour la déclaration des variables d'interface (tensions et courants).

Dans ce chapitre, nous avons parcouru différents aspects de la FGAM, notamment la méthode d'initialisation utilisée pour estimer la solution initiale nécessaire au démarrage de la méthode itérative de Newton. La méthode PF à une seule itération est la plus adaptée à cette nouvelle formulation pour l'estimation des variables d'état initiales ; ces variables sont exprimées en unités réelles et peuvent être de type arbitraire.

Nous allons exploiter la flexibilité de cette formulation pour accélérer différentes analyses qui requièrent un effort considérable de calcul. Tout particulièrement, nous démontrerons dans le chapitre suivant qu'avec l'introduction des paramètres dynamiques dans la formulation des équations du réseau, nous pouvons utiliser la factorisation symbolique de la matrice PF dans toutes les itérations subséquentes. Ceci permet principalement d'accélérer considérablement l'analyse d'écoulement de puissance et l'analyse de contingence.

Le présent chapitre vient donc d'ajouter aux connaissances actuelles, une nouvelle formulation qui sera la base de tous les nouveaux développements qui seront présentés dans les chapitres suivants.

CHAPITRE 3

INTRODUCTION DES PARAMÈTRES DYNAMIQUES POUR L'ACCÉLÉRATION DE L'ALGORITHME D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE

3.1 INTRODUCTION

Dans l'analyse d'écoulement de puissance, la majorité du temps est consacrée à la factorisation de la matrice Jacobienne. Au cours du processus itérative de Newton, la factorisation symbolique est requise après le changement de la structure de la matrice qui est causé principalement par le changement du mode d'opération des équipements. Ce chapitre présente une nouvelle méthode pour effectuer ce calcul avec une seule factorisation symbolique. Plus précisément, la flexibilité de la FGAM est exploitée pour développer une nouvelle technique basée sur l'introduction des paramètres dynamiques dans les équations du réseau.

La FGAM et la technique de modélisation par les paramètres dynamiques sont utilisées simultanément pour accélérer l'analyse d'écoulement de puissance et réduire le temps de calcul. L'objectif principal consiste à préserver la structure de la matrice Jacobienne pendant les itérations d'écoulement de puissance pour éviter les factorisations répétitives.

L'introduction de la modélisation par le concept des paramètres dynamiques constitue le cœur de ce chapitre. La procédure de calcul et la méthode de mise à jour des paramètres dynamique dans l'algorithme d'écoulement de puissance sont expliquées en détail dans la première partie de ce chapitre. Dans la dernière partie, nous présentons un exemple d'implémentation pour mieux appréhender le concept des paramètres dynamiques.

3.2 SOLVEUR KLU

La factorisation LU est utilisée pour résoudre des systèmes d'équations linéaires afin d'éviter d'inverser explicitement les matrices, car l'inversion d'une matrice nécessite un effort de calcul considérable. Parmi les solveurs linéaires existants, KLU est l'un des plus efficaces pour la simulation des circuits électriques impliquant des matrices creuses et non symétriques [29]. Le solveur KLU effectue les étapes suivantes en séquence pour résoudre un système d'équations linéaires : 1) permutation et réordonnancement (ou « pre-ordering » en anglais) pour réduire le remplissage de la matrice (factorisation symbolique) ; 2) calcul des facteurs de la matrice inférieure L et la matrice supérieure U à l'aide de la méthode «left-looking » (factorisation numérique); 3) résoudre le système par la méthode de substitution avant et arrière (ou «backward-forward substitution » en anglais).

Dans un programme d'écoulement de puissance basé sur la méthode de Newton, la factorisation symbolique effectuée à l'itération précédente peut être réutilisée à l'itération suivante au cas où seules les valeurs numériques seraient modifiées. Cependant, le changement de la structure de la matrice (changement des positions des éléments non nuls) nécessite la factorisation complète de la matrice Jacobienne (factorisation symbolique et numérique). La logique de la résolution des équations linéaires avec le solveur KLU dans le processus itératif de Newton est décrite dans la Figure 6.

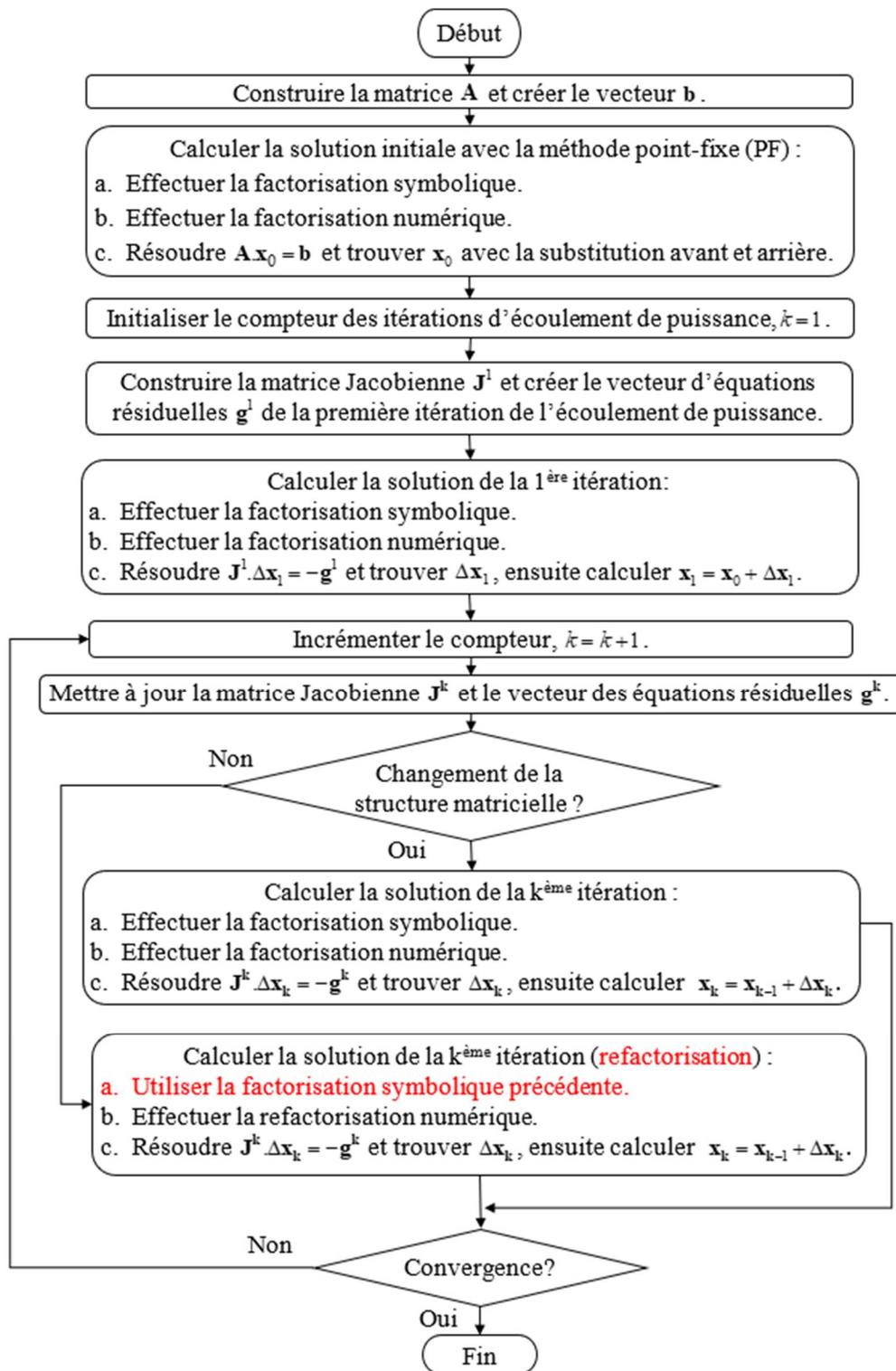


Figure 6. Organigramme de résolution des équations de l'écoulement de puissance avec le solveur KLU.

À partir de cet algorithme, on peut constater qu'au moins deux factorisations symboliques successives sont nécessaires. La première pour la solution PF et la seconde pour la première itération d'écoulement de puissance. Des factorisations symboliques supplémentaires sont également nécessaires en cas d'ajustements de contrôle, de violations de limites ou d'une discrétisation des positions du changeur de prises. Cela signifie qu'à chaque fois la structure de la Jacobienne est modifiée, une nouvelle factorisation symbolique est systématiquement exécutée. Cependant, si entre deux itérations successives la structure de la matrice Jacobienne n'a pas changé, la factorisation symbolique de l'itération précédente peut être réutilisée et la refactorisation numérique s'exécutera plus rapidement, car la recherche en profondeur utilisée dans la méthode de Gilbert/Peierls peut être complètement ignorée [29]. Par conséquent, il y a une forte incitation à maintenir la même structure de la matrice Jacobienne pendant le processus itératif de Newton pour améliorer les performances numériques de l'algorithme et réduire le temps de calcul.

Dans la section suivante, nous allons développer le concept des paramètres dynamiques dans la FGAM pour préserver la position des éléments non nuls dans la matrice Jacobienne, ce qui va permettre d'éviter les factorisations symboliques répétitives.

3.3 CONCEPT DES PARAMÈTRES DYNAMIQUES

Le changement de la structure de la matrice Jacobienne est dû à la présence des instructions conditionnelles dans le code, et plus précisément lorsque la même équation résiduelle apparaît à l'intérieur du corps de l'instruction "if-else", comme indiqué dans l'équation (8) [37]. Le programme évalue toutes les conditions et sélectionne le bloc approprié à exécuter.

$$\begin{array}{lll}
 g = f_1 & \text{if} & \text{Condition}(1) \\
 \vdots & \vdots & \vdots \\
 g = f_i & \text{else if} & \text{Condition}(i) \\
 \vdots & \vdots & \vdots \\
 g = f_n & \text{else} & \text{Condition}(n)
 \end{array} \tag{8}$$

Dans cette section, une nouvelle technique de modélisation est développée pour éviter les factorisations symboliques LU répétitives dans l'algorithme d'écoulement de puissance. Pour atteindre cet objectif, les équations de contrainte associées à toutes les conditions de fonctionnement possibles sont combinées pour former une seule équation résiduelle compacte. Dans cette équation, chaque contrainte est multipliée par un paramètre binaire λ_i qui est mis à jour à chaque itération. Plus précisément, lorsqu'une nouvelle condition est signalée, le paramètre associé à la contrainte appliquée est fixé à 1, tandis que tous les autres paramètres sont tous fixés à 0. La formulation originale de l'équation (8) est remplacée par l'équation suivante :

$$g = \lambda_0 f_0 + (1 - \lambda_0) \cdot \sum_{i=1}^{i=n} \lambda_i f_i \quad (9)$$

Où f_0 et λ_0 sont l'équation linéarisée pour l'initialisation et le paramètre dynamique associé à la contrainte d'initialisation, respectivement ; f_i et λ_i sont l'équation de contrainte non linéaire de la $i^{\text{ème}}$ condition et le paramètre dynamique associé à cette contrainte, respectivement.

Les formulations (8) et (9) sont mathématiquement équivalentes, mais numériquement différentes. En effet, dans la formulation (9), la structure de la matrice n'est pas modifiée, car la même expression mathématique est utilisée pour formuler l'équation résiduelle, et ce, quelle que soit la condition signalée (équation (9)). La structure de la matrice est établie au début et ne peut plus changer, seules les valeurs numériques des éléments non nuls de la matrice Jacobienne peuvent changer. Par conséquent, la factorisation symbolique de la solution PF peut être réutilisée pour toutes les itérations de Newton.

Ici, les expressions mathématiques des termes Jacobiens des matrices **A** et **J** sont identiques ; ces termes peuvent être utilisés de manière interchangeable pour désigner la même matrice. Numériquement, les termes de la matrice **A** sont obtenus en fixant le

paramètre dynamique λ_0 à 1, alors que le même paramètre est fixé à 0 pour obtenir la matrice Jacobienne.

$$\mathbf{A} = \left. \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\lambda_0=1} = \frac{\partial \mathbf{f}_0}{\partial \mathbf{x}} \quad \mathbf{J} = \left. \frac{\partial \mathbf{g}}{\partial \mathbf{x}} \right|_{\lambda_0=0} = \sum_{i=1}^{i=n} \lambda_i \cdot \frac{\partial \mathbf{f}_i}{\partial \mathbf{x}} \quad (10)$$

Il est important de noter que le vecteur de droite de l'équation à résoudre ne peut être utilisé d'une manière interchangeable, car sa formulation diffère entre la solution PF et celle utilisée dans les itérations de Newton. Ce vecteur est nommé \mathbf{b} pour la solution PF et \mathbf{g}^k pour les itérations d'écoulement de puissance.

Avec l'introduction des paramètres dynamiques dans la FGAM, l'algorithme de l'écoulement de puissance est simplifié et devient numériquement plus efficace, car une seule factorisation symbolique est effectuée au début de la simulation, puis réutilisée pour les itérations subséquentes. En outre, la refactorisation numérique est exécutée plus rapidement lorsque la position des éléments non nuls entre deux itérations consécutives n'est pas modifiée [29]. L'algorithme de calcul de l'écoulement de puissance proposé est illustré à la Figure 7.

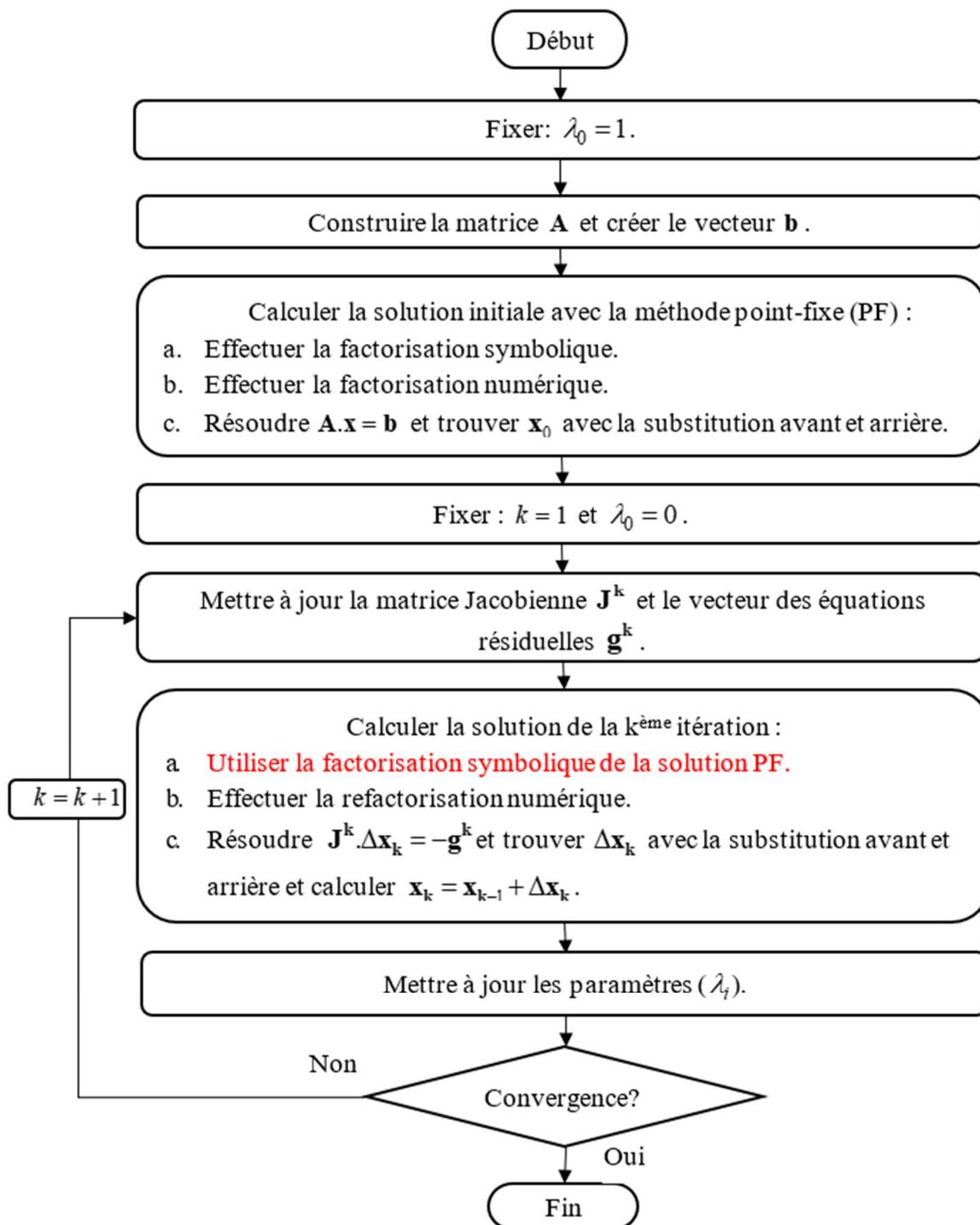


Figure 7. Organigramme de résolution de l'écoulement de puissance avec les paramètres dynamiques.

3.4 EXEMPLE D'IMPLEMENTATION

À titre d'exemple, le modèle du régulateur présenté dans la Figure 2 est reformulé dans cette section en utilisant les paramètres dynamiques. Dans cet exemple, la cinquième équation du modèle $g5$ est reformulée ici sous forme compacte sans l'instruction "if-else". Les paramètres dynamiques de cette équation résiduelle sont évalués à chaque itération pour forcer l'équation de contrainte appropriée (Figure 8).

```

%-----
Equations:
%-----
g5 =  $\lambda_0 \cdot (\text{ratio} - \text{ratio}_{\text{init}}) + (1 - \lambda_0) \cdot (\lambda_1 \cdot (\text{ratio} - \text{ratio}_{\text{discret}})$ 
      +  $\lambda_2 \cdot (\text{ratio} - \text{ratio}_{\text{max}}) + \lambda_3 \cdot (\text{ratio} - \text{ratio}_{\text{min}})$ 
      +  $\lambda_4 \cdot (\sqrt{V_{A2R}^2 + V_{A2I}^2} - V_{\text{des}})$ 
%-----
Dynamic_Parameters
%-----
if Initialization == true // Initialization
     $\lambda_0 = 1$ 
     $\lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = \lambda_4 = 0$ 
else if First_convergence == true
     $\lambda_1 = 1$ 
     $\lambda_0 = \lambda_2 = \lambda_3 = \lambda_4 = 0$ 
else if (ratio > ratio_max) & (Iter >= 3) //Limit enforcement
     $\lambda_2 = 1$ 
     $\lambda_0 = \lambda_1 = \lambda_3 = \lambda_4 = 0$ 
else if (ratio < ratio_min) & (Iter >= 3) // Limit enforcement
     $\lambda_3 = 1$ 
     $\lambda_0 = \lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_4 = 0$ 
else // Constraint voltage equation
     $\lambda_4 = 1$ 
     $\lambda_0 = \lambda_1 = \lambda_2 = \lambda_3 = 0$ 

```

Figure 8. Évaluation des paramètres dynamiques du régulateur.

Dans le modèle du régulateur, l'équation résiduelle $g5$ contribue à la matrice Jacobienne avec le même nombre d'éléments non nuls, et ce, quelle que soit la condition de fonctionnement du régulateur. Un élément non nul dans ce sens signifie une entrée présente dans la structure de données de la Jacobienne ; cette entrée peut en fait être numériquement nulle, car le solveur KLU n'élimine pas les entrées numériquement nulles de sa matrice creuse [30]. Les trois éléments de la Jacobienne introduits par le régulateur sont exprimés en fonction des variables d'état et des paramètres dynamiques comme suit :

$$\begin{aligned}
\frac{\partial g5}{\partial ratio} &= \lambda_0 + (1 - \lambda_0) \times (\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3) \\
\frac{\partial g5}{\partial V_{A2R}} &= (1 - \lambda_0) \times \lambda_4 \times \frac{V_{A2R}}{\sqrt{V_{A2R}^2 + V_{A2I}^2}} \\
\frac{\partial g5}{\partial V_{A2I}} &= (1 - \lambda_0) \times \lambda_4 \times \frac{V_{A2I}}{\sqrt{V_{A2R}^2 + V_{A2I}^2}}
\end{aligned} \tag{11}$$

3.5 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons exploité la flexibilité de la FGAM pour accélérer l'analyse d'écoulement de puissance. Plus précisément, nous avons introduit les paramètres dynamiques dans la formulation FGAM pour éviter les factorisations symboliques répétitives dans le processus itératif de Newton. Ces factorisations sont requises lors du changement du mode d'opération des équipements. Nous avons démontré également que l'analyse d'écoulement de puissance peut être effectuée avec une seule factorisation symbolique. La factorisation retenue est celle utilisée pour initialiser le système avec la matrice \mathbf{A} .

Dans le prochain chapitre, nous allons exploiter davantage la technique de modélisation des paramètres dynamiques pour accélérer l'analyse de contingence. Dans cette analyse, la factorisation symbolique est non seulement requise après un changement du mode d'opération des équipements, mais aussi après la modification de la topologie du réseau.

CHAPITRE 4

ACCÉLÉRATION DE L'ANALYSE DE CONTINGENCE PAR LE CONCEPT DES PARAMÈTRES DYNAMIQUES

4.1 INTRODUCTION

L'analyse de contingence joue un rôle important dans l'évaluation de la sécurité statique du réseau. Son but est de vérifier si le système peut fonctionner en toute sécurité lorsque certains éléments sont hors service. Le retrait d'un ou plusieurs équipements du réseau correspond à un scénario de contingence, et ce dernier doit être évalué par une analyse d'écoulement de puissance pour relever de potentielles anomalies. Le temps de calcul nécessaire pour effectuer l'analyse de contingence au complet est étroitement lié au nombre de scénarios et la taille du réseau. Dans une application à temps réel, la durée d'analyse est primordiale pour que les opérateurs puissent prendre des actions immédiates afin d'éviter les pannes en cascade.

Dans l'analyse de contingence, le retrait d'un équipement du réseau conduit au changement de la topologie du réseau. Par conséquent, la structure et les dimensions de la matrice Jacobienne de chaque scénario sont différentes du cas de base. L'approche proposée consiste à étendre la méthode des paramètres dynamique pour l'appliquer à l'analyse de contingence. Nous démontrons dans ce chapitre que la seule et unique factorisation symbolique retenue pour effectuer l'intégralité de l'analyse de contingence est celle du cas de base.

4.2 MODÉLISATION D'UNE PANNE D'ÉQUIPEMENT

Dans cette section, l'approche des paramètres dynamiques présentée dans le chapitre précédent est étendue pour éviter les factorisations symboliques liées au changement de

topologie du réseau. L'équation de contrainte imposant le retrait de l'équipement (f_c) et son paramètre associé (λ_c) sont incorporés dans la formulation originale comme suit :

$$g = \lambda_c f_c + (1 - \lambda_c) \cdot (\lambda_0 f_0 + \sum_{i=1}^{i=n} \lambda_i f_i) \quad (12)$$

Le premier terme de l'équation (12) modélise la panne de l'équipement. Pour simuler un nouveau scénario de contingence ($N-k$), le paramètre λ_c associé à k -composants en panne doit être fixé à 1 et pour simuler le scénario de base, le même paramètre est fixé à 0 pour tous les éléments du réseau [40].

Pour maximiser les performances numériques de la factorisation LU, l'équation de contrainte est considérée comme un choix judicieux si les conditions suivantes sont remplies:

- Condition 1 : idéalement, l'équation de contrainte ne devrait pas introduire d'éléments non nuls supplémentaires, autres que ceux initialement générés avant l'introduction de la nouvelle équation de contrainte f_c .
- Condition 2 : une équation de contrainte f_c linéaire est préférable, car la convergence de Newton-Raphson est plus robuste avec une formulation linéaire.

L'organigramme décrivant la mise à jour des paramètres dynamiques dans l'algorithme de contingence est présenté à la Figure 9.

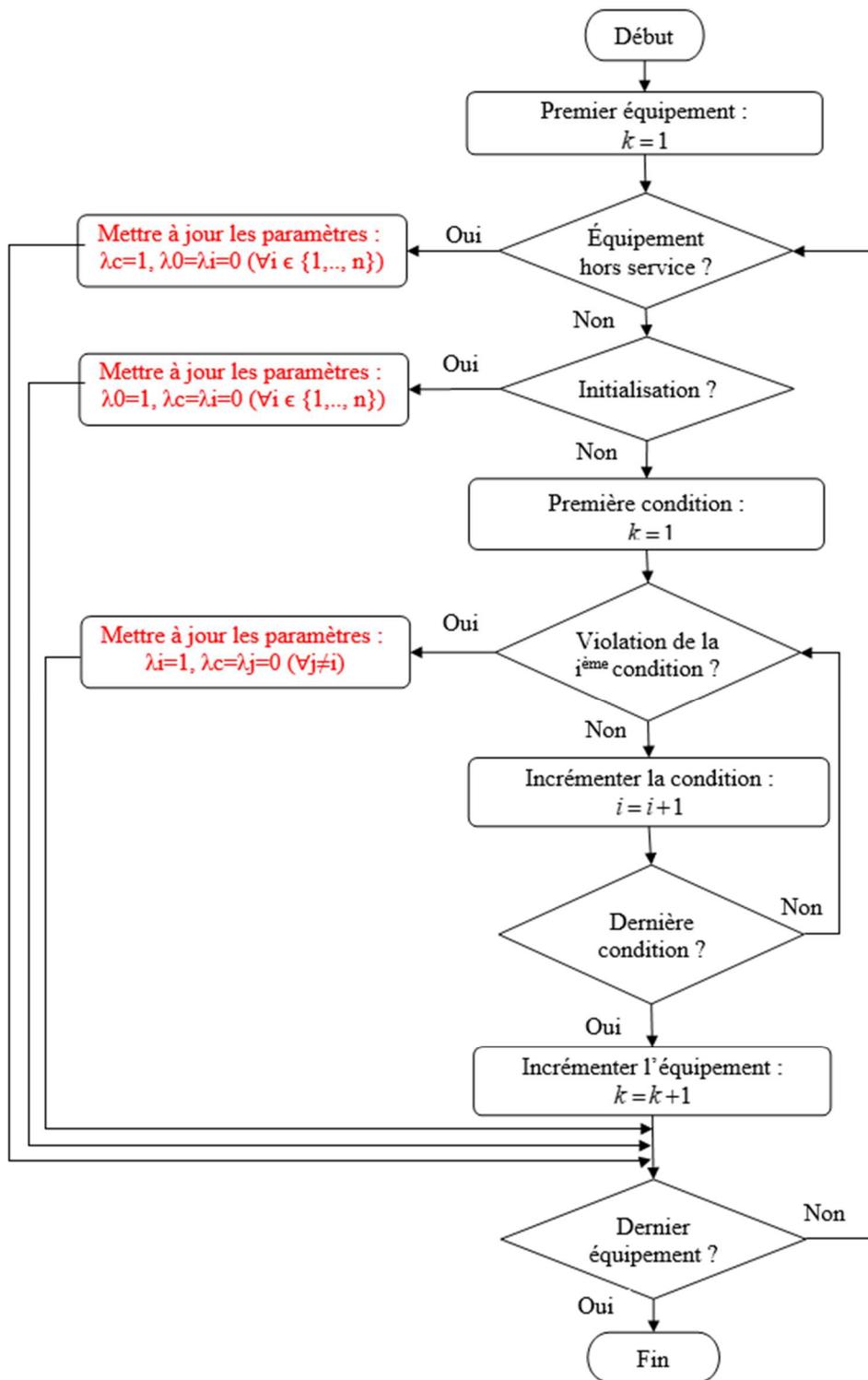


Figure 9. Organigramme de mise à jour des paramètres dynamiques.

Avec l'introduction des paramètres dynamiques dans la formulation des équations résiduelles, les dimensions et la structure de la matrice Jacobienne du cas de base deviennent identiques à celles de n'importe quel autre scénario de contingence. Rappelons encore une fois que le cas de base est utilisé ici pour effectuer la seule et unique factorisation symbolique pour la simulation de tous les scénarios de contingence.

4.2.1 Retrait d'une ligne

La mise hors service d'une branche est représentée par une équation de contrainte linéaire pour nullifier les courants des deux côtés de la ligne. Cette contrainte devient active lorsque son paramètre dynamique est fixé à 1. Par souci de clarté, le modèle de la ligne pour la phase A est présenté à titre d'exemple (Figure 10).

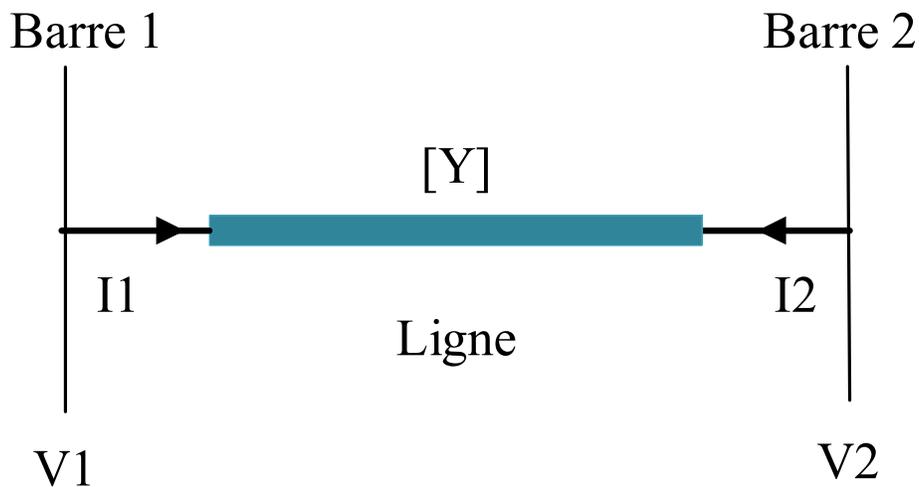


Figure 10. Modèle de la ligne.

En introduisant le paramètre dynamique λ_c , l'équation résiduelle pour le modèle de ligne devient :

$$\begin{bmatrix} g1 \\ g2 \\ g3 \\ g4 \end{bmatrix} = \lambda_c \underbrace{\begin{bmatrix} I_{A1R} \\ I_{A2R} \\ I_{A1I} \\ I_{A2I} \end{bmatrix}}_{f_c} + (1 - \lambda_c) \cdot \left(\underbrace{\begin{bmatrix} I_{A1R} \\ I_{A2R} \\ I_{A1I} \\ I_{A2I} \end{bmatrix}}_{f_1} - \underbrace{\begin{bmatrix} R & -R & -X & X \\ -R & R & X & -X \\ X & -X & R & -R \\ -X & X & -R & R \end{bmatrix}}_{f_1} \cdot \begin{bmatrix} V_{A1R} \\ V_{A2R} \\ V_{A1I} \\ V_{A2I} \end{bmatrix} \right) \quad (13)$$

L'équation de contrainte f_c est linéaire et n'introduit aucune variable supplémentaire dans l'équation résiduelle autre que celle déjà dans la contrainte f_1 , ce qui remplit les deux conditions mentionnées précédemment. Il convient de noter que l'équation de contrainte linéaire f_0 utilisée pour l'initialisation n'est pas nécessaire ici, car le modèle de la ligne est intrinsèquement linéaire.

4.2.2 Retrait d'une génératrice

La génératrice est modélisée sous forme de susceptance et de conductance variables (voir équation (14)). Pour les machines avec contrainte PV, l'équation résiduelle s'écrit sous forme compacte comme suit :

$$g = \lambda_c \underbrace{\begin{bmatrix} G \\ B \end{bmatrix}}_{f_c} + (1 - \lambda_c) \cdot \left(\lambda_0 \underbrace{\begin{bmatrix} G - G_{init} \\ B - B_{init} \end{bmatrix}}_{f_0} + \lambda_1 \underbrace{\begin{bmatrix} P_G - P_{des} \\ V - V_{des} \end{bmatrix}}_{f_1} + \lambda_2 \underbrace{\begin{bmatrix} P_G - P_{des} \\ Q_G - Q_{min} \end{bmatrix}}_{f_2} + \lambda_3 \underbrace{\begin{bmatrix} P_G - P_{des} \\ Q_G - Q_{max} \end{bmatrix}}_{f_3} \right) \quad (14)$$

La panne de la génératrice est représentée par une équation forçant la susceptance B et la conductance G à 0. Cette équation de contrainte est linéaire et n'introduit aucune variable supplémentaire dans l'équation résiduelle (g). La génératrice est effectivement considérée hors service lorsque le paramètre dynamique λ_c est fixé à 1. Les paramètres λ_1 , λ_2 et λ_3 sont mis à jour et évalués à chaque itération pour refléter les différents modes d'opération de la génératrice. Le modèle de la génératrice est présenté en détail dans le prochain chapitre.

4.2.3 Retrait d'un transformateur

Dans cette section, le modèle de panne de transformateur est mis en œuvre dans un algorithme d'écoulement de puissance triphasé basée sur la FGAM. La Figure 11 montre le modèle utilisé pour établir les équations de contrainte dans le domaine des phases pour une connexion arbitraire de transformateur triphasé.

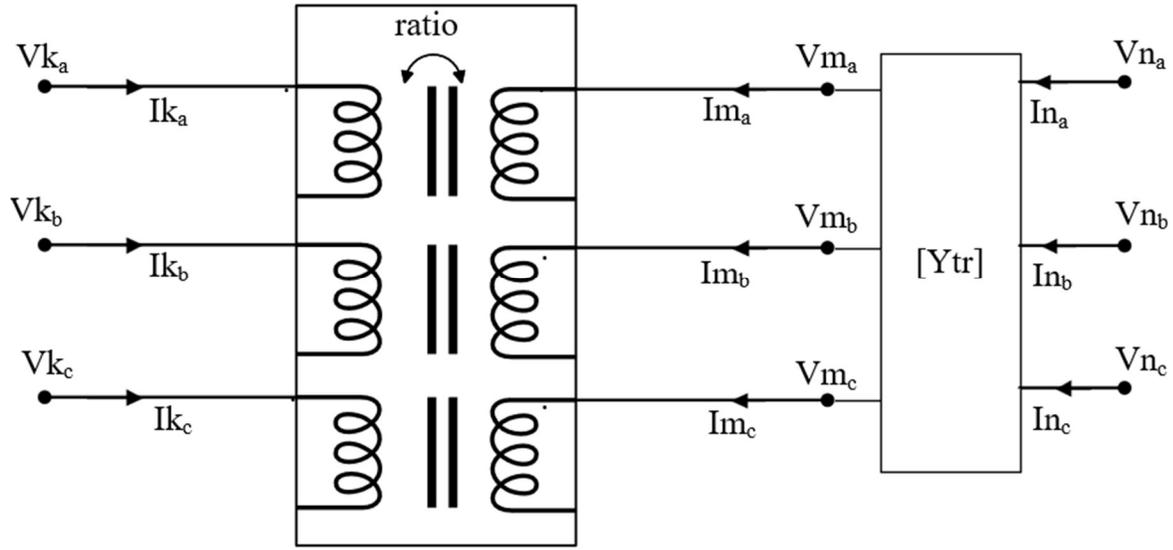


Figure 11. Transformateur triphasé à deux enroulements.

L'équation résiduelle du transformateur sous sa forme compacte est décrite comme suit :

$$g = \left\{ \begin{array}{l} \lambda_c \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{I}_{k_{abc}} \\ \mathbf{I}_{n_{abc}} \end{bmatrix}}_{f_c} + (1 - \lambda_c) \cdot \left(\underbrace{\begin{bmatrix} -\mathbf{I}_{m_{abc}} \\ \mathbf{I}_{n_{abc}} \end{bmatrix}}_{f_1} - \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{tr} & -\mathbf{Y}_{tr} \\ -\mathbf{Y}_{tr} & \mathbf{Y}_{tr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{m_{abc}} \\ \mathbf{V}_{n_{abc}} \end{bmatrix} \right) \\ \mathbf{V}_{m_{abc}} - \mathbf{D}(ratio) \cdot \mathbf{V}_{k_{abc}} \\ \mathbf{I}_{k_{abc}} + \mathbf{D}^T(ratio) \cdot \mathbf{I}_{m_{abc}} \end{array} \right. \quad (15)$$

Où Y_r est la matrice d'admittance du transformateur triphasé, $ratio$ est le rapport de transformation, $D(ratio)$ est la matrice de dépendance exprimée en fonction du rapport de transformation et l'exposant (T) indique l'opérateur de transposition.

La panne du transformateur est simulée en forçant les courants à zéro des deux côtés du transformateur. La mise hors service du transformateur devient effective si le paramètre λ_c est fixé à 1. Il est utile de rappeler que dans la FGAM, les variables d'état sont exprimées en unités réelles, par conséquent le rapport de transformation est défini en fonction du modèle de connexion du transformateur.

4.2.4 Retrait d'un organe de protection

Pour un interrupteur idéal connecté entre les nœuds k et m , l'équation du modèle est donnée par :

$$g = \lambda_c \cdot \underbrace{I_{km}}_{f_c} + (1 - \lambda_c) \cdot \underbrace{(V_k - V_m)}_{f_1} \quad (16)$$

Dans cette équation, l'interrupteur est considéré comme étant en service si le paramètre λ_c est fixé à 0 (c'est-à-dire en position fermée). La même équation peut être utilisée pour simuler la mise hors service de l'interrupteur en fixant le même paramètre à 1 (c'est-à-dire en position ouverte).



Figure 12. Représentation d'un interrupteur idéal.

4.2.5 Délestage de charge

Un plan de délestage optimal est nécessaire dans les conditions d'urgence pour éviter les pannes en cascade ou une panne généralisée [41]. La charge peut être formulée en

termes de courant ou de puissance. La formulation en courant est préférable, car elle introduit moins d'éléments non nuls dans la matrice Jacobienne.

$$g = \lambda_c \cdot \underbrace{I_{km}}_{f_c} + (1 - \lambda_c) \cdot (\lambda_0 \cdot \underbrace{(I_{km} - Y_L(V_k - V_m))}_{f_0}) + \lambda_1 \cdot \underbrace{\left(I_{km} - \frac{P_{des} - jQ_{des}}{V_k^* - V_m^*}\right)}_{f_1} \quad (17)$$

Le délestage de la charge est réalisé en forçant le courant absorbé par la charge à 0. Le paramètre λ_c est évalué à chaque scénario et sa valeur est fixée à 0 si la charge est délestée.

4.3 ASPECTS ALGORITHMIQUES

Avec l'introduction des paramètres dynamiques dans la formulation des équations résiduelles, la structure de la matrice Jacobienne du cas de base devient identique à celle de n'importe quel cas de contingence. La factorisation symbolique unique retenue dans tous les scénarios de l'analyse de contingence correspond à celle effectuée pour l'initialisation du système du cas de base.

Dans le cas de base, tous les équipements du réseau sont considérés en service. Cependant, un équipement qui est initialement non connecté, mais qui devrait être connecté ultérieurement pour simuler une mesure corrective doit être modélisé explicitement dans le cas de base comme un équipement hors service en fixant le paramètre λ_c à 1. Du point de vue de la modélisation, la mise en service ou hors service d'un élément du réseau sont traitées de la même façon à travers la mise à jour du paramètre λ_c .

Les pannes simultanées ($N-k$) sont traitées de la même manière qu'une seule panne. Dans les deux cas, il faut parcourir la liste des équipements hors services et fixer leur paramètre dynamique λ_c à 1.

Le principal inconvénient de l'approche proposée est que le nombre des éléments non nuls de la matrice Jacobienne et sa taille seront légèrement surestimés. En effet, avec la méthode sans les paramètres dynamiques, l'élément en panne sera complètement exclu du

réseau et un écoulement de puissance sera effectué sans considérer l'élément en panne. Cependant, avec la méthode des paramètres dynamiques, le modèle de l'élément en panne sera considéré dans le scénario de contingence, ce qui ajoutera des éléments non nuls à la matrice Jacobienne et augmentera également ses dimensions. Pour illustrer ce point, considérons une panne d'une ligne modélisée à l'aide des paramètres dynamiques. Les éléments non nuls de la Jacobienne sont obtenus en calculant les dérivées partielles de l'équation résiduelle par rapport aux variables d'état. Les éléments non nuls de la matrice Jacobienne du modèle de la ligne sont donnés par l'équation (18). Avec la technique des paramètres dynamiques, ce modèle vient donc ajouter 5 variables d'état et 30 éléments non nuls dans la matrice Jacobienne bien qu'il soit hors service dans le scénario de contingence. Sans les paramètres dynamiques, ces équipements hors service sont complètement exclus du réseau et ne seront simplement pas modélisés. Cependant, cet inconvénient sera largement compensé par le fait qu'une seule factorisation symbolique sera effectuée pour simuler l'ensemble des scénarios de contingence. L'analyse de contingence est effectuée à l'aide de l'algorithme montré à la Figure 13.

$$\begin{aligned}
\frac{\partial g1}{\partial I_{A1R}} = 1; & \quad \frac{\partial g1}{\partial V_{A1R}} = (\lambda c - 1)R; & \quad \frac{\partial g1}{\partial V_{A2R}} = (1 - \lambda c)R; & \quad \frac{\partial g1}{\partial V_{A1I}} = (1 - \lambda c)X; & \quad \frac{\partial g1}{\partial V_{A2I}} = (\lambda c - 1)X \\
\frac{\partial g2}{\partial I_{A2R}} = 1; & \quad \frac{\partial g2}{\partial V_{A1R}} = (1 - \lambda c)R; & \quad \frac{\partial g2}{\partial V_{A2R}} = (\lambda c - 1)R; & \quad \frac{\partial g2}{\partial V_{A1I}} = (\lambda c - 1)X; & \quad \frac{\partial g2}{\partial V_{A2I}} = (1 - \lambda c)X \\
\frac{\partial g3}{\partial I_{A1I}} = 1; & \quad \frac{\partial g3}{\partial V_{A1R}} = (\lambda c - 1)X; & \quad \frac{\partial g3}{\partial V_{A2R}} = (1 - \lambda c)X; & \quad \frac{\partial g3}{\partial V_{A1I}} = (\lambda c - 1)R; & \quad \frac{\partial g3}{\partial V_{A2I}} = (1 - \lambda c)R \\
\frac{\partial g4}{\partial I_{A1I}} = 1; & \quad \frac{\partial g4}{\partial V_{A1R}} = (1 - \lambda c)X; & \quad \frac{\partial g4}{\partial V_{A2R}} = (\lambda c - 1)X; & \quad \frac{\partial g4}{\partial V_{A1I}} = (1 - \lambda c)R; & \quad \frac{\partial g4}{\partial V_{A2I}} = (\lambda c - 1)R
\end{aligned}
\tag{18}$$

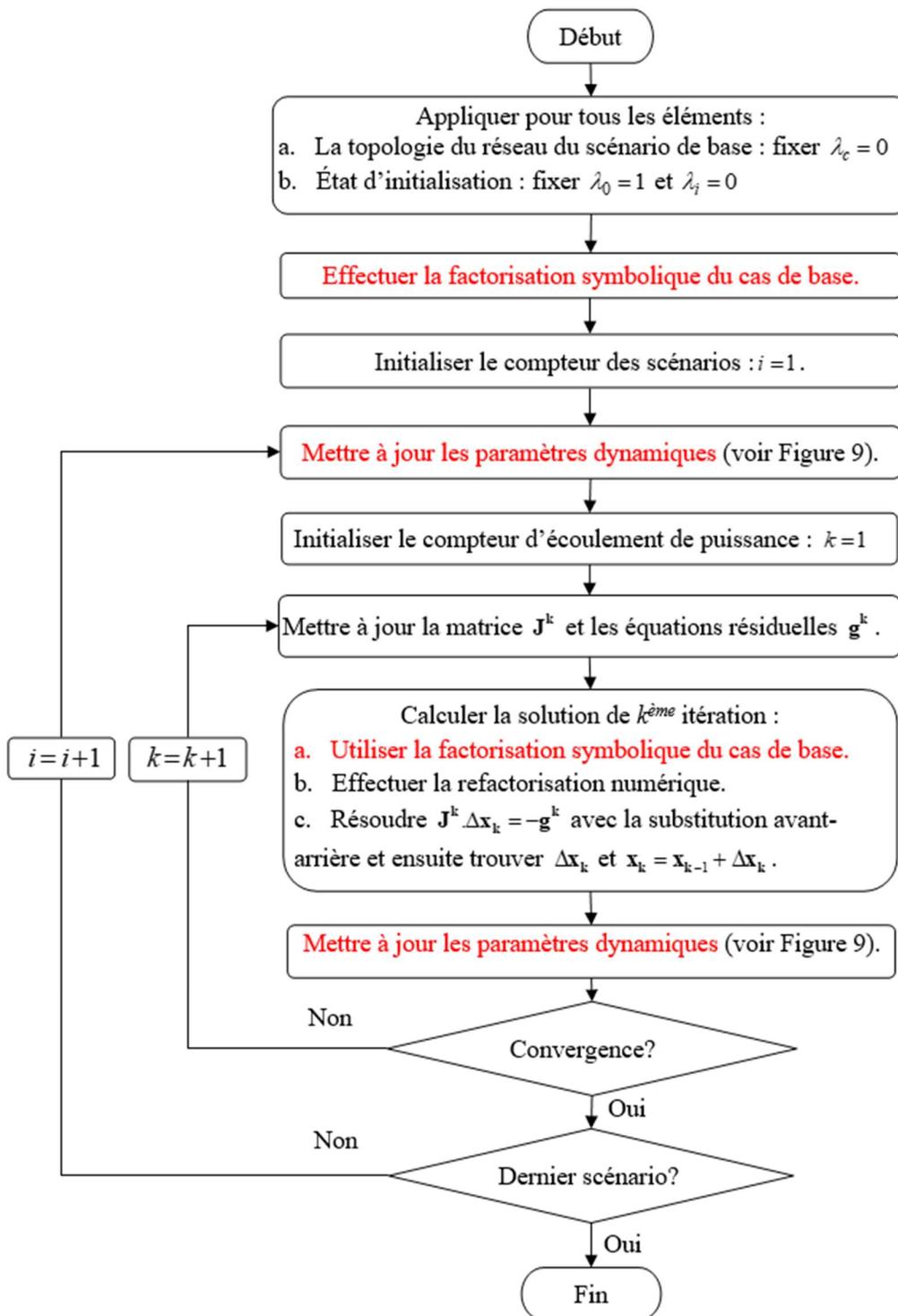


Figure 13. Algorithme de l'analyse de contingence.

4.4 CONCLUSION

La technique de modélisation présentée dans ce chapitre exploite la flexibilité de la FGAM pour éviter les factorisations symboliques répétitives dans l'analyse de contingence requises soit pendant le processus itératif de l'écoulement de puissance, soit lors de la modification de la topologie du réseau. Ici, nous avons démontré que l'analyse de contingence est effectuée avec une seule factorisation symbolique en utilisant la méthode de type Newton et un solveur de matrice creuse KLU.

Nous avons exposé également dans ce chapitre les techniques de modélisation qui nous ont permis de mettre en service ou hors service un équipement sans changer la structure de la matrice. L'approche proposée est complètement générique et peut être appliquée pour simuler des pannes simultanées de k-branches dans le réseau ainsi que les actions correctives qui consistent à mettre en service de nouveaux éléments.

CHAPITRE 5

MODÉLISATION DU RÉSEAU DANS LE DOMAINE DES PHASES AVEC LA FORMULATION FGAM

5.1 INTRODUCTION

L'écoulement de puissance basé sur la méthode de Newton-Raphson pose des défis quant à sa capacité à supporter des modèles complexes permettant de reproduire efficacement leur comportement dans des conditions déséquilibrées. Il s'agit notamment de modéliser des stratégies de contrôle complexes, des machines tournantes et de la production distribuée.

Dans ce chapitre, nous présentons dans un premier temps la modélisation des équipements de base du réseau puis nous abordons des solutions à des problèmes présentant un réel défi de modélisation dans la méthode traditionnelle d'écoulement de puissance basée sur la méthode de Newton-Raphson. Dans ce contexte, nous développons un nouveau modèle de la génératrice synchrone dans le domaine des phases qui est numériquement plus robuste que le modèle classique dit « tension interne derrière une impédance triphasée ».

Dans la deuxième partie de ce chapitre, nous proposons un ajustement automatique des variables pour simuler des stratégies de contrôle qui consistent à réguler une tension nodale simultanément par plusieurs dispositifs du même type. Le premier objectif est de traiter la stratégie de contrôle centralisé de la tension dans un parc éolien avec un partage de la puissance réactive entre les génératrices et le deuxième objectif est le contrôle des prises des transformateurs montés en parallèle avec une stratégie « maître-esclave ». Ces deux stratégies de contrôle sont présentées ici comme la base de notre développement, mais la solution proposée peut être facilement étendue pour modéliser toute autre stratégie de

contrôle. Nous démontrons que la flexibilité de la FGAM ouvre la voie au développement de nouveaux modèles complexes et à l'amélioration des modèles existants.

Nous concluons ce chapitre avec la conception d'un algorithme combiné à une nouvelle technique de modélisation pour accélérer l'analyse de la capacité d'accueil localisée pour la détermination de la puissance maximale qui peut être injectée à un point spécifique du réseau de distribution.

5.2 MODÉLISATION TRIPHASÉE DES ÉQUIPEMENTS DU RÉSEAU

Pour des raisons de concision et de clarté, les équations de contrainte pour les modèles développés dans ce chapitre sont exprimées sous forme complexe. Les dérivées partielles ne sont pas détaillées ici, car elles peuvent être facilement dérivées manuellement ou générées automatiquement en utilisant le calcul symbolique assisté offert par différents environnements de développement.

5.2.1 Source

Pour une source de tension idéale connectée entre le nœud k et m , l'équation du modèle exprimé en forme complexe est donnée par :

$$V_k - V_m = V_{des} \quad (19)$$

5.2.2 Charge

La charge peut être modélisée soit avec des équations résiduelles en suivant une formulation en puissance ou en courant. Comme la FGAM peut traiter n'importe quelle formulation, la formulation de courant est adoptée ici, car elle introduit moins d'éléments non nuls dans la matrice Jacobienne. Pour une charge connectée entre deux nœuds arbitraires k et m , l'équation du modèle exprimé sous forme complexe est donnée par :

$$\lambda_0 \cdot (I_{km} - Y_L(V_k - V_m)) + (1 - \lambda_0) \cdot (I_{km} - \frac{P_{des} - jQ_{des}}{V_k^* - V_m^*}) = 0 \quad (20)$$

Avec : V_k et V_m sont les tensions aux nœuds k et m , respectivement ; I_{km} est le courant d'injection de la charge et Y_L est l'admittance estimée de la charge utilisée pour l'initialisation des variables de la charge avec la méthode PF.

5.2.3 Interrupteur

La modélisation d'un interrupteur idéal dans l'algorithme traditionnel de Newton est souvent problématique, car cet élément est modélisé avec une très grande admittance lorsqu'il est fermé ce qui peut causer des problèmes numériques. Avec la FGAM, tous les éléments à impédance nulle et en particulier les interrupteurs idéaux sont modélisés avec une équation de branche faisant complètement abstraction de l'admittance. L'équation du modèle de l'interrupteur idéal connecté entre deux nœuds arbitraires k et m , est donnée par :

$$k \cdot (V_k - V_m) + (1 - k) \cdot I_{km} = 0 \quad (21)$$

Où le paramètre k reflète la position du commutateur. Lorsque l'interrupteur est fermé $k = 1$ et lorsqu'il est ouvert $k = 0$.

5.2.4 Transformateurs

Un transformateur est modélisé de manière simple en décrivant les équations de tension et de courant liant les enroulements primaire et secondaire. Cette technique est générique et peut être utilisée pour traiter une connexion arbitraire de transformateur triphasé et monophasé.

À titre d'illustration, considérons un transformateur triphasé (Dyn11) connecté entre les nœuds k et n , le nœud intermédiaire m est créé pour inclure l'impédance du transformateur (Figure 14).

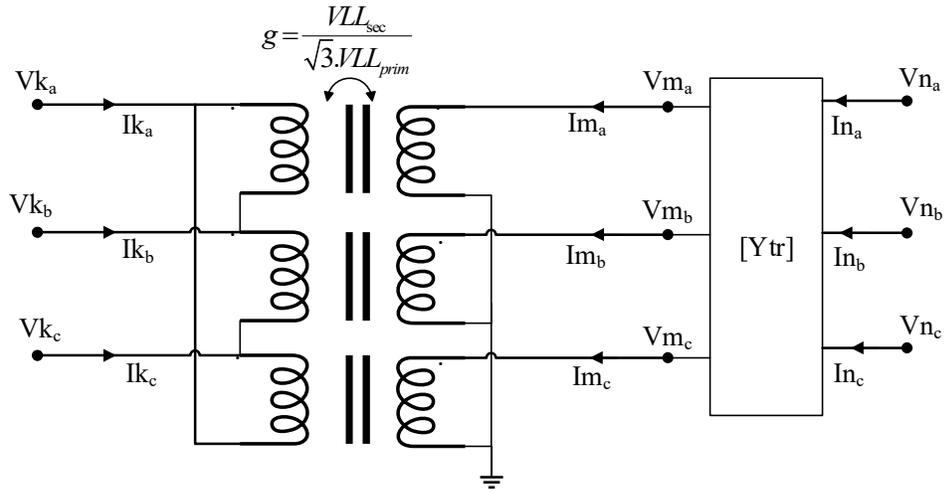


Figure 14. Transformateur triphasé (Dyn11).

Les équations du modèle pour ce transformateur triphasé sont données par les équations suivantes :

$$\begin{aligned}
 \mathbf{V}_{m_{abc}} &= \mathbf{D} \cdot \mathbf{V}_{k_{abc}} \\
 \mathbf{I}_{k_{abc}} &= -\mathbf{D}^T \cdot \mathbf{I}_{m_{abc}} \\
 \begin{bmatrix} -\mathbf{I}_{m_{abc}} \\ \mathbf{I}_{n_{abc}} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{tr} & -\mathbf{Y}_{tr} \\ -\mathbf{Y}_{tr} & \mathbf{Y}_{tr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{m_{abc}} \\ \mathbf{V}_{n_{abc}} \end{bmatrix}
 \end{aligned} \tag{22}$$

Où \mathbf{Y}_{tr} est la matrice d'admittance du transformateur, l'exposant (T) indique l'opérateur de transposition et \mathbf{D} est la matrice de dépendance donnée par :

$$\mathbf{D} = \begin{bmatrix} g & -g & 0 \\ 0 & g & -g \\ g & 0 & -g \end{bmatrix} \tag{23}$$

La variable g représente le rapport de transformation. Il est important de rappeler que toutes les variables du modèle sont exprimées en unités réelles et que, par conséquent, le rapport de transformation g dépend de la connexion du transformateur (Figure 14).

5.2.5 Génératrice (nouveau modèle)

La plupart des méthodes d'écoulement de puissance représentent la machine synchrone de manière très simplifiée en divisant la puissance équitablement sur les trois phases pour une barre de type PQ ou en contrôlant la tension sur une des phases pour la barre de type PV. Dans des conditions de tension déséquilibrée, cette représentation peut conduire à des erreurs considérables en raison des particularités du modèle interne de la machine. De nombreux auteurs ont proposé de considérer le circuit interne de la machine en modélisant la génératrice par une tension interne derrière une impédance triphasée (TIDI) [42-45]. Dans ce modèle, la tension interne introduit deux variables d'état qui sont résolues pour répondre aux contraintes de l'écoulement de puissance de la machine. Bien que ce modèle soit plus précis que le modèle simplifié, il représente deux inconvénients. Premièrement, la valeur initiale de la variable interne (amplitude et angle) ne peut pas être simplement estimée à partir des données de l'écoulement de puissance. Deuxièmement, l'impédance de séquence directe de la machine est nécessaire pour construire l'impédance triphasée de la machine ; cette donnée d'entrée supplémentaire est généralement requise pour l'analyse de stabilité transitoire.

Cette section développe un nouveau modèle mathématique complet dans le domaine des phases de la machine synchrone. Le modèle proposé ne requiert pas l'impédance subtransitoire et peut être initialisé à partir des valeurs cibles des données de l'écoulement de puissance. Le cas de validation montre que le modèle proposé est précis et numériquement plus robuste que le modèle TIDI. Dans la suite du texte, l'acronyme MAMS fait référence au modèle amélioré de la machine synchrone.

La Figure 15 présente les trois réseaux de séquence du MAMS, utilisés pour dériver les équations de contrainte dans le domaine des phases. Dans ce cas, le modèle de séquence

directe de la machine est représenté comme une admittance variable au lieu d'une tension interne derrière une impédance. L'admittance de séquence directe est donnée par l'équation (24).

$$Y_1 = G_1 + jB_1 \quad (24)$$

Avec : G_1 et B_1 sont définis comme des variables internes qui sont résolues pour satisfaire les contraintes de la machine (c'est-à-dire la contrainte PV ou PQ).

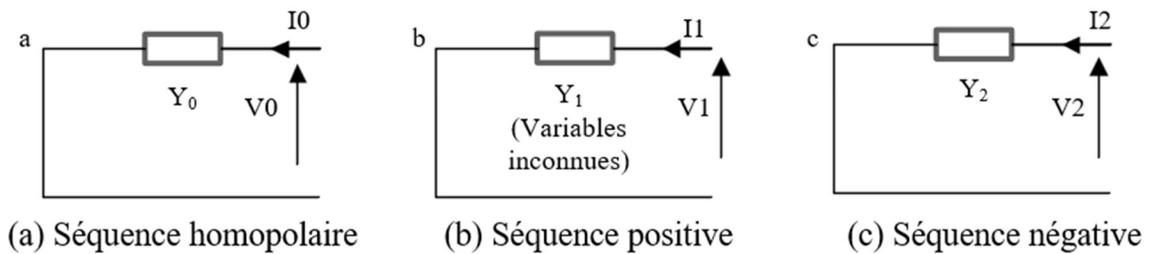


Figure 15. Réseaux de séquence de la machine synchrone (a) Séquence homopolaire ; (b) Séquence directe ; (c) Séquence inverse.

Il y a huit variables inconnues en quantités réelles (six pour les courants et deux pour les variables internes), nécessitant pour la solvabilité le même nombre d'équations de contrainte.

À partir des réseaux de séquences, l'équation non linéaire reliant les tensions et courants terminaux est donnée par :

$$\mathbf{I}_{abc} = (\mathbf{A} \mathbf{Y}_{012} \mathbf{A}^{-1}) \cdot \mathbf{V}_{abc} \quad (25)$$

Où \mathbf{A} est la matrice de transformation de Fortescue ; \mathbf{I}_{abc} est le vecteur de courant de la machine ; \mathbf{V}_{abc} est le vecteur de tension dans le domaine des phases aux bornes de la machine et :

$$\mathbf{Y}_{012} = \begin{bmatrix} Y_0 & 0 & 0 \\ 0 & Y_1 & 0 \\ 0 & 0 & Y_2 \end{bmatrix} \quad (26)$$

La formulation de l'équation (25) avec les paramètres dynamiques est donnée par :

$$\mathbf{I}_{abc} = \mathbf{A} \begin{bmatrix} Y_0 & 0 & 0 \\ 0 & \lambda_0.(G_{init} + jB_{init}) + (1-\lambda_0).(G_1 + jB_1) & 0 \\ 0 & 0 & Y_2 \end{bmatrix} \mathbf{A}^{-1} \mathbf{V}_{abc} \quad (27)$$

Pour l'initialisation, le paramètre λ_0 est fixé à 1 dans l'équation (27), tandis que G_{init} et B_{init} sont estimés en utilisant les puissances désirées (P_{des} et Q_{des}) et la tension nominale comme suit :

$$G_{init} + jB_{init} = \frac{conj(P_{des} + jQ_{des})}{3V_{LLnom}^2} \quad (28)$$

Pour une machine avec une contrainte PV, G_{init} et B_{init} sont estimés en supposant le facteur de puissance nominale de la machine.

Exprimée sous forme réelle, l'équation (27) introduit six équations de contrainte non linéaires. Ainsi, deux équations supplémentaires sont ajoutées pour satisfaire les contraintes de l'écoulement de puissance de la machine. Pour la machine PQ, les contraintes spécifiées sont la puissance active et réactive triphasée de la machine (P_G et Q_G).

$$\begin{aligned} \lambda_0.(G_1 - G_{init}) + (1-\lambda_0).(P_G - P_{des}) &= 0 \\ \lambda_0.(B_1 - B_{init}) + (1-\lambda_0).(Q_G - Q_{des}) &= 0 \end{aligned} \quad (29)$$

Où les puissances active et réactive sont exprimées en fonction des variables d'état comme suit :

$$P_G + jQ_G = \mathbf{I}_{abc}^* \cdot \mathbf{V}_{abc} \quad (30)$$

L'exposant (*) indique l'opérateur de la matrice conjuguée.

Pour la machine avec une contrainte PV, les contraintes spécifiées sont la puissance active totale de la machine et l'amplitude de la tension de séquence directe au terminal de la machine V^1 .

$$\begin{aligned} \lambda_0.(G_1 - G_{init}) + (1 - \lambda_0).(P_G - P_{des}) &= 0 \\ \lambda_0.(B_1 - B_{init}) + (1 - \lambda_0).(\lambda_1.(V^1 - V_{des}) + \lambda_2.(Q_G - Q_{max}) + \lambda_3.(Q_G - Q_{min})) &= 0 \end{aligned} \quad (31)$$

L'équation linéaire est appliquée en fixant le paramètre λ_0 à 1 pour estimer les valeurs initiales des variables G et B . Les paramètres dynamiques λ_1 , λ_2 et λ_3 sont mis à jour à chaque itération et leurs valeurs sont modifiées lorsque la machine passe du mode PV au mode PQ ou vice-versa.

5.3 CONTRIBUTION À LA MODÉLISATION DES STRATÉGIES DE CONTRÔLE COMPLEXES POUR LA RÉGULATION DE LA TENSION

5.3.1 Problématique de l'ajustement automatique dans l'algorithme de Newton

La qualité d'un algorithme d'écoulement de puissance est étroitement liée à sa capacité à reproduire fidèlement le comportement réel des équipements et à fournir une solution fiable et précise. Les programmes d'analyse les plus pratiques doivent contenir des possibilités d'ajustement avancées pour simuler les caractéristiques des systèmes électriques réels qui ne peuvent pas être modélisées par la formulation de base de l'écoulement de puissance. Le principal défi technique consiste à surmonter les limites qui empêchent les méthodes existantes de simuler des stratégies de contrôle complexes telles que celles mises en œuvre dans les dispositifs de contrôle de la tension.

La formulation de base de l'écoulement de puissance de type Newton peut traiter les barres PV conventionnelles de manière directe en ajoutant aux équations résiduelles une équation de contrainte pour imposer une tension fixe sur la barre [7, 8]. Cependant, si plusieurs dispositifs sont configurés pour contrôler la tension sur le même nœud, le système

ne peut pas être résolu, en raison de la dépendance linéaire causée par la présence de la même équation de contrainte plusieurs fois dans la matrice. Ce problème est résolu en mettant en œuvre un ajustement de contrôle efficace pour obtenir une solution unique et reproduire le comportement réel et la stratégie de contrôle implémentée dans le régulateur.

L'approche la plus simple pour aborder ce problème consiste à faire une agrégation et à regrouper les dispositifs de contrôle de tension en un seul équipement. Ainsi, une équation et une variable suffisent pour décrire les performances du groupe [46]. Cette solution ne peut être appliquée que si les dispositifs sont connectés tous au même nœud.

La méthode dite de rétroaction-erreur (ou « Erreur feedback » en anglais) est une technique qui est largement mise en œuvre dans les solutions ajustées [47, 48]. Cette méthode implique la modification d'une variable de contrôle pour maintenir une autre quantité du système à une valeur spécifiée. L'ajustement prend la forme d'un mécanisme de rétroaction en boucle fermée, où la variable de contrôle est corrigée lors des itérations successives pour réduire efficacement l'erreur en dessous de la tolérance donnée. Il a été démontré que cette méthode fonctionne bien dans de nombreux cas ; cependant, son efficacité est fortement affectée par les interactions qui existent entre les ajustements. Ces interactions ralentissent la convergence et peuvent souvent provoquer des solutions oscillatoires. Le schéma de rétroaction-erreur a été mis en œuvre dans l'algorithme d'écoulement de puissance pour simuler le cas où une quantité du système est simultanément contrôlée par plusieurs dispositifs du même type.

L'ajustement véritablement automatique doit inclure dans le vecteur d'état toutes les variables de contrôle et les mettre à jour d'une itération à l'autre [49]. De cette manière, l'approche de Newton peut absorber des ajustements continus dans la formulation du problème, plutôt que de s'appuyer sur le schéma de rétroaction-erreur qui introduit des perturbations successives dans la solution de l'écoulement de puissance. Dans cette section, nous proposons de mettre en œuvre dans l'algorithme de l'écoulement de puissance, la solution d'ajustement automatique spécifiquement conçue pour simuler le schéma de contrôle centralisé de la tension mis en œuvre dans le contrôleur du parc éolien. Il s'agit

d'une problématique importante qui n'a pas encore été abordée dans la littérature, mais qui peut avoir un impact significatif sur les caractéristiques de convergence et le temps de résolution.

Dans cette section, nous proposons d'implémenter dans l'engin d'écoulement de puissance basé sur la méthode de Newton un ajustement automatique spécifiquement conçu pour simuler les stratégies de contrôle de tension suivantes :

- Le contrôle centralisé de la tension au point de couplage pour la gestion de la puissance réactive dans un parc éolien.
- La stratégie de contrôle maître-esclave pour les transformateurs en parallèle.

La solution proposée est implémentée dans l'engin d'écoulement de puissance basé sur la FGAM. Ces deux cas sont intéressants du point de vue de la modélisation, car ils démontrent comment la flexibilité de la FGAM peut être exploitée pour modéliser des stratégies de contrôle implémentées dans un régulateur d'une manière simple et directe.

5.3.2 Contrôle centralisé de la tension dans un parc éolien

Dans l'algorithme d'écoulement de puissance basé sur la méthode de Newton, chaque dispositif de contrôle de la tension est représenté par une équation de contrainte non linéaire. Ces contraintes font que la matrice du système est déficiente en rang lorsque plusieurs dispositifs contrôlent la même tension nodale en raison de la dépendance linéaire. La solution proposée est développée avec deux objectifs : 1) éliminer la dépendance linéaire dans la matrice Jacobienne et 2) implémenter la stratégie de contrôle pour le partage de la puissance réactive entre les génératrices.

Cette section traite le contrôle centralisé de tension (CCT) dans un parc éolien. Dans cette stratégie, le contrôleur est situé au niveau de la sous-station du parc pour réguler la tension de séquence directe au point de couplage commun (PCC). Le contrôleur PI génère la référence Q_{tot} qui est distribuée pour générer la valeur de consigne de la puissance

réactive pour chaque aérogénérateur [50-52] (Figure 16). Chaque aérogénérateur est directement interfacé au réseau à travers un convertisseur.

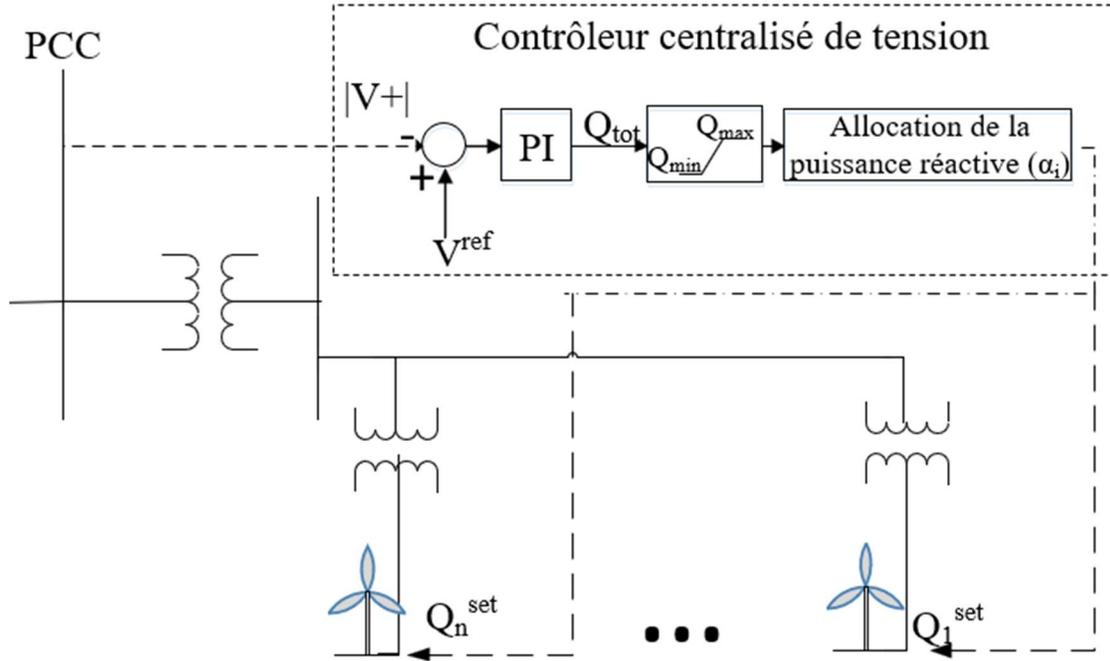


Figure 16. Stratégie de contrôle centralisé adoptée du parc éolien.

Dans ce modèle, le contrôleur de tension centralisé est modélisé comme un sous-système indépendant où la puissance réactive totale Q_{tot} requise pour réguler la tension est définie comme sortie [53]. Les entrées du modèle sont le vecteur de tension dans le domaine de phase V_{PCC}^{abc} . Les variables d'état introduites par le contrôleur sont données par :

$$X_{CVC} = \underbrace{[V_{PCC}^{R,a}, V_{PCC}^{R,b}, V_{PCC}^{R,c}, V_{PCC}^{I,a}, V_{PCC}^{I,b}, V_{PCC}^{I,c}]_{entrées}}_{entrées} \underbrace{Q_{tot}}_{sortie} \quad (32)$$

Où les indices R et I représentent les parties réelles et imaginaires, respectivement.

L'équation de contrainte mise en œuvre dans le modèle du contrôleur est donnée par :

$$\begin{cases} |V_{PCC}^{pos}| - V_{ref} = 0 & \text{si } |Q_{tot}| \leq Q_{tot}^{\max} \\ Q_{tot} - Q_{tot}^{\max} = 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (33)$$

Avec : V_{PCC}^{pos} est la tension de séquence directe au PCC et Q_{tot}^{\max} est la capacité de puissance réactive totale du parc éolien exprimée comme suit :

$$Q_{tot}^{\max} = \sum_{k=1}^{=n} Q_k^{\max} \quad (34)$$

Où n est le nombre d'unités dans le parc.

Dans le cas où la puissance réactive totale dépasserait la limite maximale, l'équation de contrainte de tension est libérée et la limite de puissance réactive totale est appliquée.

Dans l'équation (35), la tension de séquence directe est exprimée en fonction des variables d'état d'entrées comme suit :

$$V_{PCC}^{pos} = \sqrt{\left(\frac{V_{PCC}^{R,a}}{3} - \frac{V_{PCC}^{R,b}}{6} - \frac{V_{PCC}^{R,c}}{6} - \frac{\sqrt{3} \cdot V_{PCC}^{I,b}}{6} + \frac{\sqrt{3} \cdot V_{PCC}^{I,c}}{6} \right)^2 + \left(\frac{V_{PCC}^{I,a}}{3} - \frac{V_{PCC}^{I,b}}{6} - \frac{V_{PCC}^{I,c}}{6} + \frac{\sqrt{3} \cdot V_{PCC}^{R,b}}{6} - \frac{\sqrt{3} \cdot V_{PCC}^{R,c}}{6} \right)^2} \quad (35)$$

Le bloc de fonction de répartition illustré à la Figure 16 génère le point de consigne de la puissance réactive pour chaque unité en fonction de son facteur de participation. Ce bloc est modélisé sous forme d'équations de connectivité pour établir le lien entre le dispositif de contrôle et le dispositif contrôlé :

$$WTG_{1 \leq k \leq n}^{(k)} : Q_k^{set} - \alpha_k \cdot Q_{tot} = 0 \quad (36)$$

Il existe différentes façons de concevoir la fonction de répartition, celle utilisée dans cette thèse consiste à distribuer la référence de puissance réactive proportionnellement à la puissance réactive maximale de chaque unité. Cela signifie que la génératrice ayant la plus grande capacité de production de puissance réactive recevra la référence de puissance réactive la plus élevée [51, 52]. Ainsi, on a :

$$WTG^{(k)} : \alpha_k = \frac{Q_k^{\max}}{Q_{tot}^{\max}} \quad (37)$$

L'aérogénérateur est modélisé par une contrainte de type PQ où la consigne de la puissance réactive Q_k^{set} reçue par le contrôleur et la tension de la génératrice V_{WTG}^{abc} sont définies comme des variables d'entrée du modèle. Les variables d'état d'aérogénérateur ajoutées aux variables du système sont :

$$X_{WTG} = \left[\underbrace{Q_k^{set}, V_{WTG}^{R,a}, V_{WTG}^{R,b}, V_{WTG}^{R,c}}_{entrées}, \underbrace{I_{WTG}^{R,a}, I_{WTG}^{R,b}, I_{WTG}^{R,c}}_{sorties}, \underbrace{V_{WTG}^{I,a}, V_{WTG}^{I,b}, V_{WTG}^{I,c}}_{entrées}, \underbrace{I_{WTG}^{I,a}, I_{WTG}^{I,b}, I_{WTG}^{I,c}}_{sorties} \right] \quad (38)$$

Le modèle de l'aérogénérateur introduit six variables de sortie en quantités réelles, nécessitant pour la solvabilité le même nombre d'équations de contrainte.

Les deux premières équations sont liées aux équations de la contrainte PQ comme suit :

$$WTG^{(k)} : \begin{cases} Q_k - Q_k^{set} = 0 \\ P_k - P_k^{spec} = 0 \end{cases} \quad (39)$$

Avec : P_k^{spec} est la puissance spécifiée de la génératrice, Q_k^{set} est une variable d'état d'entrée pour le modèle, P_k et Q_k sont les puissances active et réactive de l'aérogénérateur exprimées en fonction des variables d'état comme suit :

$$P_k + jQ_k = \mathbf{V}_{WTG}^{abc} \cdot \mathbf{I}_{WTG}^{abc*} \quad (40)$$

Deux autres équations sont définies pour éliminer le courant homopolaire, car le convertisseur ne fournit aucun chemin de retour vers la terre.

$$WTG^{(k)} : \begin{cases} I_k^{zero,R} = 0 \\ I_k^{zero,I} = 0 \end{cases} \quad (41)$$

Les deux dernières équations sont liées au courant de séquence inverse. Pour un système déséquilibré, une commande en séquence découplée peut être mise en œuvre dans le convertisseur pour atténuer l'effet du courant de séquence inverse [36]. La commande en séquence découplée consiste à réguler séparément, dans le repère de Park, les courants de séquence inverse et positive. Dans notre cas, la stratégie de contrôle est définie de façon à éliminer le courant de séquence inverse. Ainsi, on a :

$$WTG^{(k)} : \begin{cases} I_k^{neg,R} = 0 \\ I_k^{neg,I} = 0 \end{cases} \quad (42)$$

Dans les équations (41) et (42), les courants de séquence sont exprimés en fonction des variables d'état de sortie comme suit :

$$\mathbf{I}_{WTG}^{012} = \mathbf{A}^{-1} \mathbf{I}_{WTG}^{abc} \quad (43)$$

Où \mathbf{A} est la matrice de transformation de Fortescue.

5.3.3 Stratégie de contrôle maître-esclave pour un branchement parallèle des transformateurs munis de régleur en charge automatique

Le problème décrit dans le paragraphe précédent est également rencontré lorsque les prises des transformateurs montés en parallèle sont gérées par un régleur en charge automatique pour contrôler la même tension nodale.

Dans cette section, une stratégie de contrôle maître/esclave est mise en œuvre dans l'algorithme d'écoulement de puissance. Dans cette stratégie, la tension est contrôlée en agissant d'une façon simultanée sur les prises des transformateurs parallèles. Ces prises sont bougées simultanément afin d'éviter les forts courants de circulation qui peuvent endommager les enroulements des transformateurs [54]. Le résultat d'écoulement de puissance doit aboutir à la même position de prise, et cela pour tous les transformateurs.

L'implémentation de cette stratégie de contrôle consiste à imposer la contrainte de tension à un des transformateurs qui sera désigné comme le maître et à remplacer celle de

chaque transformateur esclave par une autre équation forçant sa position de prise à être égale à celle du maître. L'approche mathématique proposée est basée sur un ajustement automatique et émule ce qui se fait le plus souvent dans les systèmes physiques.

L'équation de contrainte pour le transformateur maître connecté entre le nœud k et n est donnée par :

$$\left\{ \begin{array}{l} \mathbf{V}_{m_{abc}} = \mathbf{D}(g_{maitre}) \cdot \mathbf{V}_{k_{abc}} \\ \mathbf{I}_{k_{abc}} = -\mathbf{D}^T(g_{maitre}) \cdot \mathbf{I}_{m_{abc}} \\ \begin{bmatrix} -\mathbf{I}_{m_{abc}} \\ \mathbf{I}_{n_{abc}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{tr} & -\mathbf{Y}_{tr} \\ -\mathbf{Y}_{tr} & \mathbf{Y}_{tr} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{m_{abc}} \\ \mathbf{V}_{n_{abc}} \end{bmatrix} \\ |V_m^{pos}| - V_{ref} = 0 \quad \text{if } |g_{maitre}| \leq g_{maitre}^{max} \\ g_{maitre} - g_{maitre}^{max} = 0 \quad \text{else} \end{array} \right. \quad (44)$$

Le rapport de transformation g_{maitre} et les courants des deux côtés du transformateur I_k^{abc} et I_n^{abc} sont définis comme des variables de sortie pour le transformateur « maître ». Les variables d'état pour le transformateur « maître » sont données par :

$$X_{maitre} = \left[\underbrace{V_k^{R,a}, V_k^{R,b}, V_k^{R,c}, V_n^{R,a}, V_n^{R,b}, V_n^{R,c}}_{\text{variables d'entrées}}, \underbrace{I_m^{R,a}, I_m^{R,b}, I_m^{R,c}, V_m^{R,a}, V_m^{R,b}, V_m^{R,c}}_{\text{variables internes}}, \underbrace{g_{maitre}, I_k^{R,a}, I_k^{R,b}, I_k^{R,c}, I_n^{R,a}, I_n^{R,b}, I_n^{R,c}}_{\text{variables de sorties}}, \underbrace{I_k^{L,a}, I_k^{L,b}, I_k^{L,c}, V_n^{L,a}, V_n^{L,b}, V_n^{L,c}}_{\text{variables de sorties}} \right] \quad (45)$$

Les équations établissant la connectivité entre le maître et les esclaves sont modélisées par $n-1$ équations de liaison comme suit :

$$\text{Esclave}^{(k)} : \quad g_{esclave(k)}^{set} - g_{maitre} = 0 \quad (46)$$

Le transformateur esclave est modélisé de la même manière que le transformateur maître, à l'exception de l'équation de contrainte de tension qui est remplacée par une équation de

contrainte linéaire forçant sa position de prise à suivre celle de l'unité maître. L'équation de contrainte de chaque transformateur esclave est donnée par la formule suivante :

$$\text{Esclave: } \underset{1 \leq k \leq n-1}{g_{\text{esclave}(k)}} - g_{\text{esclave}(k)}^{\text{set}} = 0 \quad (47)$$

Avec : k est l'index de l'unité esclave, $g_{\text{esclave}(k)}^{\text{set}}$ est une variable d'entrée et $g_{\text{esclave}(k)}$ est définie comme une variable interne du $k^{\text{ème}}$ esclave, respectivement, et n est le nombre de transformateurs esclaves.

Le vecteur des variables d'état introduit par chaque transformateur esclave est donné par :

$$X_{\text{esclave}(k)} = \left[\underbrace{g_{\text{esclave}(k)}^{\text{set}}, V_k^{R,a}, V_k^{R,b}, V_k^{R,c}, V_n^{R,a}, V_n^{R,b}, V_n^{R,c}}_{\text{entrées}}, \right. \\ \left. \underbrace{g_{\text{esclave}(k)}, I_m^{R,a}, I_m^{R,b}, I_m^{R,c}, V_m^{R,a}, V_m^{R,b}, V_m^{R,c}}_{\text{entrées}}, \right. \\ \left. \underbrace{I_k^{R,a}, I_k^{R,b}, I_k^{R,c}, I_n^{R,a}, I_n^{R,b}, I_n^{R,c}}_{\text{Internes}}, \right. \\ \left. \underbrace{I_k^{L,a}, I_k^{L,b}, I_k^{L,c}, I_n^{L,a}, I_n^{L,b}, I_n^{L,c}}_{\text{sorties}} \right] \quad (48)$$

Après la convergence de l'écoulement de puissance, les positions des prises des régulateurs en charge automatique sont discrétisées conjointement et deux itérations supplémentaires sont généralement requises pour atteindre la convergence finale avec une prise physiquement réalisable.

5.4 EXPLOITATION DE LA FLEXIBILITÉ DE LA FORMULATION FGAM POUR L'ACCÉLÉRATION DE L'ANALYSE DE LA CAPACITÉ D'ACCUEIL DANS UN RÉSEAU DE DISTRIBUTION

Pour intégrer en toute sécurité la PD dans un réseau de distribution et maximiser leurs avantages, il est important d'analyser en profondeur son impact sur le réseau [55, 56]. En effet, chaque réseau possède une capacité d'accueil (CA) maximale au-delà de laquelle les performances du système deviennent intolérables [57, 58]. Cette capacité est basée sur des indices de performance prédéfinis par le gestionnaire du réseau de distribution (GRD). Ces

indices font référence aux propriétés qui limitent l'intégration de la PD dans le réseau selon des critères bien définis [58]. Par exemple, si l'intégration d'un système photovoltaïque dans un réseau de distribution est interrompue lorsque la tension à un nœud augmente au-delà de la limite permise, alors la surtension est un critère limitant pour la capacité d'accueil. Certains de ces critères sont liés aux normes opérationnelles, tandis que d'autres sont liés aux limites physiques des différents composants du réseau. Plusieurs études utilisent une combinaison de critères pour calculer la CA du réseau. Les principaux critères sont la surcharge, la surtension et l'inversion de puissance au poste source.

La première méthode consiste à analyser cette capacité pour tout un départ. Les résultats sont généralisables à tout emplacement d'interconnexion sur ce départ. En utilisant cette approche, si la puissance totale de l'ensemble de la PD sur le départ est inférieure à la CA, quel que soit l'emplacement, il n'y aura pas d'impact significatif sur le réseau. Cette méthode utilise une approche de calcul probabiliste d'écoulement de puissance basée sur la simulation de Monte-Carlo [59].

Alors que l'analyse généralisée porte généralement sur tout le départ, une autre approche consiste à analyser cette capacité pour un emplacement spécifique [60, 61]. En effet, avant qu'une demande de raccordement ne soit approuvée par le GRD, le client est souvent amené à réaliser une étude d'impact afin d'étudier de manière approfondie les effets négatifs potentiels de cette installation sur le réseau. Ces études d'impact peuvent être longues et coûteuses et pour justifier leur réalisation, il devient de plus en plus important pour les GRD d'évaluer et de filtrer rapidement les effets négatifs de ces installations avant d'exiger toute étude approfondie au client. Dans ce contexte, le GRD procède à une analyse préalable de la capacité d'accueil localisée (CAL) au point d'injection. Si la puissance demandée par le client est supérieure à la capacité d'accueil au point d'injection, le client est souvent amené à présenter une autre demande pour un autre point d'injection ou réduire la puissance d'injection, et dans le cas contraire le GRD exige une étude d'impact approfondie avant d'approuver sa demande de raccordement au réseau.

Dans la méthode classique de l'analyse de CAL, la puissance au point d'injection est augmentée progressivement à partir de 0 kW. Après chaque incrément de la puissance d'injection, une analyse d'écoulement de puissance est effectuée. Ce processus itératif continue jusqu'à la violation de l'un des indices de performance. Le premier indice violé correspond au facteur limitant de la CAL. La Figure 13 présente l'algorithme de l'analyse de la CAL. Cette analyse classique exige un temps de calcul important surtout lorsqu'elle doit être effectuée pour tous les nœuds du réseau.

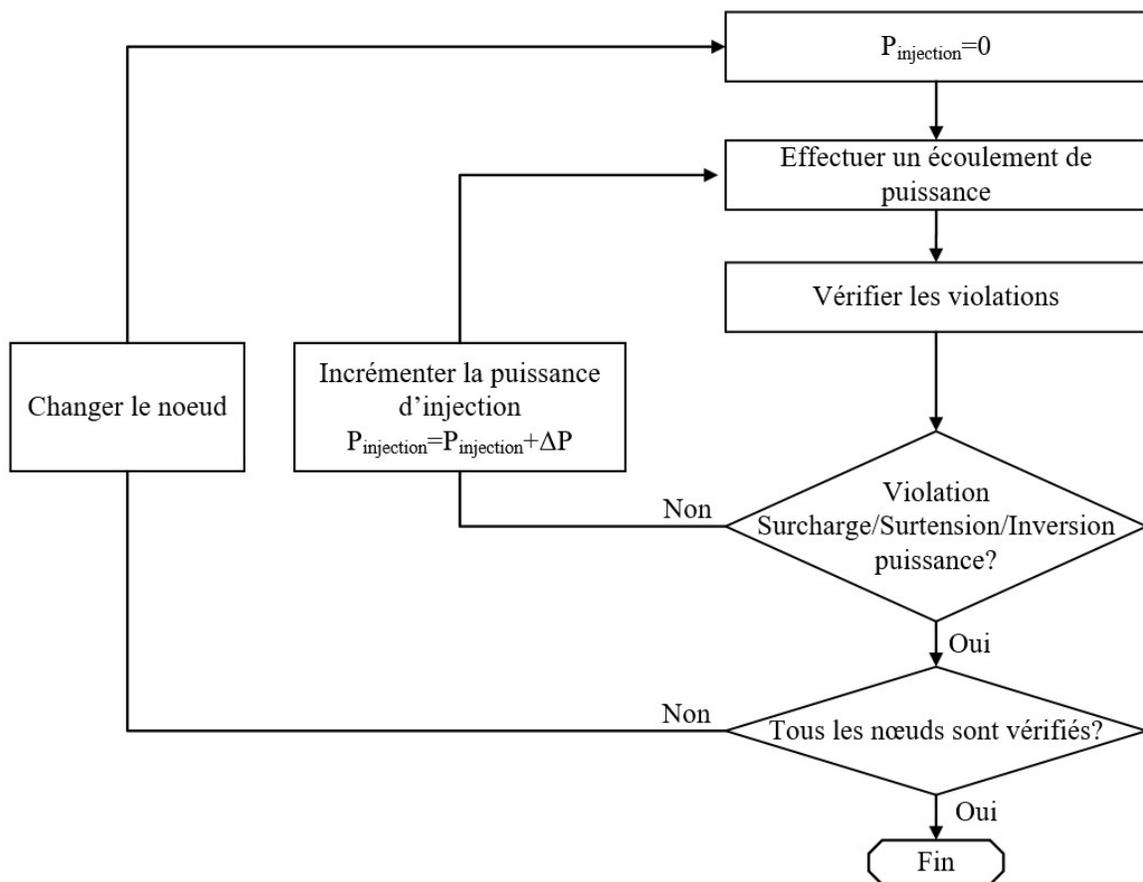


Figure 17. Analyse classique de la capacité d'analyse localisée d'un réseau.

Cette section présente une technique de modélisation avancée permettant d'accélérer l'analyse de la CAL. L'idée de base consiste à démarrer le processus itératif avec une puissance d'injection qui s'approche de la solution finale, et ce, indépendamment du nœud

d'injection. En effet, la capacité d'accueil aux nœuds proches du poste source est limitée par le critère d'inversion de puissance au départ concerné. Dans ce cas, la CAL correspond à la puissance d'inversion qui est égale à la somme des charges et les pertes du système. Les résultats pour ces nœuds sont pratiquement identiques, car les pertes varient légèrement en fonction de l'emplacement du nœud d'injection. À mesure que le point d'injection s'éloigne du poste source, la capacité d'accueil diminue progressivement tout en restant inférieure à la puissance d'inversion. Pour ces nœuds éloignés, le critère limitant de la CA est celui de la surtension. Généralement parlant, les violations des limites sont plus susceptibles de se produire autour de la puissance d'inversion.

À la lumière de cette analyse, il serait plus avantageux de démarrer l'analyse avec la puissance d'inversion qui correspond à la puissance d'injection qui donne 0 kW au départ. En effet, pour les nœuds électriquement proches du poste source, la CAL peut être trouvée automatiquement et avec précision par un seul écoulement de puissance en ajoutant une équation de contrainte spéciale ($P_{\text{départ}} = 0$ kW). À cette contrainte, on associe la conductance de la génératrice G comme variable d'état pour faire varier la puissance d'injection. Par métaphore, on propose d'explicitier cette solution comme étant un contrôleur installé au niveau du départ qui régule la puissance active en agissant sur la génération. Si le résultat de l'écoulement de puissance ne révèle aucune violation, la CAL correspond à la puissance d'inversion et le critère limitant la CAL est celui de l'inversion de puissance, sinon, la puissance d'injection est décrémentée jusqu'à ce qu'il n'y ait plus aucune violation. La Figure 18 présente l'algorithme développé pour l'accélération de l'analyse de la CAL. Cette méthode permet de réduire significativement le nombre d'écoulements de puissance par rapport à la méthode classique qui consiste à démarrer l'analyse avec une puissance d'injection de 0 kW.

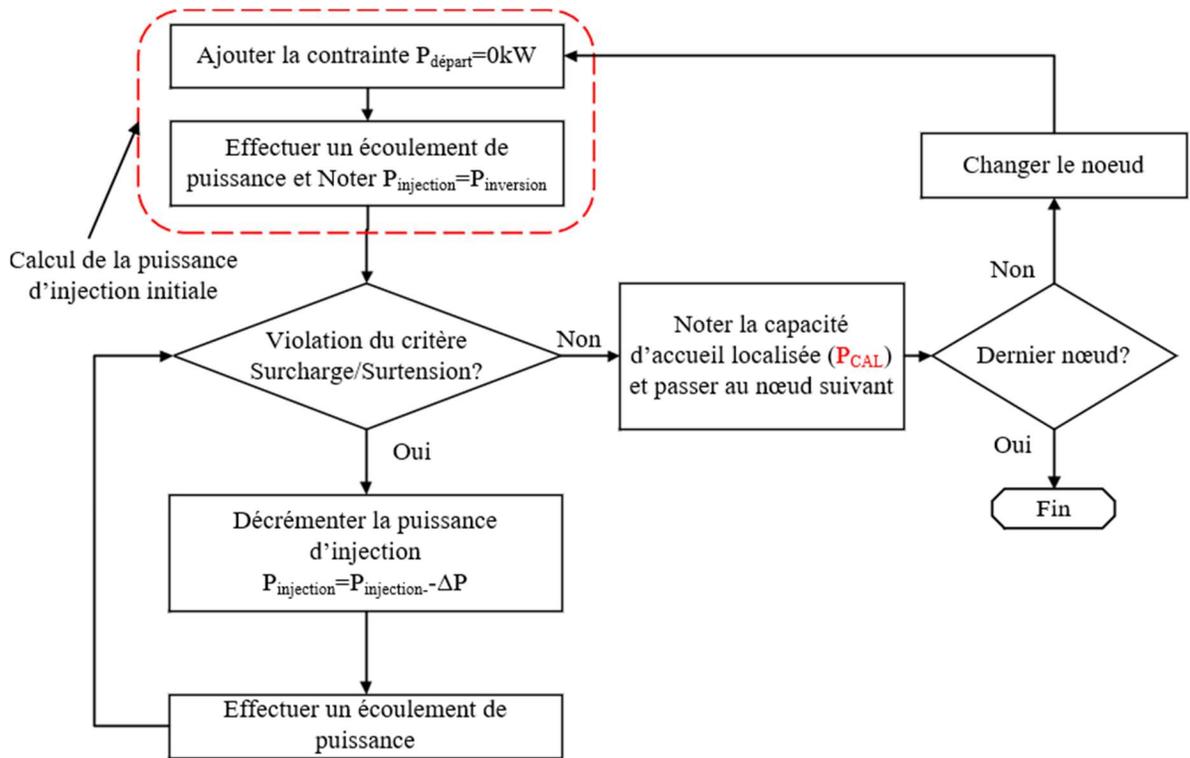


Figure 18. Algorithme pour l'accélération de l'analyse de la capacité d'accueil localisée.

La Figure 19 expose en détail la technique de la modélisation utilisée. Le régulateur de puissance au niveau du départ est modélisé comme un sous-système indépendant qui définit la contrainte d'inversion de puissance au poste source ($P_{départ} = 0$ kW). La sortie de ce régulateur fournit la conductance qui devient une entrée pour le modèle de la PD. Cette dernière est modélisée comme une admittance variable.

$$\mathbf{I}_{abc} = \mathbf{A} \cdot \begin{bmatrix} Y_0 & 0 & 0 \\ 0 & G + jB & 0 \\ 0 & 0 & Y_2 \end{bmatrix} \mathbf{A}^{-1} \mathbf{V}_{abc} \quad (49)$$

Pour la PD interfacée au réseau par un convertisseur (Type 4), les admittances de séquence homopolaire et de séquence inverse sont fixées à zéro pour bloquer toute contribution de courant de séquences homopolaire et inverse.

$$Y_0 = Y_2 = 0 \quad (50)$$

Dans l'équation (49), la susceptance B du modèle de la PD est calculée comme suit en fonction du facteur de puissance (FP) imposé par le GRD :

$$B = G.tang(\text{acos}(FP)) \quad (51)$$

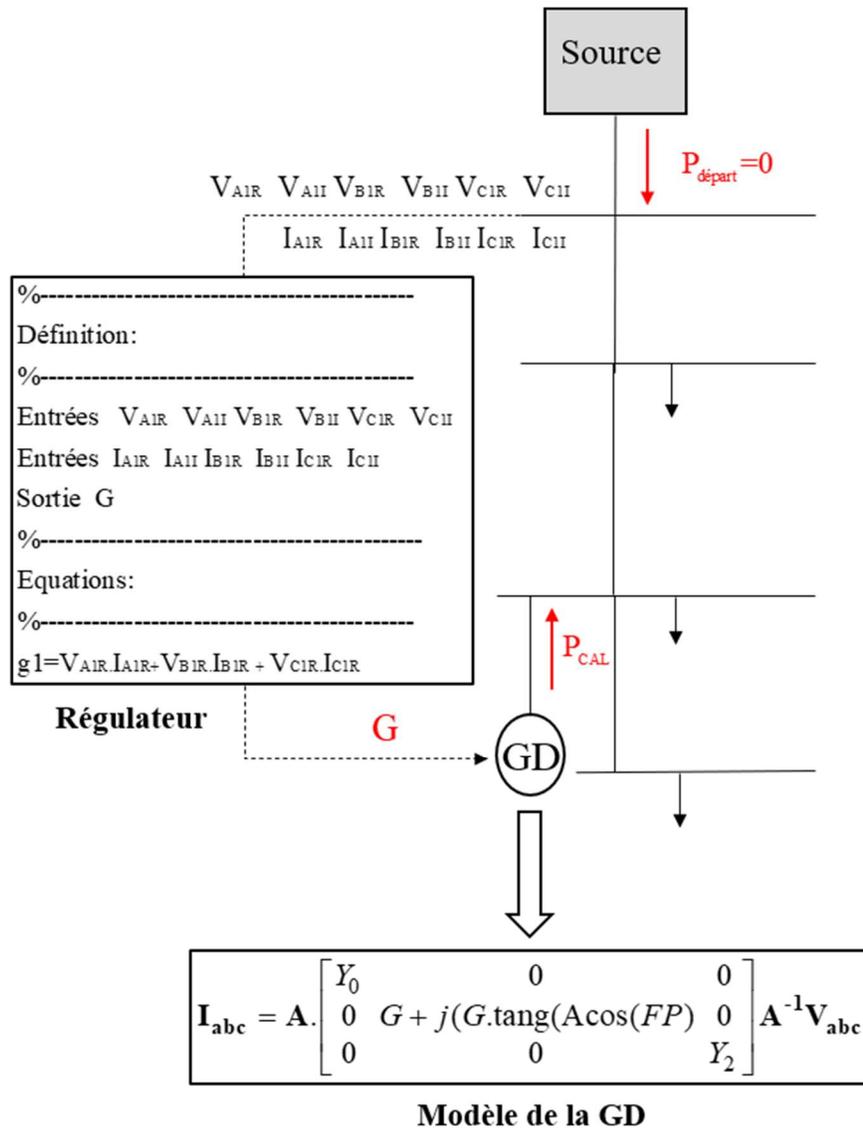


Figure 19. Technique de modélisation pour l'accélération de l'analyse de la CAL.

5.5 CONCLUSION

Ce chapitre présente la modélisation des équipements de base du réseau électrique et propose un nouveau modèle de la génératrice synchrone dans le domaine des phases. Nous démontrerons dans le dernier chapitre de validation de cette thèse que ce modèle est numériquement plus robuste et possède de meilleures caractéristiques de convergence que le modèle classique dit « tension interne derrière l'impédance triphasée ».

La deuxième partie de chapitre traite l'implémentation d'une stratégie de contrôle conçue pour assurer une coordination adéquate entre plusieurs dispositifs du même type afin d'obtenir une régulation efficace de la tension. La solution proposée est automatiquement ajustée dans l'algorithme de Newton de manière coordonnée et simultanée et permet d'avoir une solution directe des variables de contrôle en incorporant les contraintes d'ajustement dans la matrice Jacobienne. La solution proposée est numériquement plus performante que la méthode classique de rétroaction-erreur, simple à réaliser et fournit des résultats précis. Il a été démontré que la FGAM permet de modéliser le régulateur de tension comme étant un dispositif autonome et d'accommoder des stratégies de contrôle complexes d'une manière directe sans aucune limitation connue. La flexibilité de cette formulation permet une modélisation systématique de la logique de contrôle comme celle qu'on retrouve dans le contrôleur de tension centralisé d'un parc éolien et le régulateur qui gère les prises des transformateurs en parallèle.

Les caractéristiques de convergence, la précision des résultats et la validité des modèles proposés sont vérifiées à travers plusieurs cas de validation présentés au dernier chapitre de cette thèse. L'analyse comparative des performances numériques entre les solutions proposées dans ce chapitre et les méthodes classiques est également présentée dans le dernier chapitre.

CHAPITRE 6

CONTRIBUTION À LA MODÉLISATION DE LA MACHINE ASYNCHRONE À DOUBLE ALIMENTATION DANS LE DOMAINE DES PHASES

6.1 INTRODUCTION

Ce chapitre développe dans le domaine des phases un nouveau modèle mathématique de la machine asynchrone à double alimentation (MADA) en régime permanent dans un engin d'écoulement de puissance multiphasé basé sur la FGAM.

Les équations de contrainte du modèle sont développées en considérant le circuit équivalent interne complet la MADA, les caractéristiques mécaniques de la turbine et les diverses stratégies de contrôle mises en œuvre dans les convertisseurs du côté du réseau et du rotor (GSC et RSC). Les équations de ce nouveau modèle introduisent cinquante-neuf variables d'états qui sont résolues simultanément avec les variables du système.

Le modèle proposé permet également d'incorporer, sans aucune simplification du modèle, les objectifs secondaires du contrôle visant à atténuer l'effet du déséquilibre de tension présent dans les réseaux. Le modèle proposé est destiné à évaluer avec précision la solution d'écoulement de puissance et les conditions de fonctionnement en régime permanent de la MADA lorsqu'elle est connectée à un réseau déséquilibré.

6.2 ÉTAT DE L'ART DE LA MODÉLISATION DE LA MADA DANS LE DOMAINE DES PHASES DANS UN ENGIN D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE MULTIPHASÉ

L'intégration de la MADA dans les réseaux électriques pose plusieurs défis techniques, notamment le développement d'un modèle précis dans le domaine des phases, approprié pour les études de l'écoulement de puissance. Cette section expose les travaux

qui ont été réalisés jusqu'à présent au niveau de la modélisation de la MADA dans les différents algorithmes d'écoulement de puissance.

La manière la plus simple généralement utilisée consiste à modéliser la MADA comme une barre PV ou PQ. Le point de fonctionnement de la machine est ensuite calculé en utilisant les résultats de l'écoulement de puissance et en considérant le modèle complet de la machine en séquence directe seulement et les caractéristiques mécaniques de la turbine [62-64]. Ce modèle est valide uniquement pour les réseaux parfaitement équilibrés.

Dans les références [65, 66], un nouveau modèle de la MADA en régime déséquilibré est incorporé dans un engin d'écoulement de puissance triphasé basé sur la représentation en réseaux de séquence (directe, inverse et homopolaire). Ici, les équations de la MADA sont ajoutées à celles du réseau électrique et résolues pour chaque séquence séparément par la méthode de Newton-Raphson. Pour répondre aux exigences de la modélisation dans le domaine des séquences, le modèle de chaque équipement doit être décomposé en trois réseaux de séquence parfaitement découplés. Malheureusement, les trois séquences du modèle mathématique de la MADA sont couplées et par conséquent pour éviter l'interaction entre les réseaux de séquence, une formulation simplifiée a été adoptée dans la formulation mathématique du modèle. En outre, les composantes de séquence inverse ne sont pas prises en considération dans la formulation de la puissance active et réactive de la MADA. Ces hypothèses introduisent des erreurs de modélisation et conduisent à des résultats moins précis.

Dans la référence [67], la formulation MANA dans le domaine des phases est utilisée pour calculer les conditions de fonctionnement en régime permanent d'une machine asynchrone. Cependant, aucune solution n'a été proposée pour la modélisation de la MADA avec la formulation MANA.

Il n'existe actuellement aucune solution dans la littérature pour calculer avec précision les conditions de fonctionnement en régime permanent de la MADA dans des conditions déséquilibrées du réseau. Ce chapitre traite la modélisation de l'aérogénérateur

de type III dans le domaine des phases en considérant toutes les caractéristiques de la machine sans aucune simplification. Le modèle proposé tient compte des diverses stratégies de contrôle implémentées dans les convertisseurs (RSC et GSC) et des objectifs secondaires du contrôle visant à atténuer l'effet du déséquilibre causé par le réseau.

6.3 CARACTÉRISTIQUES MÉCANIQUES ET LIMITES DE FONCTIONNEMENT DE LA TURBINE ÉOLIENNE

La configuration typique de l'aérogénérateur utilisant la MADA est montrée dans la Figure 20. Les indices r, g et s désignent respectivement le rotor, le réseau et le stator.

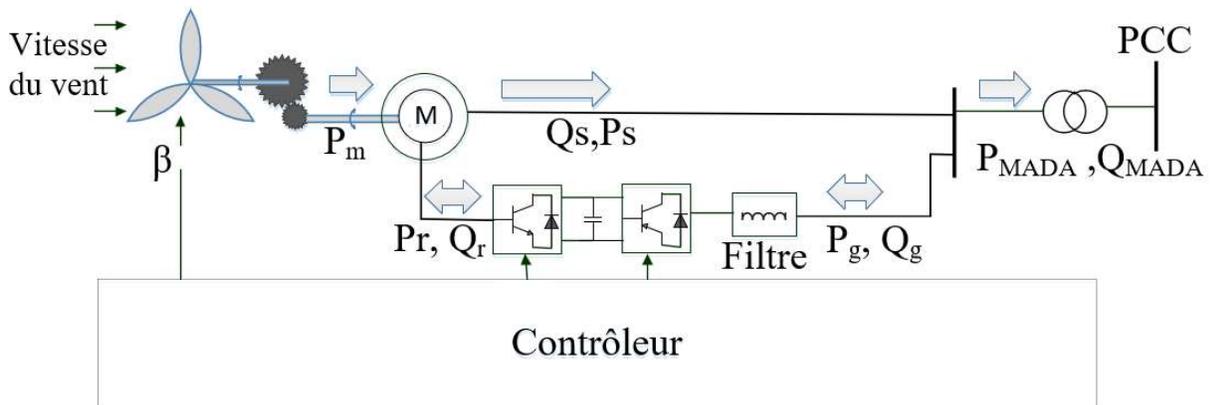


Figure 20. Configuration de l'aérogénérateur utilisant la MADA.

La turbine éolienne possède un rendement aérodynamique qui est inférieur au seuil imposé par la limite de Betz qui est de 59.3%. L'expression de la puissance de la turbine en fonction de ce rendement communément appelé coefficient de puissance C_p est définie par l'équation (52). Ce coefficient dépend de l'angle de calage des pales β et de la vitesse relative en bout des pales λ .

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot C_p(\beta, \lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot r \cdot V_w^3 \quad (52)$$

Avec : V_w est la vitesse du vent et r est le rayon de la pale.

La vitesse relative en bout de pale λ est définie par l'équation (53) tandis que le coefficient de puissance est défini par l'équation (54).

$$\lambda = \frac{r \cdot \Omega_t}{V_w} \quad (53)$$

$$C_p(\beta, \lambda) = 0.5 \times \left(\frac{116}{\lambda_i} + 0.4\beta - 5 \right) \exp^{-\frac{21}{\lambda_i}} \quad (54)$$

Avec :

$$\lambda_i = \frac{1}{\lambda + 0.08\beta} - \frac{0.035}{\beta^3 + 1} \quad (55)$$

La Figure 21 illustre la variation du coefficient C_p en fonction de λ pour différentes valeurs d'angle de calage.

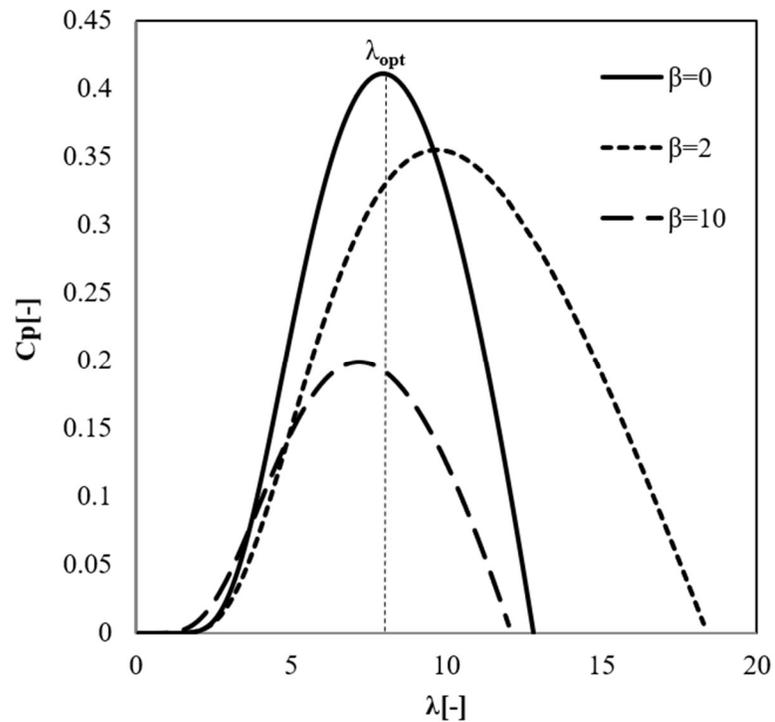


Figure 21. Performances C_p - λ pour différentes valeurs d'angle de calage.

La Figure 22(a) montre les caractéristiques de puissance maximale d'un aérogénérateur de 2 MW, cette courbe a été tracée en utilisant les paramètres de la turbine éolienne montrés dans le Tableau 2.

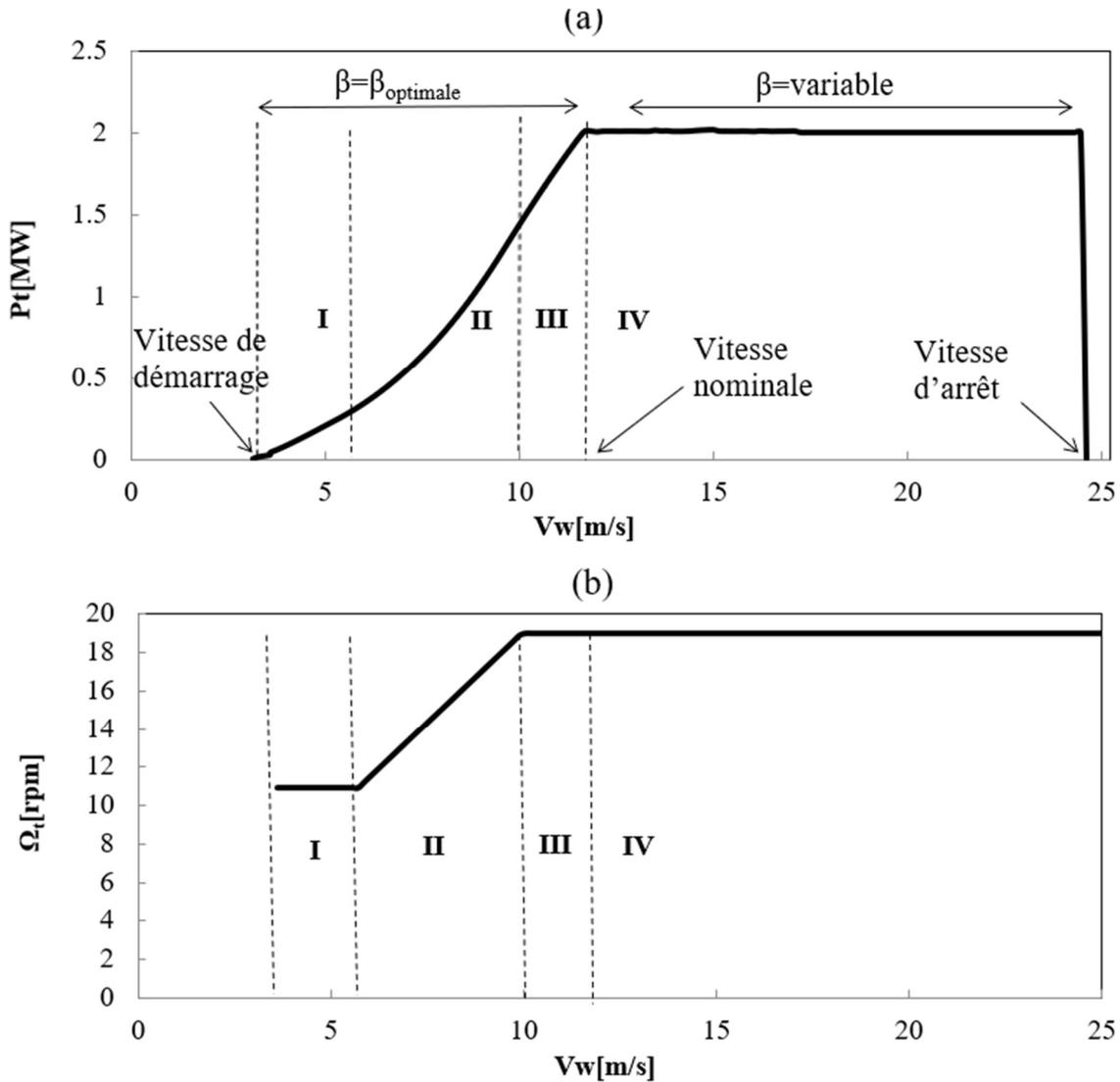


Figure 22. (a) Caractéristiques de la puissance maximale de l'aérogénérateur et (b) vitesse de rotation de la turbine en fonction de la vitesse du vent.

Tableau 2. Paramètres de la turbine éolienne.

	Valeurs	Unité
Diamètre du rotor	80	M
Puissance nominale	2	MW
Vitesse nominale de la turbine	19	RPM
Vitesse nominale du vent	12	m/s
Vitesse de démarrage	3.5	m/s
Vitesse maximale du vent autorisée	25	m/s
Rapport de l'étage réducteur	68	-

On peut identifier quatre régions de fonctionnement différentes en fonction de la vitesse du vent.

Zone I : Dans cette région, la vitesse de rotation est limitée par le convertisseur RSC à une valeur minimale qui dépend de la tension du rotor maximale qui peut être produite par le bus-DC. Dans la plage de vitesse du vent allant de 3,5 m/s à 5,7 m/s, le glissement est maintenu constant par le convertisseur RSC (Figure 22 (b)).

$$s_{\max} = 1 - \frac{G \cdot \Omega_{t,\min}}{\Omega_{g,\text{syn}}} \quad (56)$$

Où G est le rapport de multiplication de vitesse imposé par le train d'engrenage, $\Omega_{t,\min}$ est la vitesse de turbine minimale, $\Omega_{g,\text{syn}}$ est la vitesse de synchronisme de la MADA et s correspond au glissement.

Zone II : Dans cette région, la vitesse de la turbine est ajustée par le convertisseur RSC pour atteindre la puissance maximale. C'est la stratégie de poursuite du point de puissance maximale lorsque la vitesse de vent varie (en anglais "Maximum Power Point

Tracking" ou stratégie MPPT). À l'intérieur de cette plage, l'angle de calage est maintenu constant à sa valeur optimale. La formulation analytique de la puissance de la turbine éolienne est donnée par l'équation (57). La démonstration de cette équation est montrée en Annexe A.

$$P_t = k_0 \cdot (1-s)^3 \quad (57)$$

Avec:

$$k_0 = \frac{C_{opt} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^5}{2 \cdot \lambda_{opt}^3 \cdot G^3} \cdot \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot f}{p} \right)^3 \quad (58)$$

Où C_{opt} est le facteur de puissance optimal, λ_{opt} est la vitesse optimale au bout de la pale, p est le nombre de paires de pôles de la machine, r [m] est le rayon de la pale, f [Hz] est la fréquence synchrone et ρ [kg/m³] est la densité de l'air.

Zone III : En raison de la limite de vitesse imposée par la turbine, il n'est plus possible d'appliquer la stratégie MPPT. Lorsque la vitesse du vent atteint 10 m/s, le contrôleur tente de maintenir la vitesse de la turbine à la vitesse nominale. Par conséquent, la conversion de l'énergie éolienne n'est plus optimisée et le coefficient de puissance est altéré. Dans cette zone, la vitesse est toujours limitée par le moyen de la régulation électrique (convertisseur RSC) pour ne pas dépasser la vitesse nominale de la turbine (Figure 22 (b)).

$$s_{min} = 1 - \frac{G \cdot \Omega_{t,nom}}{\Omega_{g,syn}} \quad (59)$$

Avec : $\Omega_{t,nom}$ [RPM] est la vitesse de la turbine nominale.

Zone IV : Si la Vitesse du vent dépasse la vitesse nominale, la régulation électrique n'est plus capable de limiter la vitesse de rotation de la turbine au-dessous de sa valeur maximale. Dans ce cas, le contrôleur mécanique de l'angle de calage des pales (β) est

également activé pour limiter la puissance de la turbine, dans cette zone, la puissance et la vitesse de la turbine sont régulées toutes les deux pour ne pas dépasser la puissance et la vitesse nominale de la turbine.

$$\begin{cases} P_t = P_{t,nom} \\ s = 1 - \frac{G \cdot \Omega_{t,nom}}{\Omega_{g, syn}} \end{cases} \quad (60)$$

La Figure 23 montre la puissance de la turbine en fonction du glissement. Cette courbe sera considérée dans le modèle de la MADA.

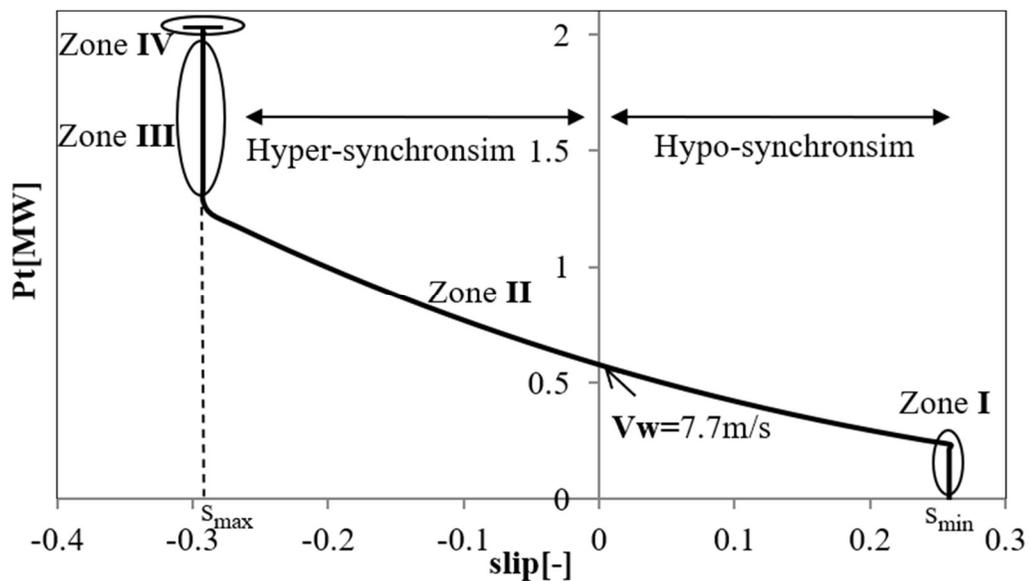


Figure 23. Puissance de la turbine en fonction du glissement.

6.4 STRATÉGIES DE CONTRÔLE

6.4.1 Contrôle de puissance active et réactive

La stratégie de contrôle de la puissance réactive a un impact sur les pertes du système et les conditions d'opération de la MADA. Le même objectif de contrôle peut être atteint par différentes combinaisons de contrôle des deux convertisseurs (GSC et RSC) [68]. De nombreuses considérations peuvent influencer la stratégie de contrôle adoptée pour le

contrôle de la puissance réactive. Par exemple, on peut obtenir une répartition optimale de la puissance réactive entre les deux convertisseurs si le GSC fonctionne à facteur de puissance unitaire tandis que le RSC est contrôlé pour fournir exclusivement la puissance réactive de la MADA.

Dans le schéma de commande présenté à la Figure 24, la commande de la machine est réalisée par une commande vectorielle pour obtenir un contrôle découplé de la puissance active et réactive. Les convertisseurs RSC et le GSC sont contrôlés par une régulation en cascade. La boucle extérieure de la régulation en cascade est plus lente et permet de contrôler la puissance réactive et génère les références de courant dans le référentiel de Park $(I_d_r^{ref}, I_q_r^{ref}, I_d_g^{ref}, I_q_g^{ref})$ et la boucle interne permet de réguler le courant et génère les tensions des convertisseurs $(V_d_r, V_q_r, V_d_g, V_q_g)$.

Pour le contrôle de la puissance réactive présenté à la Figure 24, le convertisseur RSC est utilisé pour contrôler la tension ou la puissance réactive du stator, tandis que le convertisseur GSC est généralement contrôlé pour fonctionner à un facteur de puissance unitaire $(Q_g^{set} = 0 \text{ pu})$.

La puissance active de la MADA est contrôlée par le convertisseur RSC pour réaliser la stratégie MPPT, tandis que le second contrôleur GSC contrôle la tension du bus-DC (Figure 25). Si l'on néglige les pertes du convertisseur, le bilan de puissance des deux côtés du convertisseur GSC s'établit comme suit :

$$P_r \cong -P_g \quad (61)$$

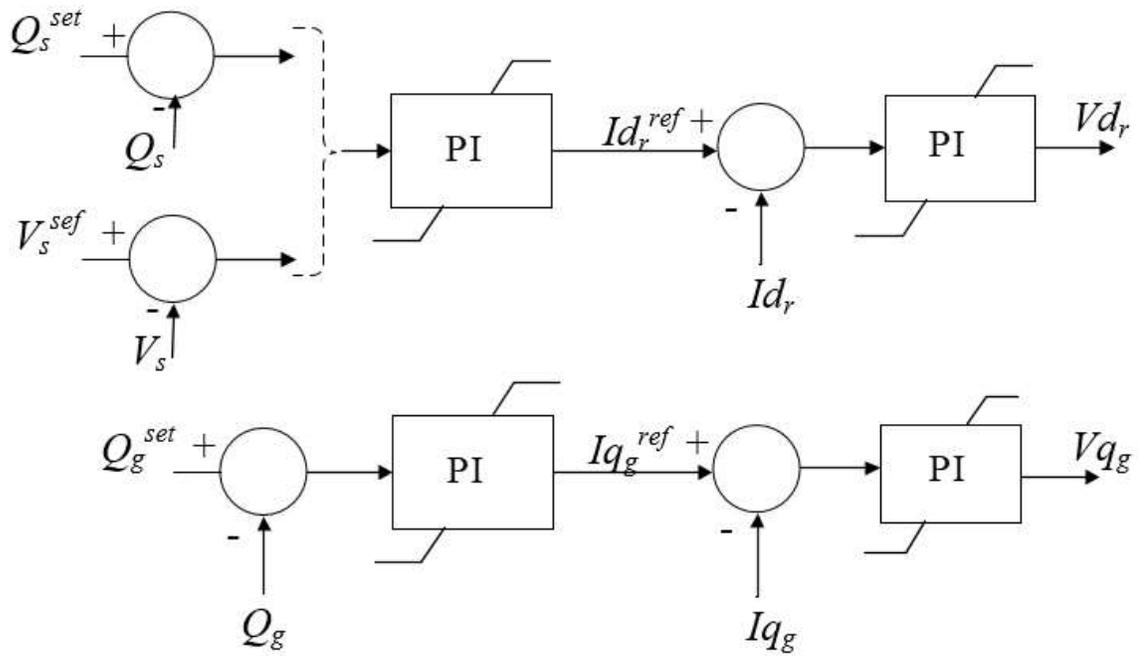


Figure 24. Contrôle de la puissance réactive de la MADA.

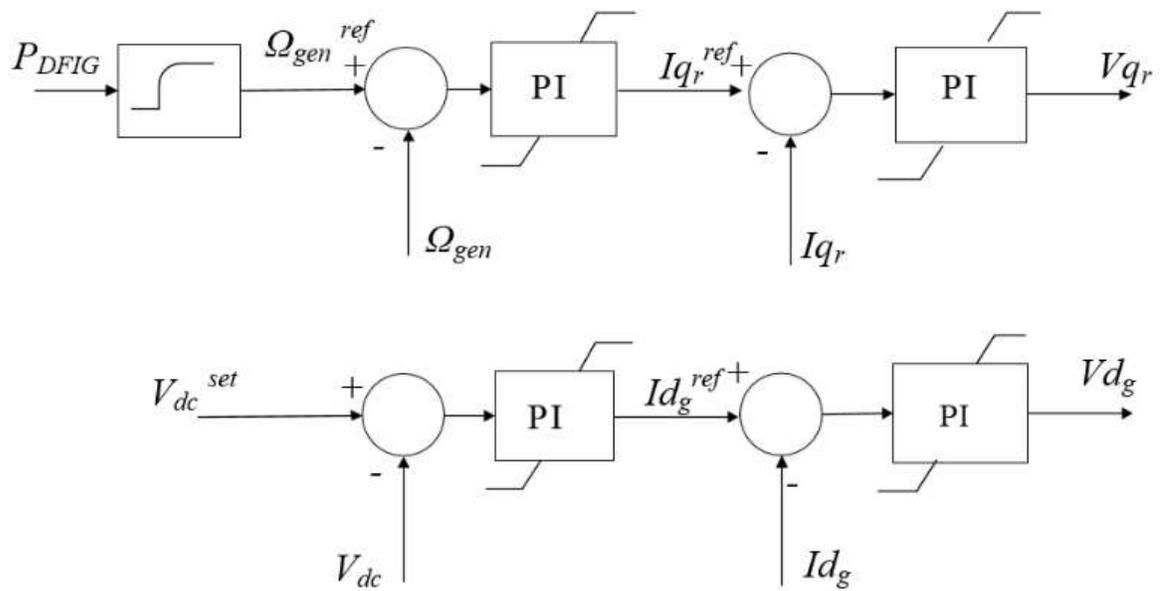


Figure 25. Contrôle de la puissance active de la MADA.

6.4.2 Objectifs secondaires du contrôle

Afin de fournir un contrôle découplé de la puissance active et réactive, le convertisseur RSC est contrôlé en orientant le référentiel de Park vers la séquence directe du flux du stator alors que le convertisseur GSC est contrôlé en orientant son référentiel vers la séquence directe de la tension du stator. Cette conception conventionnelle du contrôle peut causer, dans des conditions de tension déséquilibrée, un échauffement excessif des enroulements du stator ainsi que des pulsations de couple et de puissance à deux fois la fréquence d'alimentation. À cet égard, un contrôleur auxiliaire est spécialement conçu dans le référentiel négatif de Park ($dq -$) pour réguler le courant de séquence inverse à une valeur cible qui est déterminée en fonction d'un objectif de contrôle bien précis. Cet objectif, qu'on appellera dorénavant « objectif secondaire du contrôle », permet d'améliorer le fonctionnement de la MADA dans des conditions de réseau déséquilibré [69-71]. Le régulateur auxiliaire de courant génère une tension de séquence inverse pour réaliser l'objectif secondaire.

Les convertisseurs RSC et GSC de la MADA peuvent être contrôlés simultanément pour atteindre différents objectifs qui sont énumérés ci-dessous :

- Élimination de l'oscillation de la puissance active du stator par le RSC ;
- Élimination de la pulsation du couple électromagnétique par le RSC ;
- Équilibrage du courant du stator par le RSC ou GSC ;
- Équilibrage du courant du rotor par le RSC ;
- Équilibrage du courant à la sortie du convertisseur GSC par GSC ;
- Élimination de l'oscillation de la puissance active totale par le GSC.

Partant du fait qu'un convertisseur ne peut réaliser qu'un seul objectif à la fois, il est possible de définir plusieurs stratégies avec les deux convertisseurs. Dans le cadre de cette thèse, nous avons implémenté trois stratégies (Tableau 3), dont les équations seront

formulées dans le domaine des phases et intégrés dans l'algorithme de l'écoulement de puissance.

Tableau 3. Stratégies de contrôle des convertisseurs de la MADA avec objectifs secondaires.

Stratégie	Objective du RSC	Objective du GSC
Stratégie I (Stratégie de base)	Contrôle dans le référentiel Positif (dq+)	Contrôle dans le référentiel Positif (dq+)
Stratégie II	Équilibrage des courants statoriques	Équilibrage des courants à la sortie du GSC
Stratégie II	Élimination des pulsations du couple électromagnétique	Élimination des oscillations de la puissance active totale

6.4.3 Modélisation de la machine asynchrone à double alimentation dans le domaine des phases

6.4.3.1 Circuit triphasé équivalent

Dans l'algorithme d'écoulement de puissance, il est proposé de modéliser la machine directement dans le domaine des phases, comme le montre la Figure 26. Les identifiants des nœuds intermédiaires dans le circuit sont référencés de k_1 à k_5 . Dans la Figure 26, Y_s et Y_r représentent les admittances de fuite du stator et du rotor, respectivement ; Y_m représente l'inductance magnétisante et Y_f représente l'admittance du filtre connectée en série avec le convertisseur GSC.

Un interrupteur virtuel en état fermé est ajouté en série avec l'enroulement statorique pour faire apparaître le courant du stator explicitement dans le vecteur des variables d'état. Le courant du stator est nécessaire pour formuler les équations du modèle de la MADA et pour implémenter les objectifs secondaires du contrôle qui dépendent du courant statorique.

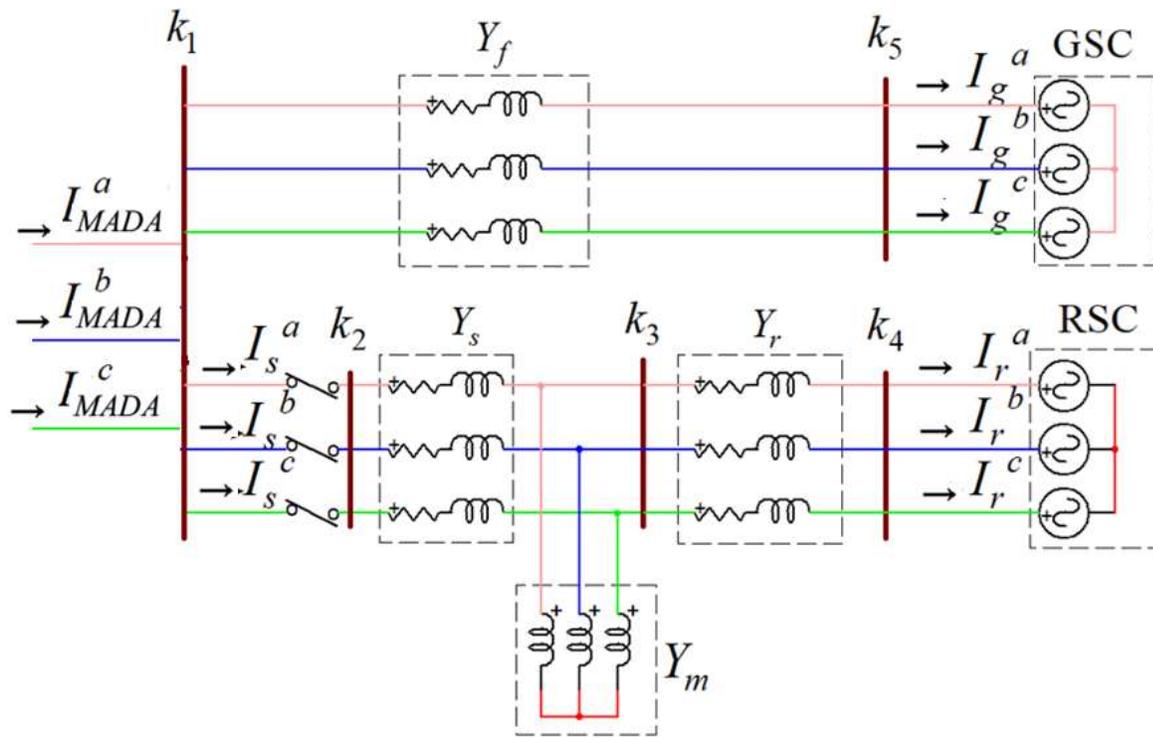


Figure 26. Représentation de la MADA dans le domaine des phases.

En utilisant les réseaux de séquence de la MADA de la Figure 27 et la Figure 28, la source de tension triphasée connectée au nœud k_4 est exprimée par l'équation (62) en fonction du glissement et de la tension directe et inverse du rotor.

$$\begin{bmatrix} V_{k4}^a \\ V_{k4}^b \\ V_{k4}^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{s} & \frac{1}{2-s} \\ e^{-\frac{2\pi j}{3}} & \frac{e^{\frac{2\pi j}{3}}}{2-s} \\ \frac{e^{\frac{2\pi j}{3}}}{s} & \frac{e^{-\frac{2\pi j}{3}}}{2-s} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_r^1 \\ V_r^2 \end{bmatrix} \quad (62)$$

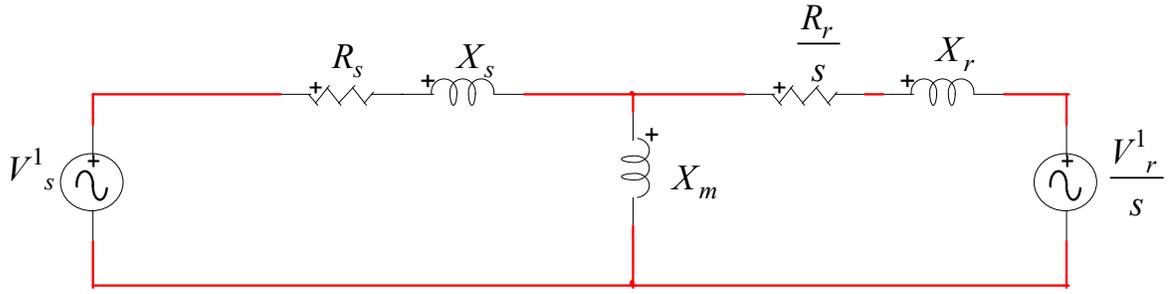


Figure 27. Modèle de la séquence directe de la MADA.

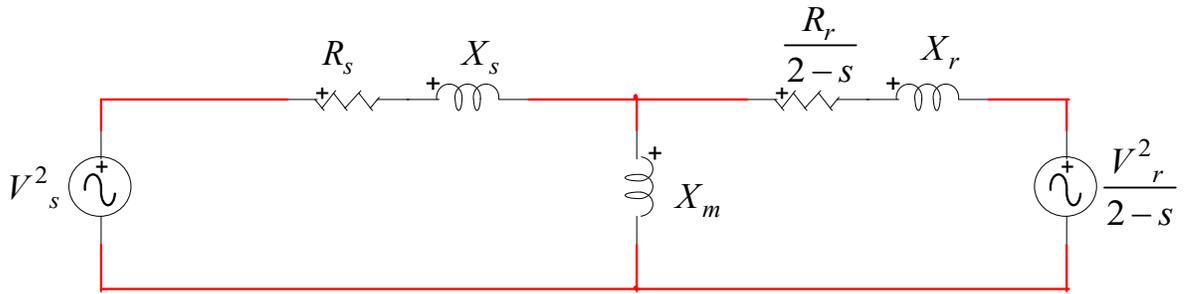


Figure 28. Modèle de la séquence inverse de la MADA.

Dans la Figure 27 et la Figure 28, R_r et X_r sont la résistance et l'inductance de fuite du rotor, R_s et X_s sont la résistance et l'inductance de fuite du stator, R_f et X_f sont la résistance et la réactance du filtre, X_m est l'inductance magnétisante, s représente le glissement, et les exposants 1 et 2 représentent les composantes de séquence directe et inverse, respectivement.

Les admittances de phase sont calculées à partir des réseaux de séquence de la MADA et en utilisant la transformation de Fortescue, l'admittance de phase de chaque branche est donnée par l'équation (63) suivante :

$$Y_{s,m,r,f}^{abc} = A.Y_{s,m,r,f}^{012}.A^{-1} \quad (63)$$

Les admittances homopolaires du stator et du rotor sont fixées à zéro puisque le convertisseur RSC et l'enroulement statorique de la machine ne sont pas mis à la terre. La

contribution du convertisseur GSC en courant homopolaire est bloquée en ajoutant une équation de contrainte au modèle pour forcer le courant de nature homopolaire à zéro ; dans ce cas, il n'est plus nécessaire de fixer la composante homopolaire de l'impédance du filtre à zéro. Les admittances de séquence de la MADA sont synthétisées dans le Tableau 4.

Tableau 4. Admittances de séquence de la MADA.

Admittances de séquence de la MADA			
	Directe	Inverse	Homopolaire
Branche du rotor	$(\frac{R_r}{s} + j.X_r)^{-1}$	$(\frac{R_r}{2-s} + j.X_r)^{-1}$	0
Branche du stator	$(R_s + j.X_s)^{-1}$	$(R_s + j.X_s)^{-1}$	0
Branche magnétisante	$(j.X_m)^{-1}$	$(j.X_m)^{-1}$	$(j.X_m)^{-1}$

6.4.3.2 Équations de contrainte de la MADA

Pour utiliser la technique de résolution de Newton-Raphson, l'ensemble des équations résiduelles du modèle de la MADA sont définies dans les équations (65), (66), (67), (68) et (69). L'objectif est de les forcer à converger vers zéro. Le vecteur des variables d'état de la MADA est défini par l'équation (64). Dans cette équation et ci-après, les indices R et I indiquent les parties réelles et imaginaires, respectivement.

$$\begin{aligned}
X_{MADA} = & \underbrace{[V_{k1,R}^a, V_{k1,R}^b, V_{k1,R}^c, V_{k1,I}^a, V_{k1,I}^b, V_{k1,I}^c]}_{\text{Variables d'entrées}}, \\
& V_{r,R}^1, V_{r,I}^1, V_{r,R}^2, V_{r,I}^2, S \\
& I_{r,R}^a, I_{r,R}^b, I_{r,R}^c, I_{r,I}^a, I_{r,I}^b, I_{r,I}^c \\
& I_{g,R}^a, I_{g,R}^b, I_{g,R}^c, I_{g,I}^a, I_{g,I}^b, I_{g,I}^c \\
& I_{s,R}^a, I_{s,R}^b, I_{s,R}^c, I_{s,I}^a, I_{s,I}^b, I_{s,I}^c, \\
& V_{k2,R}^a, V_{k2,R}^b, V_{k2,R}^c, V_{k2,I}^a, V_{k2,I}^b, V_{k2,I}^c, \\
& V_{k3,R}^a, V_{k3,R}^b, V_{k3,R}^c, V_{k3,I}^a, V_{k3,I}^b, V_{k3,I}^c \\
& V_{k4,R}^a, V_{k4,R}^b, V_{k4,R}^c, V_{k4,I}^a, V_{k4,I}^b, V_{k4,I}^c \\
& V_{k5,R}^a, V_{k5,R}^b, V_{k5,R}^c, V_{k5,I}^a, V_{k5,I}^b, V_{k5,I}^c \\
& \underbrace{[I_{MADA,R}^a, I_{MADA,R}^b, I_{MADA,R}^c, I_{MADA,I}^a, I_{MADA,I}^b, I_{MADA,I}^c]}_{\text{Variables internes}}^T \\
& \underbrace{\hspace{10em}}_{\text{Variables de sorties}}
\end{aligned} \tag{64}$$

Il y a 53 variables inconnues en quantités réelles (5 variables des sortie et 48 variables internes), nécessitant pour la solvabilité le même nombre d'équations. Ces équations sont regroupées en cinq catégories pour fournir un modèle compréhensif de la MADA :

1. Les équations liées au circuit électrique équivalent de la machine.
2. Les équations liées à la stratégie de contrôle implémentée dans le convertisseur RSC, incluant l'objectif secondaire.
3. Les équations liées à la stratégie de contrôle implémentée dans le convertisseur GSC, incluant l'objectif secondaire.
4. Les équations nodales de la MADA.
5. Les équations de l'interrupteur virtuel.

La contrainte f_1 établit le bilan de puissance dans la MADA en respectant la stratégie MPPT ; $f_2 - f_7$ sont les équations de contrainte liées à la source de tension triphasée connectée au nœud k_4 ; f_8 correspond à la contrainte de l'écoulement de puissance liée à la puissance active de la MADA; f_9 traduit la stratégie de contrôle de la puissance réactive implémentée dans le convertisseur RSC [69, 72, 73]; f_{10} et f_{11} sont établies en fonction de l'objectif secondaire du contrôle implémenté dans le convertisseur RSC ; f_{12} représente

l'équation qui émule le contrôle de la tension du bus-dc par le convertisseur GSC ; f_{13} traduit la stratégie de contrôle de la puissance réactive implémentée dans le convertisseur GSC ; f_{14} et f_{15} sont établies en fonction de l'objectif secondaire du contrôle implémenté dans le convertisseur GSC ; f_{16} et f_{17} permet de nullifier le courant homopolaire à la sortie du convertisseur GSC et f_{18} - f_{23} établissent les équations de contrainte de l'interrupteur virtuel. Les équations f_{24} - f_{53} décrivent les équations nodales du circuit de la MADA.

Les équations de contrainte associées au circuit de la MADA sont définies comme suit :

$$\begin{aligned}
f_1 &= P_t(s) - P_{MADA,set} - \sum_{k=a,b,c} (R_s \cdot |I_s^k|^2 + R_r \cdot |I_r^k|^2 + R_f \cdot |I_g^k|^2) \\
f_2 &= \text{real}(V_{k4}^a - \frac{V_r^1}{s} - \frac{V_r^2}{2-s}) \\
f_3 &= \text{imag}(V_{k4}^a - \frac{V_r^1}{s} - \frac{V_r^2}{2-s}) \\
f_4 &= \text{real}(V_{k4}^b - e^{-\frac{2\pi}{3}j} \cdot \frac{V_r^1}{s} - e^{\frac{2\pi}{3}j} \cdot \frac{V_r^2}{2-s}) \\
f_5 &= \text{imag}(V_{k4}^b - e^{-\frac{2\pi}{3}j} \cdot \frac{V_r^1}{s} - e^{\frac{2\pi}{3}j} \cdot \frac{V_r^2}{2-s}) \\
f_6 &= \text{real}(V_{k4}^c - e^{\frac{2\pi}{3}j} \cdot \frac{V_r^1}{s} - e^{-\frac{2\pi}{3}j} \cdot \frac{V_r^2}{2-s}) \\
f_7 &= \text{imag}(V_{k4}^c - e^{\frac{2\pi}{3}j} \cdot \frac{V_r^1}{s} - e^{-\frac{2\pi}{3}j} \cdot \frac{V_r^2}{2-s})
\end{aligned} \tag{65}$$

Les équations de contrainte associées au convertisseur RSC sont définies comme suit :

$$\begin{aligned}
f_8 &= P_{MADA} - P_{MADA,set} \\
f_9 &= |V_{k1}| - V_{set} \quad (\text{Ou } Q_s - Q_{s,set}) \\
f_{10} &= \text{real}(I_s^2) \\
f_{11} &= \text{imag}(I_s^2)
\end{aligned} \left. \vphantom{\begin{aligned} f_8 \\ f_9 \\ f_{10} \\ f_{11} \end{aligned}} \right\} \text{Ou autre stratégie (Tableau 5)} \tag{66}$$

Tableau 5. Équations de contrainte (Objectifs secondaires du contrôle).

	RSC (f_{16}, f_{17})	GSC (f_{12}, f_{13})
Stratégie I	$V_r^2 = 0$	$V_g^2 = 0$
Stratégie II	$I_s^2 = 0$	$I_g^2 = 0$
Stratégie III	$V_s^1 \cdot I_s^2 - V_s^2 \cdot I_s^1 = 0$	$V_s^1 \cdot I_{MADA}^2 + V_s^2 \cdot I_{MADA}^1 = 0$

Les équations de contrainte associées au convertisseur GSC sont définies par les équations (67) exprimées comme suit :

$$\begin{aligned}
 f_{12} &= P_r + P_g \\
 f_{13} &= Q_g - Q_{g,set} \\
 \left. \begin{aligned}
 f_{14} &= \text{real}(I_g^2) \\
 f_{15} &= \text{imag}(I_g^2)
 \end{aligned} \right\} \text{Ou autre stratégie (Tableau 5)} \\
 f_{16} &= \text{real}(I_g^0) \\
 f_{17} &= \text{imag}(I_g^0)
 \end{aligned} \tag{67}$$

Les équations de contrainte de l'interrupteur virtuel en état fermé sont définies par :

$$\begin{aligned}
 f_{18} &= V_{k1}^{R,a} - V_{k2}^{R,a} \\
 f_{19} &= V_{k1}^{R,b} - V_{k2}^{R,b} \\
 f_{20} &= V_{k1}^{R,c} - V_{k2}^{R,c} \\
 f_{21} &= V_{k1}^{I,a} - V_{k2}^{I,a} \\
 f_{22} &= V_{k1}^{I,b} - V_{k2}^{I,b} \\
 f_{23} &= V_{k1}^{I,c} - V_{k2}^{I,c}
 \end{aligned} \tag{68}$$

Finalement, il reste à décrire les équations nodales du circuit de la MADA dans le domaine des phases. En forme réelle, la formulation nodale introduit trente équations de contrainte. La formulation nodale est représentée par l'équation suivante :

$$\underbrace{\begin{bmatrix} Y_f & 0 & 0 & 0 & -Y_f \\ 0 & Y_s & -Y_s & 0 & 0 \\ 0 & -Y_s & Y_s + Y_r(s) + Y_m & -Y_r(s) & 0 \\ 0 & 0 & -Y_r(s) & Y_r(s) & 0 \\ -Y_f & 0 & 0 & 0 & Y_f \end{bmatrix}}_{Y_{MADA}} \cdot \begin{bmatrix} V_{k1}^{abc} \\ V_{k2}^{abc} \\ V_{k3}^{abc} \\ V_{k4}^{abc} \\ V_{k5}^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -I_s^{abc} - I_{MADA}^{abc} \\ I_s^{abc} \\ 0 \\ -I_r^{abc} \\ -I_g^{abc} \end{bmatrix} \quad (69)$$

L'équation (69) peut être écrite sous une forme compacte :

$$Y_{MADA} V_n^{abc} + A_{IS} I_s^{abc} + A_{IM} I_{MADA}^{abc} + A_{IR} I_r^{abc} + A_{IG} I_g^{abc} = f_{24 \rightarrow 53} \quad (70)$$

Où A_{IS} , A_{IM} , A_{IR} , A_{IG} représentent les matrices d'interfaces pour les injections de courant et Y_{MADA} est l'admittance nodale de la MADA.

Les définitions détaillées des grandeurs électriques impliquées dans les équations (65), (66) et (67) sont données par les équations (71), (72) et (73).

La puissance active et réactive injectée par la MADA est définie par :

$$\begin{aligned} P_{MADA} &= \text{Real} \left(\sum_{k=a,b,c} V_{k1}^k \cdot \text{conj}(I_{MADA}^k) \right) \\ Q_{MADA} &= \text{Imag} \left(\sum_{k=a,b,c} V_{k1}^k \cdot \text{conj}(I_{MADA}^k) \right) \end{aligned} \quad (71)$$

La puissance de la turbine en considérant la stratégie de MPPT est définie comme suit :

$$P_t(s) = k_0 \cdot (1-s)^3 \quad (72)$$

Les puissances active et réactive absorbées par le convertisseur GSC sont données par l'équation (73) suivante :

$$\begin{aligned} P_g &= \text{Real}\left(\sum_{k=a,b,c} V_{k5}^k \cdot \text{conj}(I_g^k)\right) \\ Q_g &= \text{Imag}\left(\sum_{k=a,b,c} V_{k5}^k \cdot \text{conj}(I_g^k)\right) \end{aligned} \quad (73)$$

La puissance active échangée entre la machine et le convertisseur RSC est donnée par l'équation (74) exprimée comme suit :

$$P_r = 3 \cdot \text{Real}(V_r^1 \cdot I_r^1 + V_r^2 \cdot I_r^2) \quad (74)$$

On peut remarquer à partir de l'équation (74) que la puissance P_r est exprimée en fonction des composantes de séquence du courant du rotor qui ne sont pas disponibles dans le vecteur des variables d'état. Une approche directe consiste à les convertir, par la transformation de Fortescue, en variables de phase qui sont incluses dans les variables d'état, afin de pouvoir dériver les termes Jacobiens. L'avantage de cette approche est que les équations du système ne sont pas augmentées, mais la formulation de la Jacobienne devient plus complexe. Une autre approche consiste à augmenter le système d'équations par des équations relativement simples afin de disposer du courant positif et négatif du rotor dans les variables d'état.

La puissance réactive totale absorbée par le stator de la MADA est définie par l'équation suivante :

$$Q_s = \text{Imag}\left(\sum_{k=a,b,c} V_{k2}^k \cdot \text{conj}(I_s^k)\right) \quad (75)$$

En outre, et en raison des contraintes liées aux limites de fonctionnement de la turbine, le glissement et la puissance de la turbine sont contrôlés à la troisième itération de l'écoulement de puissance afin d'éviter toute violation des limites. Ainsi, si la vitesse de la

turbine dépasse les limites (c'est-à-dire la zone I ou III), l'équation f_1 est relâchée et la contrainte de glissement est appliquée.

Si la puissance mécanique et la vitesse de la turbine ne sont pas respectées (c.-à-d. zone IV), dans ce cas les équations f_1 et f_8 sont relâchées et les contraintes de l'équation (60) sont appliquées.

Une autre variante de la MADA consiste à spécifier dans l'écoulement de puissance la vitesse du vent au lieu de la puissance active totale. Dans ce cas, la puissance de la turbine et le glissement optimaux sont extraits de la Figure 23 et les équations f_1 et f_8 seront remplacées par les équations (76) qui imposent les valeurs optimales.

$$\begin{aligned} f_1 &= P_t(s) - P_{opt} \\ f_8 &= s - s_{opt} \end{aligned} \quad (76)$$

6.4.3.3 Évaluation des termes de la Jacobienne

Les termes de la Jacobienne sont obtenus par un calcul de la dérivée partielle de chaque équation de contrainte par rapport aux variables d'état. Les termes de la Jacobienne de la première équation sont donnés par :

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_1}{\partial I_{s_{R,I}}^{abc}} &= -2 \cdot R_s \cdot I_{s_{R,I}}^{abc} & \frac{\partial f_1}{\partial I_{g_{R,I}}^{abc}} &= -2 \cdot R_f \cdot I_{g_{R,I}}^{abc} \\ \frac{\partial f_1}{\partial I_{r_{R,I}}^{abc}} &= -2 \cdot R_r \cdot I_{r_{R,I}}^{abc} & \frac{\partial f_1}{\partial s} &= 3 \cdot k_0 \cdot (1-s)^2 \end{aligned} \quad (77)$$

L'équation de contrainte associée à la source de tension connectée au nœud k_4 est exprimée sous forme complexe par l'équation (78). Par souci de clarté, seuls les termes Jacobienne de la phase A sont développés.

$$V_{k4}^a - \frac{V_r^1}{s} - \frac{V_r^2}{2-s} = f_2 + j \cdot f_3 \quad (78)$$

Dans l'équation (79), les tensions de séquence du rotor sont décomposées en partie réelle et partie imaginaire.

$$\begin{aligned} V_r^1 &= a + jb \\ V_r^2 &= c + jd \end{aligned} \quad (79)$$

En substituant (79) dans l'équation (78), les dérivées partielles des fonctions f_2 et f_3 par rapport aux variables d'état sont données par l'équation (80) exprimée comme suit :

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_2}{\partial V_{r,R}^1} &= -\frac{1}{s} ; & \frac{\partial f_2}{\partial V_{r,R}^2} &= \frac{1}{s-2} ; & \frac{\partial f_2}{\partial V_{k5,R}^a} &= 1 ; & \frac{\partial f_2}{\partial s} &= \frac{a}{s^2} - \frac{c}{(2-s)^2} \\ \frac{\partial f_3}{\partial V_{r,I}^1} &= -\frac{1}{s} ; & \frac{\partial f_3}{\partial V_{r,I}^2} &= \frac{1}{s-2} ; & \frac{\partial f_3}{\partial V_{k5,I}^a} &= 1 ; & \frac{\partial f_3}{\partial s} &= \frac{b}{s^2} - \frac{d}{(2-s)^2} \end{aligned} \quad (80)$$

Les termes de la Jacobienne de l'équation (70) sont donnés par :

$$Y_{MADA} \Delta V_n^{abc} + A_{IS} \Delta I_s^{abc} + A_{IM} \Delta I_{MADA}^{abc} + A_{IR} \Delta I_r^{abc} + A_{IG} \Delta I_g^{abc} + A_s \Delta s = f_{24 \rightarrow 53} \quad (81)$$

La matrice A_s est obtenue en prenant la dérivée partielle de l'admittance nodale de la MADA en fonction du glissement. Elle est donnée par :

$$A_s = \frac{\partial Y_{MADA}}{\partial s} \quad (82)$$

Un développement mathématique de l'équation (82) mène à l'équation suivante :

$$\begin{aligned} A_s(k_3) &= \frac{\partial Y_r}{\partial s} \cdot (V_{k3} - V_{k4}) \\ A_s(k_4) &= -\frac{\partial Y_r}{\partial s} \cdot (V_{k4} - V_{k3}) \end{aligned} \quad (83)$$

Le développement de termes de la Jacobienne des équations f_{10} , f_{11} , f_{14} , f_{15} , f_{16} , f_{17} ne sont pas inclus ici, car ces fonctions peuvent être dérivées simplement en remplaçant les

parties réelles et imaginaires des composantes dans le domaine des séquences par les quantités dans le domaine des phases.

6.5 INITIALISATION DES VARIABLES D'ÉTATS DE LA MACHINE

Pour démarrer l'algorithme de Newton, le vecteur d'état initial doit être défini. Une bonne initialisation des variables d'état permet de converger plus rapidement. Particulièrement, les variables de la MADA doivent être initialisées avec soin, car l'angle de la tension du rotor subit un saut de 180 degrés et le signe du glissement est inversé lorsque la machine franchit la vitesse de synchronisation. Souvent, une divergence de l'algorithme de Newton a été constatée lorsque la supposition initiale et la solution finale ne se situent pas dans la même zone de fonctionnement (hypo et hyper-synchronisme). Dans la méthode d'initialisation proposée, les variables du système sont d'abord initialisées avec la méthode PF en convertissant les contraintes PV et PQ non linéaires de la MADA en impédances linéaires calculées aux conditions nominales. Cette approche fournit une meilleure estimation des variables d'état du système. La tension de séquence directe du stator est ensuite extraite et les variables de la MADA sont calculées par un système d'équations linéaires à partir du circuit de la séquence directe simplifié en "L" représenté à la Figure 29. Dans la procédure d'initialisation, l'effet du déséquilibre est ignoré et par conséquent les quantités de phases seront reconstituées en considérant un système équilibré.

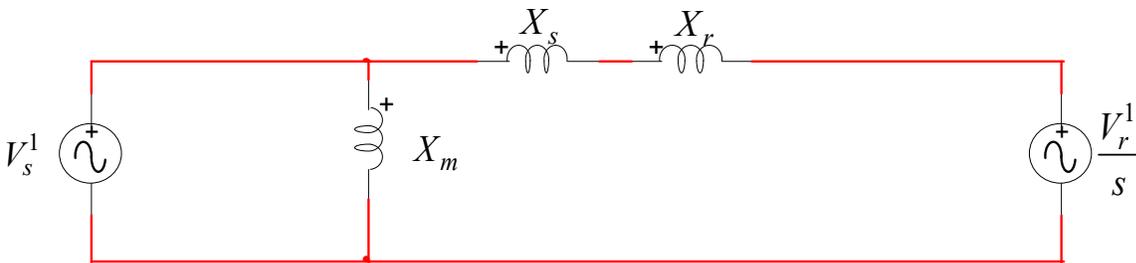


Figure 29. Circuit équivalent simplifié en régime permanent de la MADA

Le glissement est estimé par l'équation (84) en ignorant les pertes Joule de la MADA.

$$\begin{aligned}
k_0 \cdot (1-s)^3 &= P_{MADA,set} \\
s &= 1 - \left(\frac{P_{MADA,set}}{k_0} \right)^{1/3}
\end{aligned} \tag{84}$$

Les autres variables sont calculées à partir du circuit simplifié avec un système d'équations linéaires. L'objectif est d'estimer la séquence directe des variables $V_r^R, V_r^I, I_r^R, I_r^I, I_s^R, I_s^I, I_g^R, I_g^I$.

En se basant sur le circuit équivalent simplifié en "L" de la Figure 29, l'application de la loi de Kirchoff aboutit à l'équation suivante :

$$I_r \cdot j \cdot (X_s + X_r) + \frac{1}{s} \cdot V_r = V_s^{set} \tag{85}$$

Avec : $V_{s,set}$ la tension de séquence directe du stator estimé par la méthode PF.

$$V_s^{set} = V_{s,R}^{set} + jV_{s,I}^{set} \tag{86}$$

En forme réelle, l'équation (85) mène à un système de deux équations linéaires donné par :

$$\begin{cases}
-I_{r,I} \cdot (X_s + X_r) + \frac{V_{r,R}}{s} = V_{s,R}^{set} \\
I_{r,R} \cdot (X_s + X_r) + \frac{V_{r,I}}{s} = V_{s,I}^{set}
\end{cases} \tag{87}$$

Les puissances active et réactive du stator sont formulées par l'équation (88) exprimée comme suit :

$$\begin{cases}
3 \cdot (V_{s,I}^{set} \cdot I_{s,R} - V_{s,R}^{set} \cdot I_{s,I}) = Q_s^{set} \\
3 \cdot (V_{s,R}^{set} \cdot I_{s,R} + V_{s,I}^{set} \cdot I_{s,I}) = \frac{P_{MADA,set}}{1-s}
\end{cases} \tag{88}$$

Où le courant du stator est exprimé par l'équation (89).

$$\begin{aligned} I_s &= I_m + I_r \\ &= \left(\frac{V_{s,I}^{set}}{X_m} + I_{r,R} \right) + j \cdot \left(-\frac{V_{s,R}^{set}}{X_m} + I_{r,I} \right) \end{aligned} \quad (89)$$

En remplaçant l'équation (89) dans l'équation (88), on obtient :

$$\begin{cases} 3.V_{s,I}^{set} \cdot \left(\frac{V_{s,I}^{set}}{X_m} + I_{r,R} \right) - 3.V_{s,R}^{set} \cdot \left(-\frac{V_{s,R}^{set}}{X_m} + I_{r,I} \right) = Q_{s,set} \\ 3.V_{s,R}^{set} \cdot \left(\frac{V_{s,I}^{set}}{X_m} + I_{r,R} \right) + 3.V_{s,I}^{set} \cdot \left(-\frac{V_{s,R}^{set}}{X_m} + I_{r,I} \right) = P_{MADA,set} \cdot \frac{1}{1-s} \end{cases} \quad (90)$$

En combinant les équations (87) et (90), on peut estimer les variables $V_r^R, V_r^I, I_r^R, I_r^I$.

$$\begin{bmatrix} \frac{1}{s} & 0 & 0 & -(X_s + X_r) \\ 0 & \frac{1}{s} & (X_s + X_r) & 0 \\ 0 & 0 & 3.V_{s,I}^{set} & -3.V_{s,R}^{set} \\ 0 & 0 & 3.V_{s,R}^{set} & 3.V_{s,I}^{set} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{r,R} \\ V_{r,I} \\ I_{r,R} \\ I_{r,I} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} V_{s,R}^{set} \\ V_{s,I}^{set} \\ Q_{s,set} - 3 \cdot \frac{(V_{s,R}^{set})^2 + (V_{s,I}^{set})^2}{X_m} \\ P_{MADA,set} \frac{1}{1-s} \end{bmatrix} \quad (91)$$

La Figure 30 illustre les résultats comparatifs de l'initialisation de la tension du rotor à l'aide du circuit complet et du circuit simplifié d'une éolienne de 2 MW avec : $V_s = 1$ pu, $Q_{s,set} = 0$ pu et $Q_{g,set} = 0$ pu. On remarque que les variables initiales estimées de la MADA par le circuit simplifié sont proches des valeurs exactes obtenues par le circuit complet.

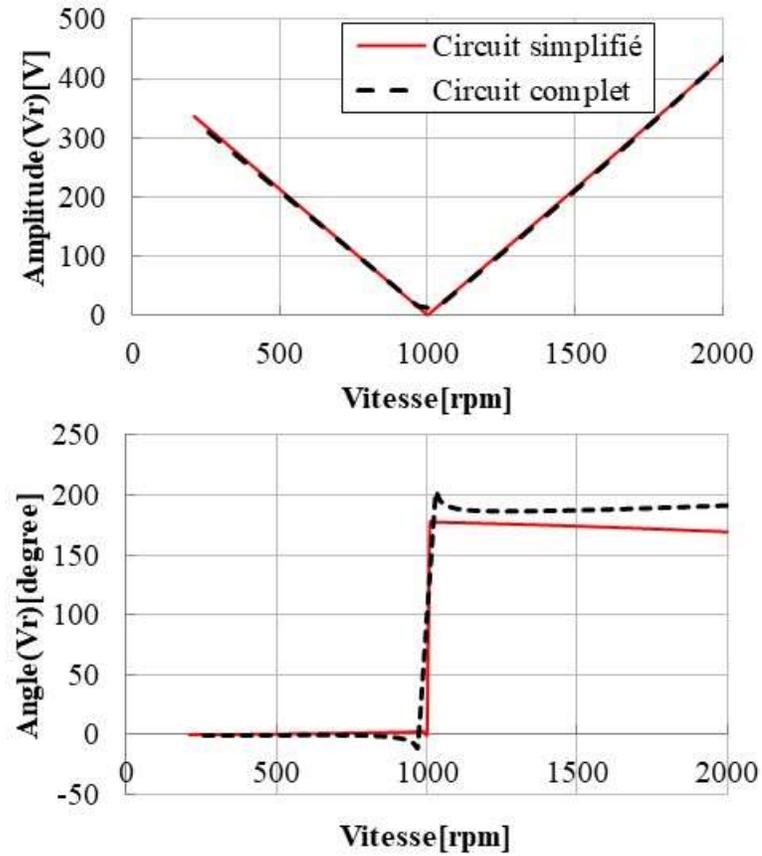


Figure 30. Initialisation de la tension rotorique.

Finalement, le courant du stator est estimé par l'équation (89) et le courant à la sortie du convertisseur GSC est estimé par l'équation (92).

$$I_g = \frac{-P_r + j.Q_{g,set}}{3. |V_{s,set}|^2} \quad (92)$$

6.6 MODÈLE DE VALIDATION

La validation est basée sur l'implémentation du modèle de la MADA dans l'algorithme d'écoulement de puissance dans la plateforme Matlab. Le modèle détaillé du domaine temporel du système étudié avec la MADA est également développé dans EMTP[®] pour servir de référence pour la validation.

La méthode de validation consiste à utiliser les résultats obtenus par l'écoulement de puissance, c'est-à-dire la vitesse de la machine et les tensions triphasées aux bornes des convertisseurs RSC et GSC, comme signaux d'entrée pour le modèle de la MADA développé dans EMTP®. La validation consiste à faire correspondre les résultats de la simulation de EMTP® en régime permanent avec les objectifs secondaires du contrôle et la stratégie de contrôle établit dans les équations de contrainte de l'écoulement de puissance. La Figure 31 présente le schéma de validation.

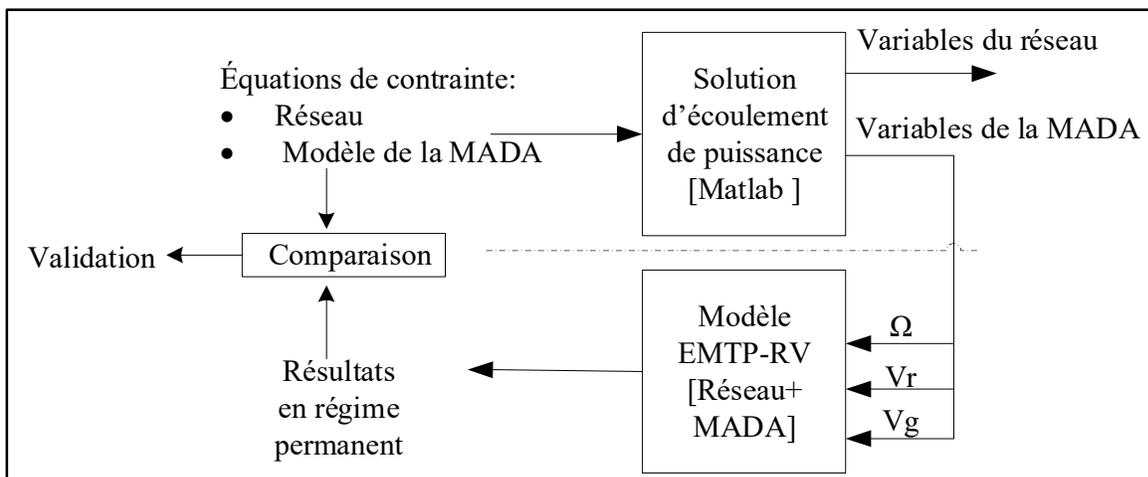


Figure 31. Méthode de validation du modèle de la MADA.

Tout d'abord, une boucle à verrouillage de phase (PLL) est utilisée pour maintenir le synchronisme entre les convertisseurs modélisés par deux sources de tension et le système à courant alternatif. La PLL fournit l'angle entre l'axe d^+ fixé à la tension de séquence directe du stator et le repère stationnaire ($\alpha\beta$). La machine opère en régulation de vitesse, cette consigne correspond à la valeur trouvée par la solution de l'écoulement de puissance.

Les consignes de tension dans le référentiel de Park (dq)+ ($V_{r_{d+}}^1, V_{r_{q+}}^1, V_{g_{d+}}^1, V_{g_{q+}}^1$) fournies par le convertisseur RSC et GSC sont calculées comme suit à partir des phaseurs de tension de la séquence directe obtenus par la solution d'écoulement de puissance :

$$\begin{aligned}
V_{r_{d+}}^1 + jV_{r_{q+}}^1 &= \sqrt{2} \cdot |V_r^1| \cdot e^{j(\angle V_r^1 - \angle V_s^1)} \\
V_{g_{d+}}^1 + jV_{g_{q+}}^1 &= \sqrt{2} \cdot |V_g^1| \cdot e^{j(\angle V_g^1 - \angle V_s^1)}
\end{aligned} \tag{93}$$

De même, les consignes de tension dans le référentiel de Park (dq)- ($V_{r_{d-}}^2$, $V_{r_{q-}}^2$, $V_{g_{d-}}^2$, $V_{g_{q-}}^2$) fournies par le convertisseur RSC et GSC sont calculées par l'expression suivante à partir des phaseurs de tension de la séquence inverse obtenus par la solution d'écoulement de puissance.

$$\begin{aligned}
V_{r_{d-}}^2 + jV_{r_{q-}}^2 &= \sqrt{2} \cdot |V_r^2| \cdot e^{j(\angle V_r^2 - \angle V_s^1)} \\
V_{g_{d-}}^2 + jV_{g_{q-}}^2 &= \sqrt{2} \cdot |V_g^2| \cdot e^{j(\angle V_g^2 - \angle V_s^1)}
\end{aligned} \tag{94}$$

Finalement, les tensions triphasées dans le domaine temporel sont obtenues sur la base de la matrice de transformation inverse de Park (P^{-1}) des composantes de séquence directe et inverse fournies par les équations (93) et (94). La Figure 28 montre le schéma de contrôle du modèle de validation.

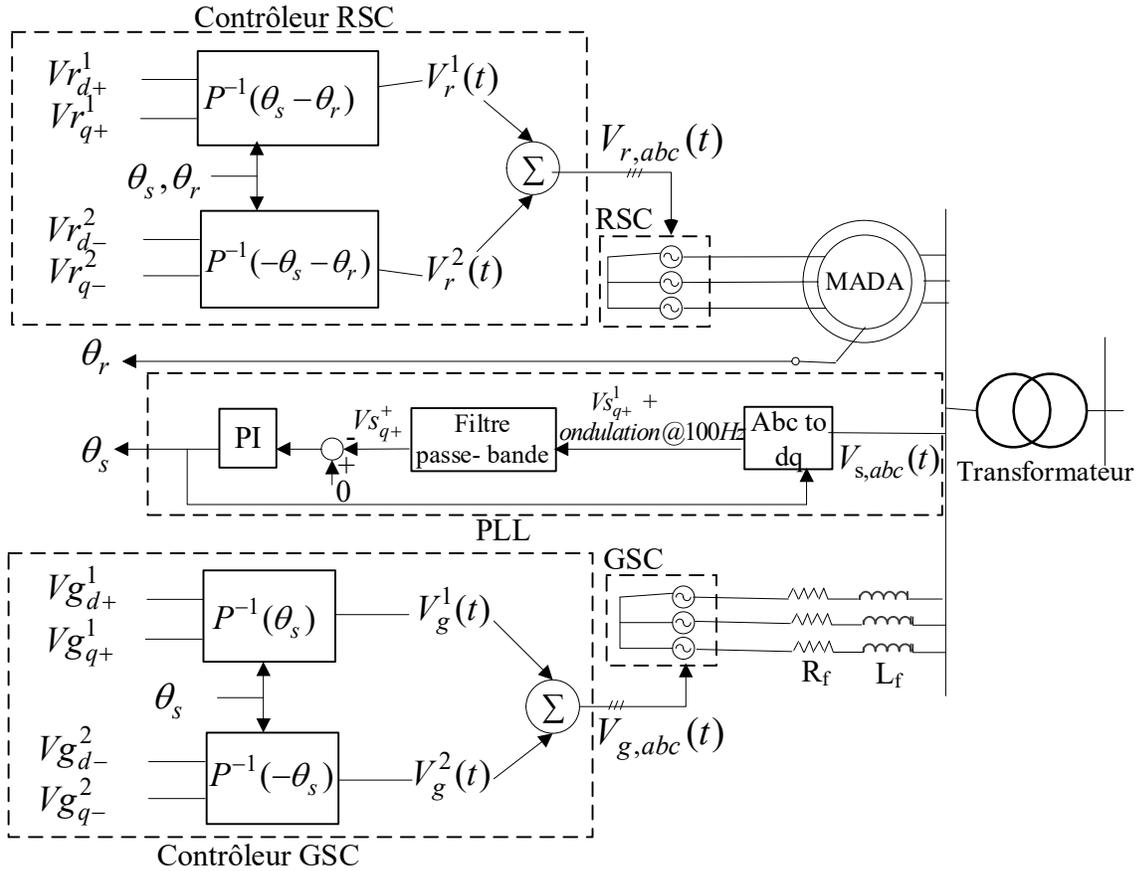


Figure 32. Schéma de contrôle du modèle de validation.

6.7 CONCLUSION

Dans ce chapitre, une approche globale de modélisation triphasée de la MADA est intégrée dans l'algorithme d'écoulement de puissance basé sur la formulation FGAM. Le modèle de la MADA proposé a l'avantage d'offrir une plus grande flexibilité pour inclure diverses stratégies de contrôle de la puissance réactive avec différentes spécifications de la MADA en utilisant soit la vitesse du vent, ou la puissance active de la MADA. Le modèle incorpore également les objectifs secondaires du contrôle pour les convertisseurs RSC et GSC de manière directe et sans simplification du modèle. Ce modèle est destiné à évaluer avec précision la solution de l'écoulement de puissance et les conditions de fonctionnement en régime permanent de la MADA lorsqu'elle est connectée à un réseau déséquilibré.

Un exemple détaillé est présenté dans le chapitre suivant pour valider le modèle proposé et vérifier la précision des résultats en comparant la simulation dans le domaine temporel avec les résultats de l'écoulement de puissance.

CHAPITRE 7

ÉTUDES DE CAS ET VALIDATION DES RÉSULTATS

7.1 INTRODUCTION

La FGAM a été testée pour différents réseaux avec des modèles de composants complexes. Cinq cas de validation sont présentés pour tester la validité des modèles et la précision des résultats et trois autres cas pour tester les performances numériques, les caractéristiques de convergence et la rapidité des algorithmes. Chaque cas fait l'objet d'une analyse détaillée et approfondie et les résultats obtenus sont comparés soit avec ceux publiés par l'IEEE lorsqu'ils sont disponibles ou avec le logiciel EMTP[®] dans le cas contraire.

L'objectif du premier cas (cas 1) est de fournir une référence aux développeurs pour vérifier la validité du nouveau modèle de la machine synchrone dans des conditions de tension déséquilibrée. Les résultats sont comparés à ceux obtenus par EMTP[®].

Le deuxième cas (cas 2) est le réseau test IEEE 34-noeuds utilisé pour valider la précision de la solution de l'écoulement de puissance proposée. Les résultats obtenus sont comparés à ceux publiés par l'IEEE.

Le troisième cas (cas 3) sert à valider la stratégie de contrôle secondaire pour un petit parc éolien composé de trois aérogénérateurs. Les performances de la solution avec ajustement automatique sont comparées à la méthode classique de « rétroaction-erreur ».

Le quatrième cas (cas 4) représente le réseau modifié IEEE 4-noeuds avec deux transformateurs parallèles fonctionnant selon une stratégie maître-esclave.

Le cinquième cas (cas 5) présente la validation du modèle de la machine asynchrone à double alimentation connecté à un réseau de distribution déséquilibré (IEEE 34-nœuds). Les résultats sont validés par le logiciel EMTP[®].

Le sixième cas (cas 6) est dédié exclusivement à l'évaluation des performances numériques. L'étude est réalisée sur un réseau de distribution relativement large (IEEE 8500-nœuds). Dans cette analyse, on compare les performances de la FGAM avec celles obtenues par deux formulations classiques à savoir, l'analyse nodale augmentée modifiée (MANA) et l'injection de courant (IC).

Le septième cas (cas 7) évalue les performances de l'analyse de contingence avec l'approche des paramètres dynamiques. L'objectif principal est de comparer le temps de résolution de la solution proposée avec la méthode classique qui consiste à effectuer des simulations approfondies et à vérifier rigoureusement toutes les pannes possibles (N-1 et N-2) à l'aide de la solution d'écoulement de puissance basée sur MANA. Ce cas de test est effectué sur le réseau IEEE 57-barres.

Le dernier cas (cas 8) permet d'évaluer les performances de l'analyse de la capacité d'accueil avec la méthode proposée. Les résultats de performance sont comparés à la solution classique qui consiste à augmenter progressivement la puissance d'injection en commençant par 0 kW. Ce cas de test est effectué sur un réseau de distribution suisse à 67 nœuds.

Tous les tests sont exécutés sur la plateforme Matlab qui fonctionne sur une machine dédiée (CPU i7-7700 de 2,8 GHz avec 16 Go de RAM). Une tolérance de 0,01% sur la tension est utilisée comme critère de convergence pour l'écoulement de puissance.

7.2 VALIDATION DES RÉSULTATS

7.2.1 Étude de cas 1 : Machine synchrone (nouveau modèle)

Dans ce cas de test, la génératrice synchrone est connectée à la barre "BUS3" par l'intermédiaire d'un transformateur élévateur (3 MVA, 0,48/12,47 kV) (Figure 33). La machine est représentée par une barre PV. Elle est configurée pour contrôler l'amplitude de la tension de séquence directe à 1,0 pu en fournissant une puissance active de 2 MW. Trois charges résistives déséquilibrées sont connectées au système (R_a , R_b et R_c) pour valider le comportement du modèle proposé dans des conditions déséquilibrées du réseau. Les paramètres de la machine sont indiqués dans le Tableau 6 et toutes les autres données sont indiquées dans la Figure 33. Le logiciel EMTP[®] est utilisé comme référence pour la validation, car ce dernier utilise le modèle précis TIDI (Tension interne derrière une impédance triphasée).

Tableau 6. Paramètres de la machine de test (cas 1).

	Valeur	Unité
Tension nominale (V_n)	480	V
Puissance nominale (S_n)	3	MVA
Puissance active nominale (P_n)	2.4	MW
Fréquence (f)	50	Hz
Réactance Subtransitoire (X''_d)	0.117	p.u
Résistance du stator (R_a)	0.005	p.u
Réactance de séquence inverse (X_2)	0.032	p.u
Réactance de séquence homopolaire (X_0)	0.124	p.u

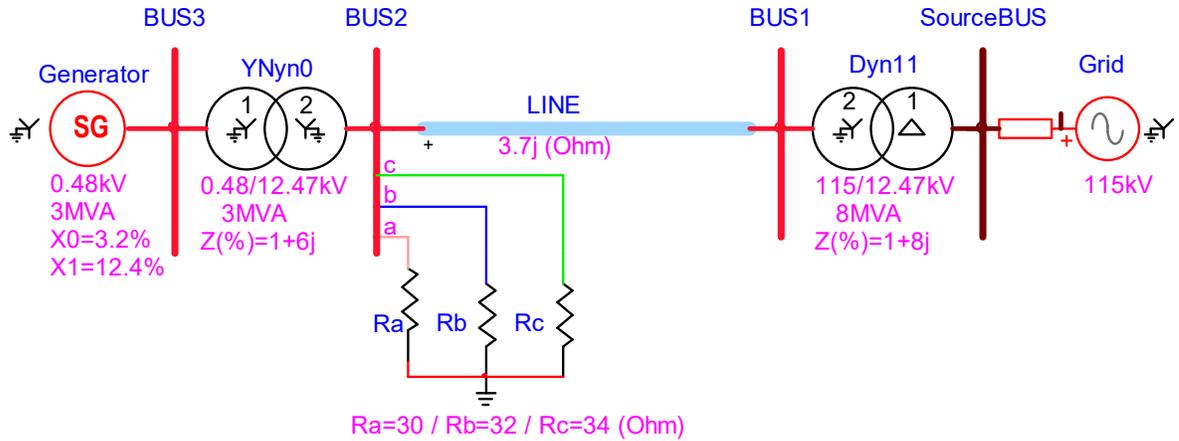


Figure 33. Schéma du réseau du cas de test (cas 1).

Les résultats en régime permanent obtenus à partir de l'écoulement de puissance et le modèle amélioré de la machine synchrone (MAMS) sont présentés dans le Tableau 7 et Tableau 8. Les résultats montrent que la puissance active triphasée et l'amplitude de la tension de séquence directe aux bornes de la machine correspondent exactement aux valeurs cibles spécifiées dans le calcul d'écoulement de puissance. En outre, les résultats permettent de vérifier facilement que les équations $V_0 = -(R_a + j.X_0).I_0$ et $V_2 = -(R_a + j.X_2).I_2$ sont vérifiées.

Le Tableau 7 et Tableau 8 montrent la comparaison entre les résultats de la simulation EMTP® et la solution proposée. L'accord entre les deux solutions vérifie la précision des résultats et la validité du modèle proposé dans des conditions déséquilibrées du réseau. Finalement, le modèle proposé permet d'atteindre la même précision que le modèle TIDI, bien qu'il ne requière pas l'impédance subtransitoire.

Tableau 7. Validation des tensions nodales.

Barres	Phases	MAMS (FGAM)		TIDI (EMTP®)	
		Mag. (p.u.)	Angle (deg.)	Mag. (p.u.)	Angle (deg.)
BUS1	A	0.993	28.29	0.994	28.30
	B	0.994	-91.59	0.994	-91.63
	C	0.994	148.48	0.995	148.51
BUS2	A	0.991	24.17	0.992	24.23
	B	0.991	-95.47	0.991	-95.49
	C	0.993	144.82	0.994	144.85
BUS3	A	1.000	26.62	1.000	26.64
	B	0.998	-93.18	0.998	-93.21
	C	1.001	146.96	1.001	146.99

Tableau 8. Comparaison des courants de séquence et des puissances triphasées.

	MAMS (FGAM)		TIDI (EMTP®)	
	Mag. (A)	Angle (deg.)	Mag. (A)	Angle (deg.)
Courants de séquences				
Séquence homopolaire (I0)	108.97	-4.52	108.95	-4.50
Séquence directe (I1)	2408.25	24.13	2408.10	24.11
Séquence inverse (I2)	73.54	48.06	73.22	48.02
Puissances active/réactive	P	Q	P	Q
	(kW)	(kVar)	(kW)	(kVar)
PA/QA (Phase A)	711.72	37.09	711.72	37.10
PB/QB (Phase B)	663.26	21.13	663.24	21.14
PC/QC (Phase C)	625.01	34.55	625.02	34.61
Puissance totale	2000	92.78	2000	92.85

L'évolution des variables inconnues de la machine (la susceptance et conductance) en fonction des itérations est présentée à la Figure 34. L'itération 0 correspond à la solution d'initialisation et la troisième itération indique les résultats de l'écoulement de puissance.

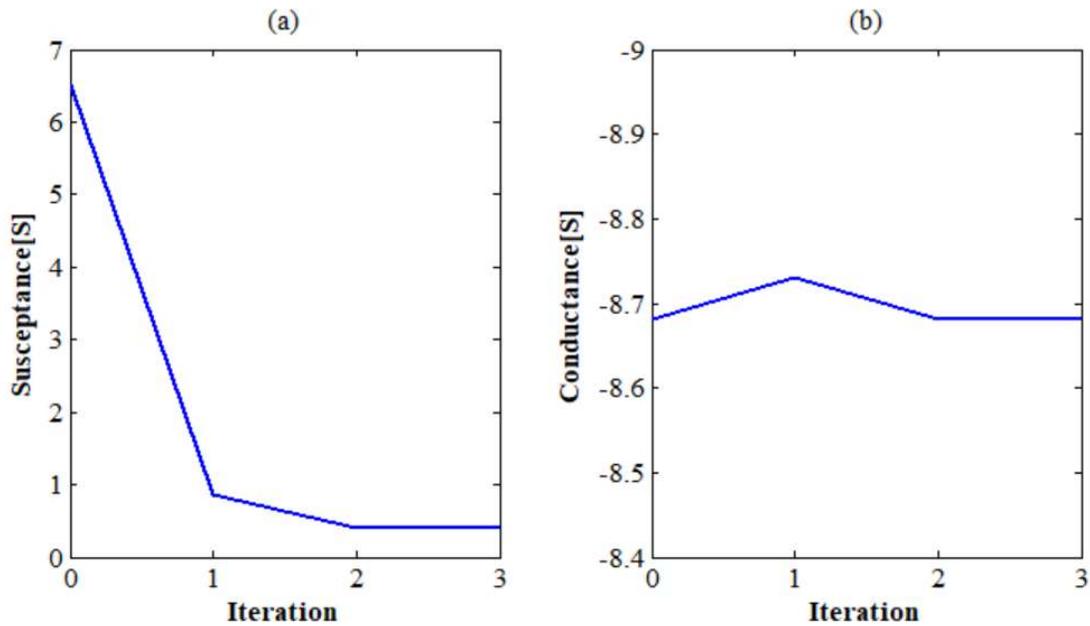


Figure 34. Évolution des variables de la machine (a) Susceptance vs. Itération ; (b) Conductance vs. Itération.

Avec le modèle proposé, les caractéristiques de convergence sont améliorées et le nombre d'itérations est réduit. Le modèle TIDI de EMTP[®] a besoin de quatre itérations pour obtenir la solution, alors que le modèle proposé n'a besoin que de trois itérations pour converger (Figure 35).

En outre, le modèle proposé produit un vecteur d'état qui est plus proche de la solution finale puisque le modèle est initialisé à partir des valeurs cibles d'écoulement de puissance.

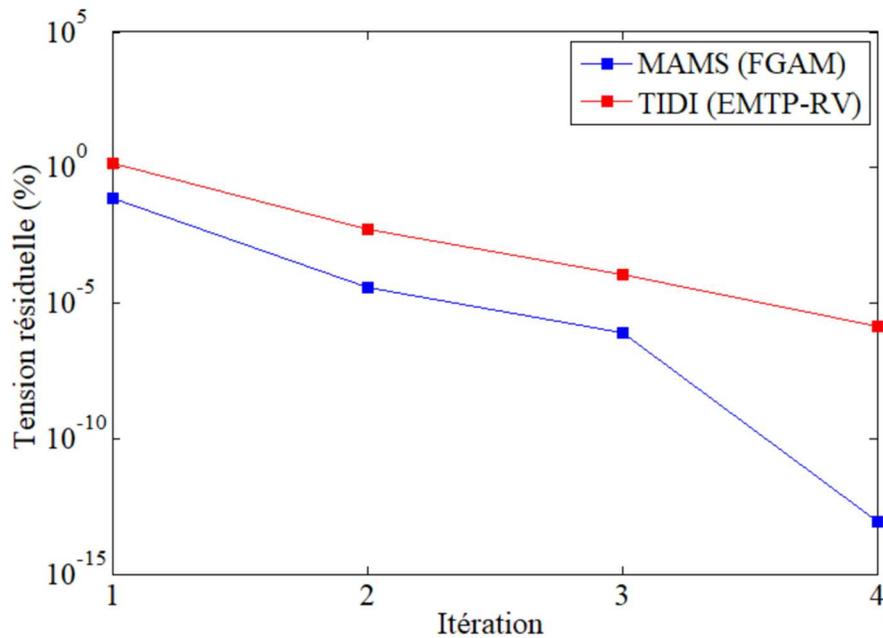


Figure 35. Comparaison du schéma de convergence du cas de test.

7.2.2 Étude de cas 2 : Réseau IEEE 34-noeuds

Le réseau IEEE 34-noeuds utilisé dans ce cas est caractérisé par un départ long déséquilibré et peu chargé avec deux régulateurs et des condensateurs [74] (Figure 36).

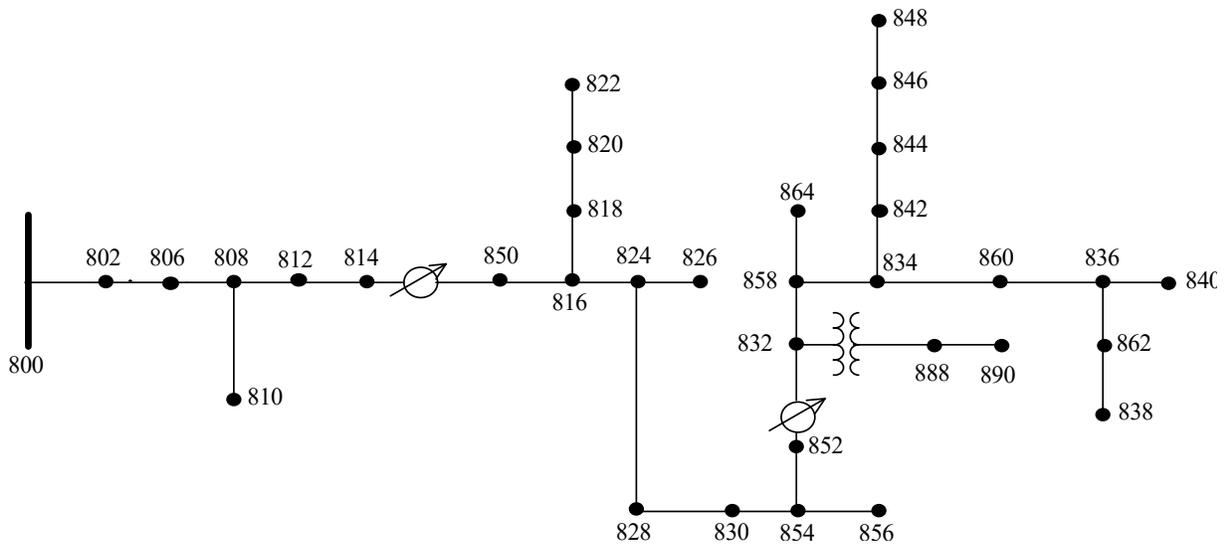


Figure 36. Schéma unifilaire du réseau IEEE 34-noeuds (cas 2).

La matrice Jacobienne a une dimension de $\mathbb{R}^{1044 \times 1044}$ et 5284 éléments non nuls. La structure de la matrice Jacobienne est illustrée à la Figure 37. Le Tableau 9 compare les résultats publiés avec les résultats de la FGAM, pour des nœuds choisis au hasard. La concordance entre les résultats publiés et ceux obtenus vérifie la précision des résultats et la validité de la méthode d'écoulement proposée.

Tableau 9. Validation des résultats d'écoulement de puissance pour les barres sélectionnées.

Barres	Phases	Solution proposée (FGAM)		Publiée (IEEE)	
		Mag. (p.u.)	Angle (deg.)	Mag. (p.u.)	Angle (deg.)
850	A	1.017	-2.26	1.018	-2.25
	B	1.025	-122.70	1.026	-122.70
	C	1.020	118.01	1.02	188.00
832	A	1.035	-3.11	1.036	-3.10
	B	1.034	-124.18	1.035	-124.18
	C	1.036	116.33	1.036	116.31
836	A	1.030	-3.23	1.031	-3.22
	B	1.028	-124.39	1.029	-124.38
	C	1.030	116.09	1.031	116.07

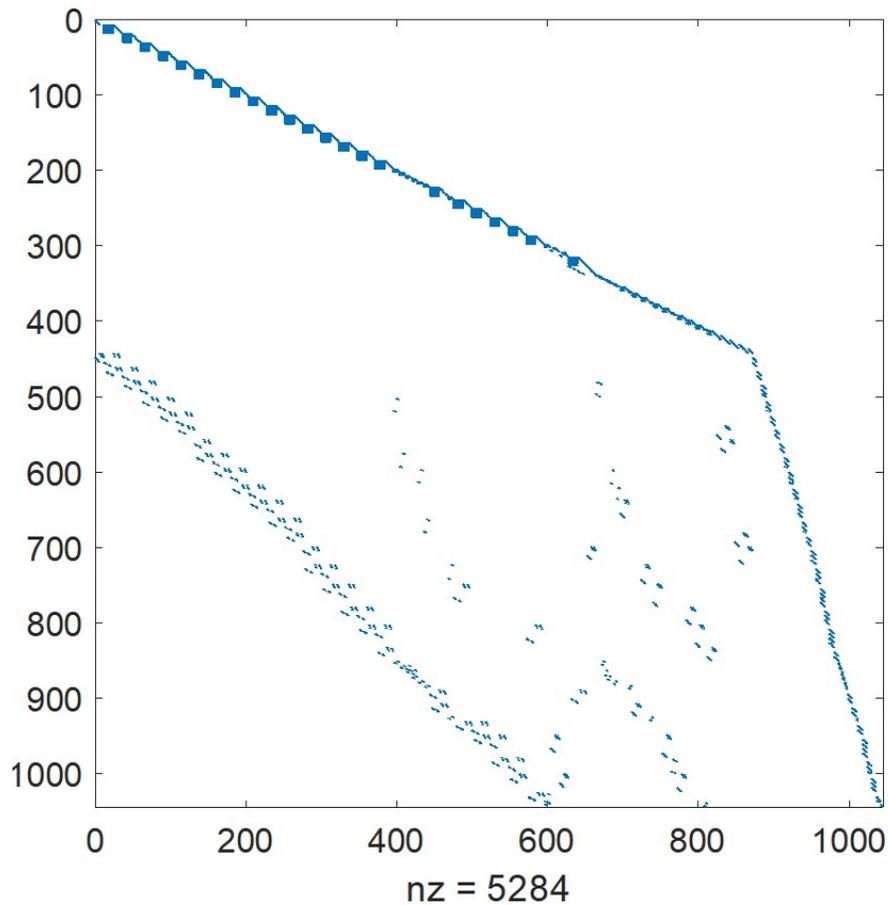


Figure 37. Structure de la matrice Jacobienne (IEEE 34-noeuds).

7.2.3 Étude de cas 3 : Contrôle centralisé de la tension dans un parc éolien

Un petit parc éolien composé de trois unités est utilisé pour tester le contrôle centralisé de la tension dans l'écoulement de puissance basé sur la FGAM. Le parc éolien est connecté à un système de transmission par l'intermédiaire d'un transformateur abaisseur (120/34,5 kV). La consigne de la puissance active et les limites de la puissance réactive pour chaque éolienne sont indiquées à la Figure 38. L'impédance de séquence directe par unité de longueur pour les lignes est $R=0,9 \text{ } \Omega/\text{km}$, $X=2 \text{ } \Omega/\text{km}$, $Y=0,3 \text{ } \mu\text{S}/\text{km}$. Les autres paramètres du réseau sont indiqués dans la Figure 38.

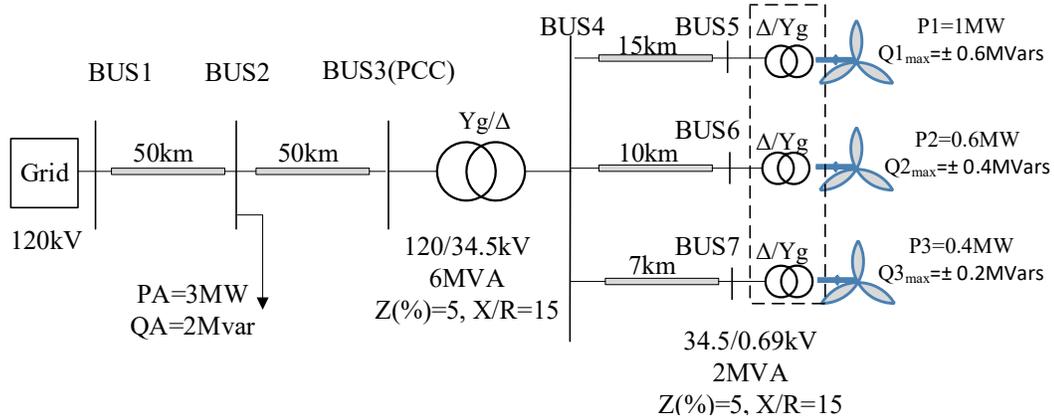


Figure 38. Schéma unifilaire du réseau test (cas 3).

Avec la tension de référence fixée à 1 pu, la puissance réactive totale requise pour réguler la tension au point de couplage (BUS3) est égale à 2022 kVar. Le bloc de fonction de répartition convertit ce point de référence à la sortie du contrôleur du parc en consigne individuelle de puissance réactive pour chaque aérogénérateur. La contribution de chaque unité est indiquée dans le Tableau 10. Les résultats montrent que lorsque les limites de puissance réactive sont ignorées dans le calcul d'écoulement de puissance, la puissance réactive totale requise pour réguler la tension au bus PCC est distribuée proportionnellement en fonction de la puissance réactive maximale de chaque unité. Cependant, lorsque les limites sont prises en compte, la puissance réactive de chaque turbine éolienne est fixée à sa limite maximale. Le profil de tension du réseau testé dans les deux cas est illustré à la Figure 39.

Tableau 10. Contribution en puissance réactive de chaque turbine éolienne.

	Puissance réactive (kVar)		
	WT1	WT2	WT3
Sans limites	1011.02	673.95	337.07
Avec limites	600	400	200

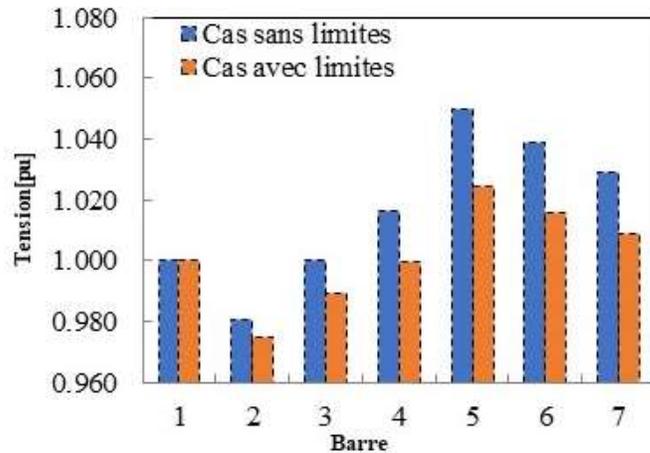


Figure 39. Profil de tension dans le parc éolien.

La Figure 40 montre l'évolution de la puissance réactive totale en fonction des itérations de l'écoulement de puissance. L'initialisation est réalisée à l'aide de la solution PF avec la valeur initiale de la puissance réactive totale fixée à 0 kVar. La simulation prend plus d'itérations pour converger lorsque les limites sont considérées, car à la troisième itération, l'équation de contrainte de tension est relâchée et la contrainte sur la puissance réactive totale est appliquée pour la limiter à la valeur maximale de la capacité du parc (1200 kVar).

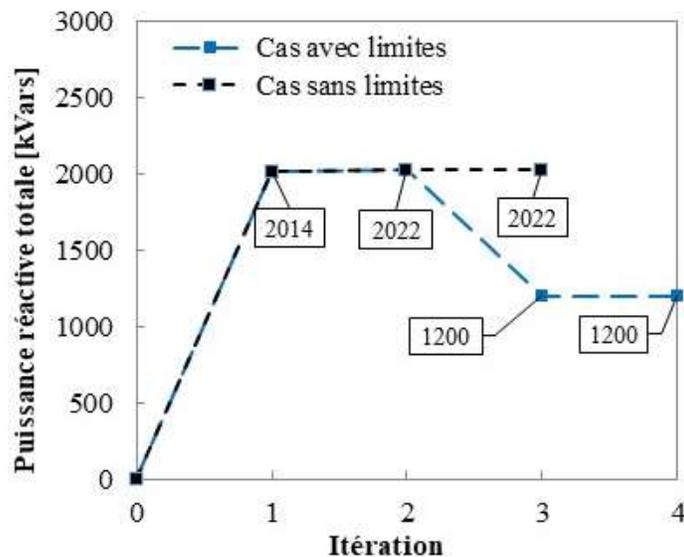


Figure 40. Puissance réactive totale vs. Itération.

La matrice Jacobienne a une dimension de $\mathbb{R}^{400 \times 400}$ et 131 éléments non nuls. La structure de la matrice Jacobienne est illustrée à la Figure 41. Le bloc supérieur de la matrice Jacobienne représente les modèles des équipements du réseau, y compris le contrôleur du parc éolien. Il est important de rappeler que le régulateur de tension est représenté comme un sous-système distinct, qui modélise la stratégie de contrôle centralisé de la tension. Le bloc Jacobien des équipements du réseau est augmenté par les équations de connectivité pour former la matrice Jacobienne du système global. Le lien entre le dispositif de contrôle (régulateur du parc) et les dispositifs contrôlés (les aérogénérateurs) est inclus dans les équations de connectivité.

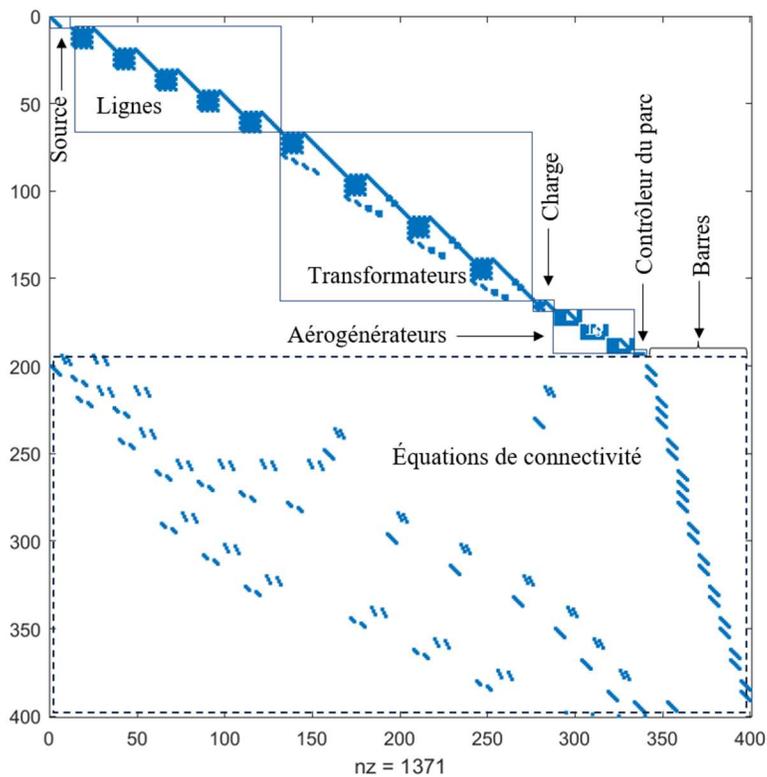


Figure 41. Structure de la matrice Jacobienne (Parc éolien).

Contrairement à la méthode conventionnelle de « rétroaction-erreur », la solution avec l'ajustement automatique proposée converge d'une façon quadratique (Figure 42), car les variables introduites par le contrôleur centralisé du parc sont incluses dans le vecteur des variables d'état du système et ajustées automatiquement dans le processus itératif de

Newton. Les variables d'état du contrôleur de tension augmentent légèrement la taille et le nombre d'éléments non nuls de la matrice Jacobienne par rapport à la méthode classique de « rétroaction-erreur », ce qui constitue le principal inconvénient de la solution proposée. Néanmoins, l'effort de calcul découlant de l'augmentation de la taille de la matrice Jacobienne est largement compensé par la convergence quadratique permettant ainsi de réduire le nombre d'itérations (Figure 42).

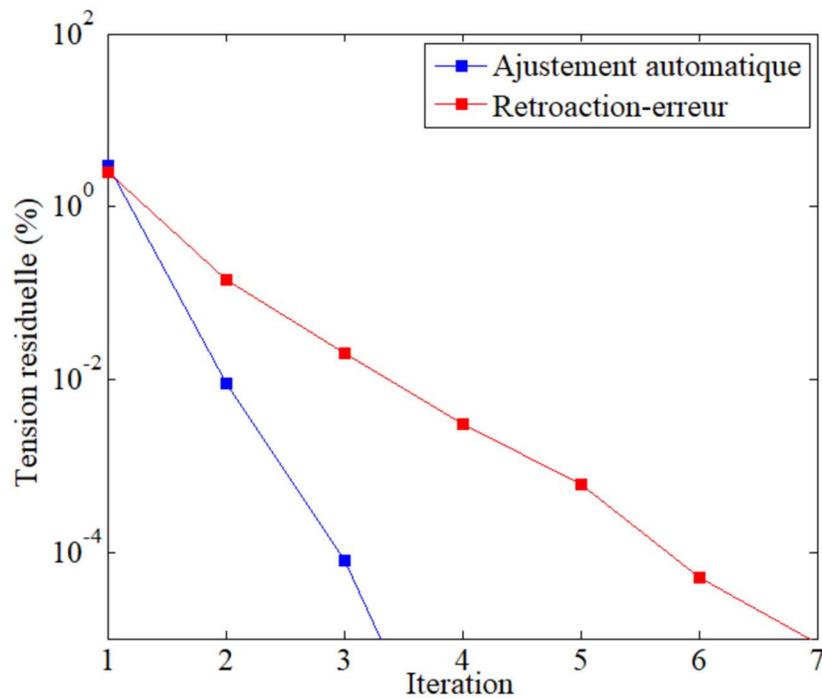


Figure 42. Caractéristiques de convergence utilisant la méthode d'ajustement automatique et la méthode de rétroaction-erreur.

Le temps de résolution normalisé de la solution proposée par rapport à la méthode de « rétroaction-erreur » est présenté dans le Tableau 11. Le nombre d'itérations nécessaires pour atteindre la convergence finale avec l'approche de rétroaction-erreur est neuf itérations, alors que la solution proposée effectue le même calcul avec seulement quatre itérations. Les résultats montrent que la solution d'ajustement automatique est 210% plus rapide que le schéma de « rétroaction-erreur ». Dans l'ensemble, la méthode proposée est plus rapide et numériquement plus performante que l'approche classique.

Tableau 11. Comparaison des performances numériques de la méthode avec ajustement automatique et la méthode de rétroaction-erreur.

Méthode	Nombre d'itérations	Temps CPU (%)
Ajustement automatique	4	100
Rétroaction-erreur	9	210

7.2.4 Étude de cas 4 : Stratégie maître-esclave pour des transformateurs connectés en parallèle avec un régulateur en charge automatique

La stratégie maître-esclave est testée avec le réseau IEEE 4-noeuds, qui a été légèrement modifié pour répondre aux exigences du cas de test. Dans le réseau original, il existe un transformateur entre la barre 2 et la barre 3 qui est remplacé par deux transformateurs en parallèle. Un régulateur en charge automatique fonctionnant avec la stratégie maître-esclave est associé à ces deux transformateurs pour la gestion des prises.

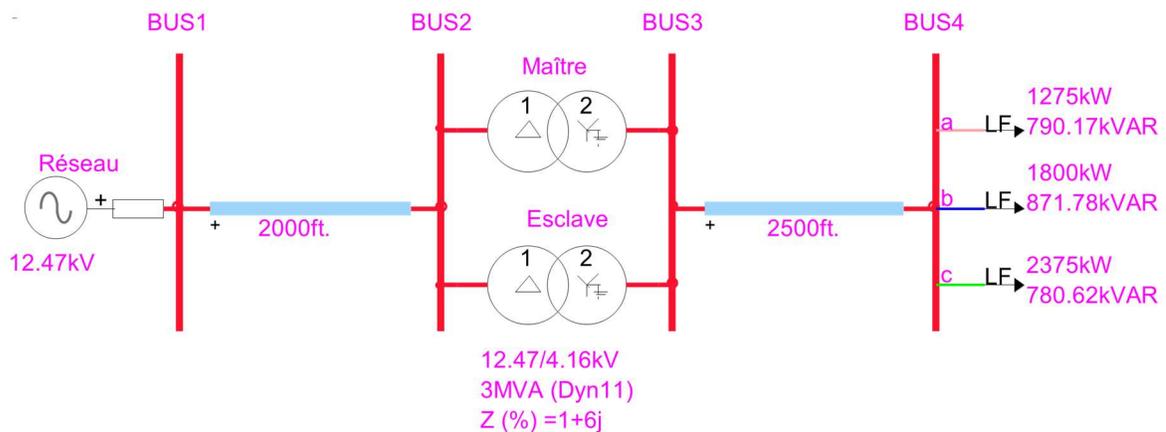


Figure 43. Réseau modifié IEEE 4-barres (cas 4).

Le transformateur « Maître » est configuré pour contrôler l'amplitude de la tension secondaire de séquence directe à 1 pu, tandis que le second fonctionne comme une unité « esclave » qui doit suivre la position de prise du transformateur « maître ». Le nombre de

prises est de 32 et la tension couverte par le régleur en charge va de 0,9 à 1,1 pu. Les nouvelles données supplémentaires sont présentées dans la Figure 43 et toutes les autres données sont disponibles dans [74].

La Figure 44 montre l'évolution du rapport de transformation en fonction des itérations. L'initialisation est effectuée en considérant la prise neutre. La troisième itération indique la première convergence de l'écoulement de puissance ; à cette itération, l'amplitude de la tension de séquence directe à la barre « BUS3 » est égale à la valeur cible de 1 pu qui est atteinte avec une position de prise non discrète égale à -8,53 (Tableau 12). Lors des deux dernières itérations, l'équation de contrainte de tension est relâchée et le rapport de transformation est imposé à 2,41, ce qui correspond à une position de prise discrète de -9. L'écoulement de puissance nécessite cinq itérations pour converger avec des valeurs de prise discrètes. Ce cas de test permet de valider le modèle proposé et vérifier l'exactitude des résultats.

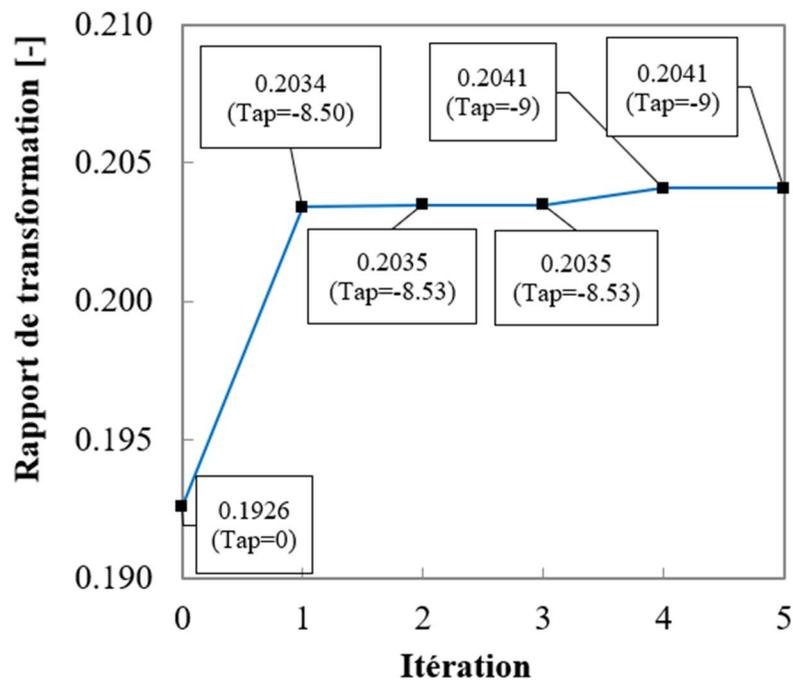


Figure 44. Évolution du rapport de transformation vs. Itération.

Tableau 12. Tension à la barre « BUS 3 » vs. Itération.

Itération	Phases	Tension (Bus 3)	
		Mag. (pu)	Angle (deg.)
0	A	0.964	28.04
	B	0.961	92.73
	C	0.950	146.9
1	A	1.016	27.90
	B	1.000	93.66
	C	0.984	145.9
2	A	1.015	27.88
	B	0.999	93.66
	C	0.984	145.1
3	A	1.019	27.89
	B	1.003	93.64
	C	0.988	145.3
4	A	1.019	27.89
	B	1.003	93.64
	C	0.988	145.3

7.2.5 Étude de cas 5 : Machine asynchrone à double alimentation

La première simulation est réalisée en ajoutant une MADA de 2 MW au réseau IEEE 34-noeuds. La MADA est connectée au nœud 840 (voir Figure 45) via un transformateur élévateur T1 (2 MVA, 24,9/0,69 kV, 5%) ; ses paramètres sont montrés au Tableau 6. La position de la prise (phase A) du régulateur de tension installé à la barre 852 a été réglée sur la 30^e prise afin d'introduire un déséquilibre important de 4,66% aux bornes de la MADA.

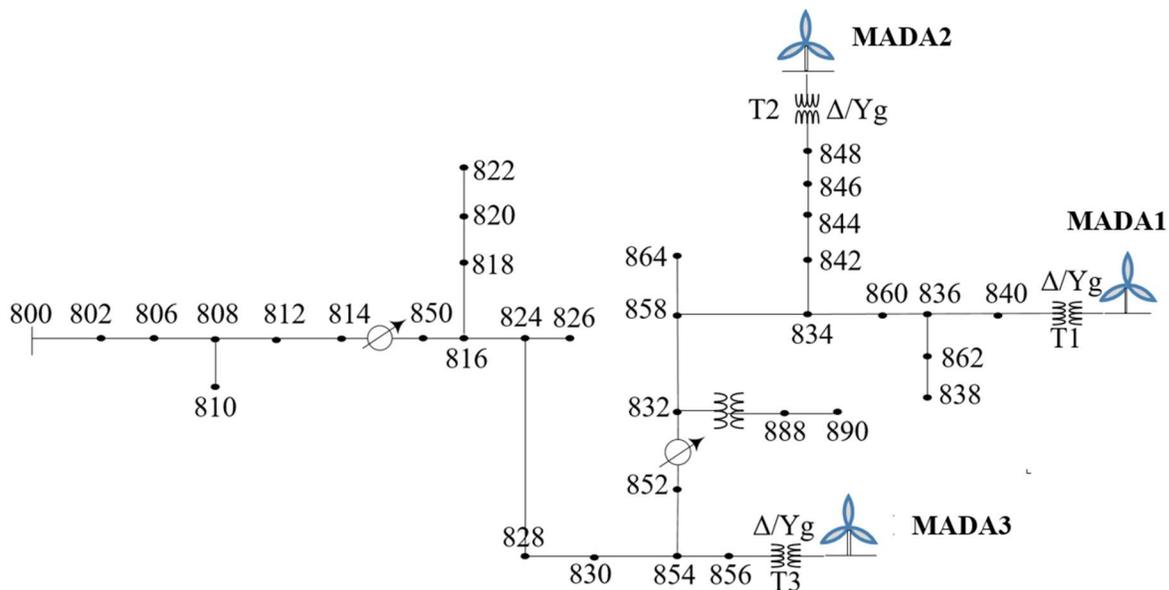


Figure 45. Version modifiée du réseau III 34-noeuds (cas 5).

Dans ce cas de test, la MADA est caractérisée dans l'écoulement de puissance par une puissance active totale constante de 0.9 MW. Le convertisseur RSC est configuré pour réguler la puissance réactive du stator à 0 MVar et le convertisseur GSC est contrôlé également pour ne pas échanger de réactive avec le réseau ($Q_g=0$ MVar). Au cours de la simulation, la stratégie de contrôle secondaire est initialement réglée sur la stratégie I et passe à la stratégie II à 0,5 s et à la stratégie III à 1 s. Les objectifs des trois stratégies sont détaillés dans le Tableau 3. La Figure 46 montre la comparaison entre les résultats de la simulation EMTP[®] et la solution proposée, désignée par le terme "Proposée" dans le graphique. Les résultats en régime permanent de la MADA obtenus à partir de la solution d'écoulement de puissance sont donnés dans le Tableau 13.

La Figure 46 montre que lorsque la stratégie I est appliquée, les grandeurs électriques oscillent autour de leurs moyennes à une fréquence d'alimentation double (c'est-à-dire 100Hz). Ces valeurs moyennes dans le domaine temporel sont exactement égales aux valeurs cibles spécifiées dans le calcul de l'écoulement de puissance. Les oscillations des grandeurs électriques ne sont pas atténuées, car la machine est contrôlée seulement dans le référentiel positif de Park (dq+). En outre, les deux convertisseurs sont soumis à des

courants de séquence inverse (I_s^- et I_g^-) de 0,077 pu et 0,127 pu, respectivement. L'ampleur de ces courants correspond parfaitement à ceux obtenus à partir de la solution proposée. Ceci vérifie la précision des résultats et la validité de la solution de l'écoulement de puissance dans le cadre de la stratégie I.

Lorsque la stratégie II est appliquée, les courants de séquence inverse (I_s^- et I_g^-) tombent à zéro. Ceci est cohérent avec les objectifs définis pour la stratégie II. La Figure 46 démontre également que l'oscillation du couple est atténuée par rapport à la commande vectorielle de Park conventionnelle (stratégie I). L'amélioration du fonctionnement de la MADA dans le cadre de cette stratégie est obtenue au détriment de l'augmentation de la tension aux bornes des convertisseurs RSC et GSC (Tableau 13). Ces convertisseurs doivent générer des tensions de séquence inverse de 0,127 pu (V_r^-) et 0,55 pu (V_g^-) pour contrôler entièrement les courants de séquence inverse. Il est intéressant de noter que la tension statorique de séquence inverse est de 5,23% pour la stratégie II contre 1,33% pour la stratégie I. Par conséquent, la stratégie de contrôle pour les objectifs secondaires adoptée a également un impact sur la solution de l'écoulement de puissance.

Lorsque la stratégie III est appliquée, la simulation montre que les pulsations du couple (T_e) et de la puissance active (P_{MADA}) disparaissent totalement. Les valeurs de I_s^- et I_g^- requises pour réaliser la troisième stratégie sont respectivement de 0,077 pu et de 0,038 pu. La concordance entre la simulation EMTP® et les résultats d'écoulement de puissance vérifie la précision de la solution proposée. Il a été démontré dans les travaux publiés dans les références [70, 71], que l'élimination de l'oscillation du couple électromagnétique permet d'éliminer les ondulations de la puissance réactive du stator. Les résultats de la Figure 46 montrent que la puissance réactive du stator est parfaitement lissée, ce qui confirme le bon comportement du modèle proposé de la MADA lorsque la stratégie III est appliquée.

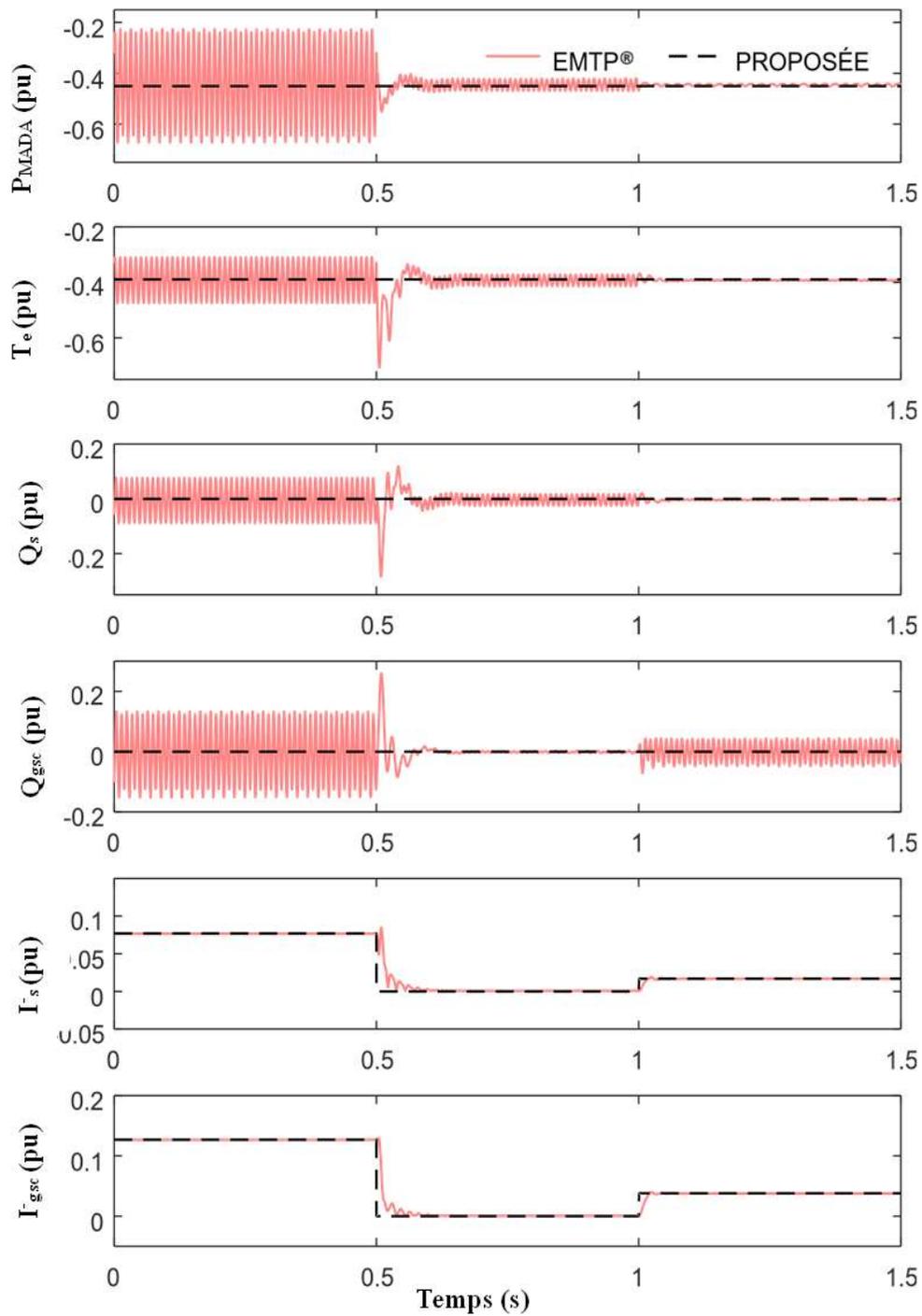


Figure 46. Résultats de simulation (EMTP®) vs. Résultats d'écoulement de puissance.

Tableau 13. Résultats en régime permanent de la MADA (Solution proposée).

Résultats (pu)	Stratégie I	Stratégie II	Stratégie III
$ V_s^+ $	1.051	1.052	1.052
$ V_s^- $	0.014	0.055	0.051
$ V_r^+ $	0.234	0.231	0.231
$ V_r^- $	0	0.127	0.121
$ V_g^+ $	1.051	1.053	1.053
$ V_g^- $	0	0.055	0.051
$ I_s^+ $	0.357	0.357	0.358
$ I_s^- $	0.077	0	0.017
$ I_r^+ $	0.429	0.545	0.545
$ I_r^- $	0.203	0.021	0.027
$ I_g^+ $	0.072	0.071	0.071
$ I_g^- $	0.127	0	0.038
S	-0.216	-0.214	-0.214
Te	-0.379	-0.379	-0.380
P _s	-0.375	-0.375	-0.377
Q _s	0	0	0
P _r	0.076	0.074	0.073
Q _r	-0.103	-0.098	-0.099
P _g	-0.076	-0.074	-0.073
Q _g	0	0	0
P _{MADA}	0.45	0.45	0.45
Q _{MADA}	0	0	0

Pour une validation approfondie des résultats de l'écoulement de la puissance, deux autres aérogénérateurs sont ajoutés au réseau. La MADA2 est traitée comme une barre PV où les convertisseurs RSC et le GSC sont configurés pour contrôler la tension de séquence

directe et la puissance réactive à la sortie du convertisseur GSC, respectivement. La MADA3 est caractérisée par une vitesse de vent constante et ces deux convertisseurs sont en mode de contrôle de la puissance réactive. Les trois aérogénérateurs sont soumis à la même stratégie de contrôle pour les objectifs secondaires (c'est-à-dire la stratégie II). Les données d'entrée utilisées pour l'écoulement de puissance pour chaque aérogénérateur sont indiquées dans le Tableau 14.

Tableau 14. Données d'entrée des aérogénérateurs (SBASE=2 MVA, VBASE=690 V).

MADA1	MADA2	MADA3
$P_{DFIG}=0.45$ pu	$P_{DFIG}=0.25$ pu	$V_w=12$ m/s
$Q_s=Q_g=0$ pu	$ V_s^+ =1$ pu, $Q_g=0$ pu	$Q_s=Q_g=0$ pu
$\Gamma_g=\Gamma_s=0$ pu	$\Gamma_g=\Gamma_s=0$ pu	$\Gamma_g=\Gamma_s=0$ pu

Le Tableau 15 présente une comparaison des tensions nodales entre les résultats obtenus par la solution proposée et ceux obtenus par EMTP[®] en régime permanent. La concordance entre les résultats, démontre encore une fois la validité du modèle proposé de la MADA dans le domaine des phases.

Tableau 15. Comparaison des tensions nodales de la solution proposée avec EMTP[®].

Barre	Phases	EMTP[®]		Solution proposée	
		Mag. (pu)	Angle (deg.)	Mag. (pu)	Angle (deg.)
840	A	1.139	6.78	1.139	6.95
	B	0.988	-114.49	0.988	-114.36
	C	0.977	126.82	0.977	126.95
848	A	1.137	6.88	1.137	7.051
	B	0.985	-114.40	0.985	-114.26
	C	0.974	126.94	0.974	127.07

	A	0.973	4.51	0.973	4.64
854	B	1.003	-116.46	1.004	-116.35
	C	0.995	124.71	0.996	124.82
	A	0.984	2.88	0.984	2.947
816	B	1.015	-117.74	1.015	-117.68
	C	1.008	123.30	1.008	123.35
	A	1.138	6.88	1.137	6.79
834	B	0.987	-114.44	0.986	-114.52
	C	0.976	126.88	0.975	126.80

7.3 ÉVALUATIONS DES PERFORMANCES NUMÉRIQUES

7.3.1 Étude de cas 6 : Réseau IEEE 8500-nœuds

Le réseau IEEE 8500-nœuds présenté à la Figure 47 contient quatre régulateurs et quatre batteries de condensateurs. Seules les commandes des régulateurs sont modélisées ; les condensateurs sont supposés être activés, car le réseau est fortement chargé [74]. Ce réseau de distribution est utilisé pour évaluer les performances numériques de la solution proposée et pour effectuer une analyse comparative avec deux autres formulations d'écoulement de puissance, à savoir MANA (Analyse nodale augmentée modifiée) et IC (Injection de courant). Les trois méthodes d'écoulement de puissance (FGAM, MANA, IC) ont des formulations différentes, mais sont toutes basées sur l'algorithme de Newton complet et un solveur KLU pour la résolution numérique du problème non linéaire d'écoulement de puissance.

Il est important de noter que le solveur KLU est disponible sur Matlab et Visual Studio (C++). Cependant, celui implémenté dans Matlab ne permet pas de séparer les deux factorisations (symbolique et numérique) et quantifier le temps de calcul pour chacune. Cette manipulation est possible uniquement dans la plateforme de Visual Studio en langage

C++. Une interface entre les deux programmes a été réalisée pour envoyer la Jacobienne à chaque itération du programme Matlab à Visual Studio afin qu'elle puisse être analysée.

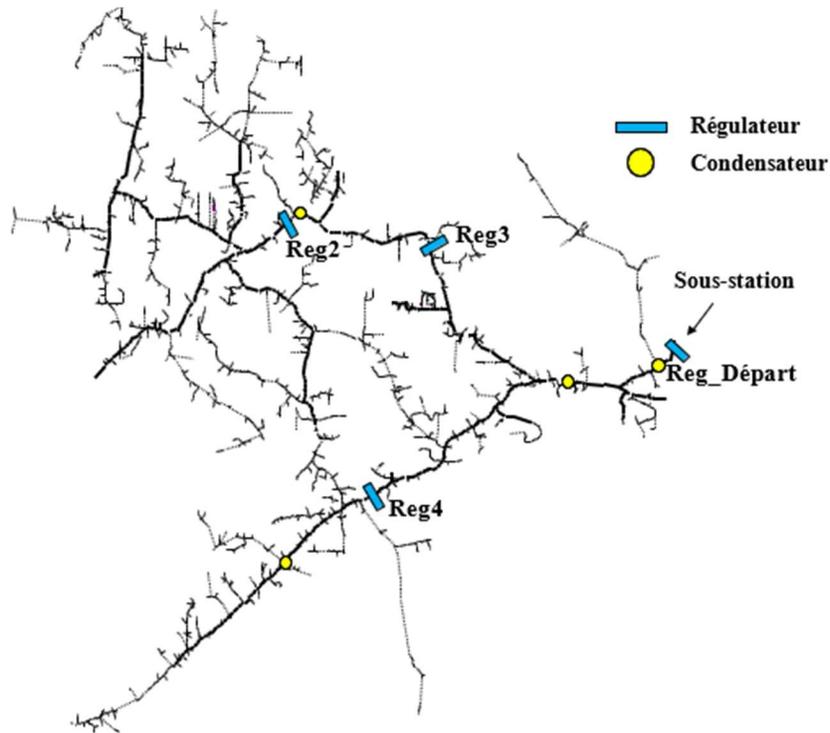


Figure 47. Schéma unifilaire du réseau IEEE 8500-noeuds (cas 6).

Quatre itérations importantes résument les événements déclenchés au cours du processus itératif de Newton. Plus précisément, les itérations 0, 1, 3 et 5 correspondent respectivement à l'initialisation, à la première itération de l'écoulement de puissance, à l'application de la limite maximale de la position de prise du régulateur Reg3 et à la discrétisation des positions de prise. En termes de caractéristiques de convergence, toutes les méthodes convergent quadratiquement (Figure 48). Toutefois, les méthodes FGAM et MANA nécessitent une itération supplémentaire pour atteindre la convergence finale. Cela s'explique par le fait que la méthode IC converge en cinq itérations avec un contrôle continu des prises, alors que FGAM et MANA incluent la discrétisation des prises dans l'algorithme de Newton. Qu'une itération supplémentaire soit nécessaire ou non, le temps de résolution avec la solution proposée reste inférieur aux autres méthodes. Le Tableau 16

présente le temps de résolution normalisé par rapport à la FGAM. Les résultats montrent que la formulation proposée est 183% et 171% plus rapide que MANA et IC, respectivement. Bien que le rapport exact dépende du réseau testé, cette étude de cas démontre clairement qu'une réduction significative du temps de calcul est obtenue avec la méthode proposée.

Tableau 16. Dimensions et nombre d'éléments non nuls avec FGAM, MANA et IC.

Méthode	Nombre d'itérations	Temps (CPU)
FGAM	6	100%
MANA	6	183%
IC	5*	171%

* Avec des positions de prises discrètes

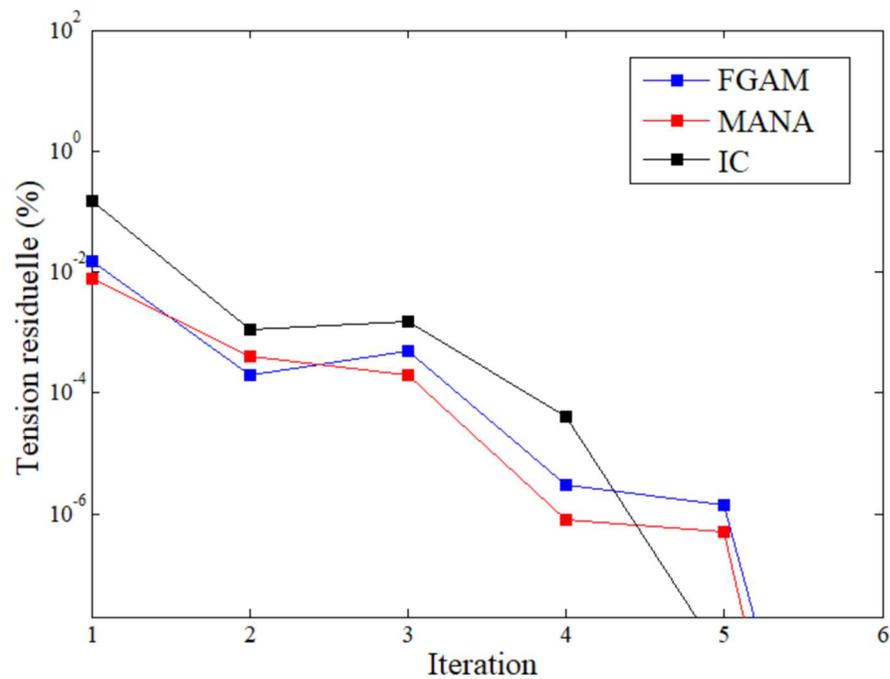


Figure 48. Caractéristiques de convergence du réseau IEEE 8500-noeuds.

Pour évaluer le temps de calcul par itération, plusieurs temporisateurs ont été insérés dans différentes sections du code. Le temps de calcul par itération pour les méthodes

FGAM et MANA est présenté dans le Tableau 17. Les résultats montrent que les deux méthodes nécessitent le même nombre d'itérations pour atteindre la convergence finale ; cependant, le nombre de factorisations symboliques requises dans MANA est de quatre, alors que FGAM effectue le même calcul avec une seule factorisation symbolique. En outre, le temps nécessaire à la refactorisation numérique dans FGAM est inférieur de 38% par rapport à celui de MANA. Cela s'explique par le fait que la recherche en profondeur utilisée dans la méthode Gilbert/Peierls est ignorée dans FGAM. La matrice Jacobienne de la FGAM a une dimension de $\mathbb{R}^{42926 \times 42926}$ et 192774 éléments non nuls (Figure 49).

Le Tableau 17 compare la taille de la matrice pour les méthodes FGAM et MANA. Les résultats montrent que la Jacobienne de FGAM a une plus grande taille et possède plus d'éléments non nuls que la Jacobienne de MANA. C'est la raison pour laquelle le temps de calcul nécessaire à la résolution du système et à la mise à jour de la matrice Jacobienne de MANA est inférieur à celui de FGAM. L'augmentation de la taille de la matrice Jacobienne et du nombre d'éléments non nuls constitue le principal point faible de la formulation proposée. Néanmoins, l'effort de calcul découlant de l'augmentation de la taille de la matrice Jacobienne est largement compensé par l'élimination des factorisations symboliques répétitives. Dans l'ensemble, FGAM est numériquement plus efficace que MANA.

Tableau 17. Dimensions et nombre d'éléments non nuls de la matrice Jacobienne pour les méthodes FGAM et MANA

Méthode	Dimensions de la matrice	Nombre d'éléments non nuls
FGAM	$\mathbb{R}^{42926 \times 42926}$	192774
MANA	$\mathbb{R}^{38546 \times 38546}$	184555

Tableau 18. Timing détaillé par itération pour les méthodes FGAM et MANA.

	Temps de calcul (ms)	
	FGAM	MANA
Construire et mettre à jour la Jacobienne et le vecteur b.	21.03	20.10
Lecture des données et traitement du fichier du réseau.	Non inclus	Non inclus
Itération #0 (Initialisation)		
Factorisation symbolique	15.22	14.92
Factorisation numérique	10.28	9.95
Résoudre le système	1.34	1.20
Itération #1 (Première itération d'écoulement de puissance)		
Factorisation symbolique	Non requise	15.01
Factorisation numérique	3.11*	10.02
Résoudre le système	1.00	0.93
Itération #3 (Reg3 atteint sa limite)		
Factorisation symbolique	Non requise	14.94
Factorisation numérique	3.03*	10.52
Résoudre le système	1.01	0.95
Itération #5 (Discrétisation des prises)		
Factorisation symbolique	Non requise	14.86
Factorisation numérique	4.08*	10.63
Solve	0.97	0.91
Autres itérations # 2,4,6		
Factorisation symbolique	Non requise	Non requise
Factorisation numérique	12.05*	11.35*
Résoudre le système	3.01	2.79
Temps CPU total	76.13 ms	139.00 ms
	(100%)	(183%)

* Refactorisation numérique

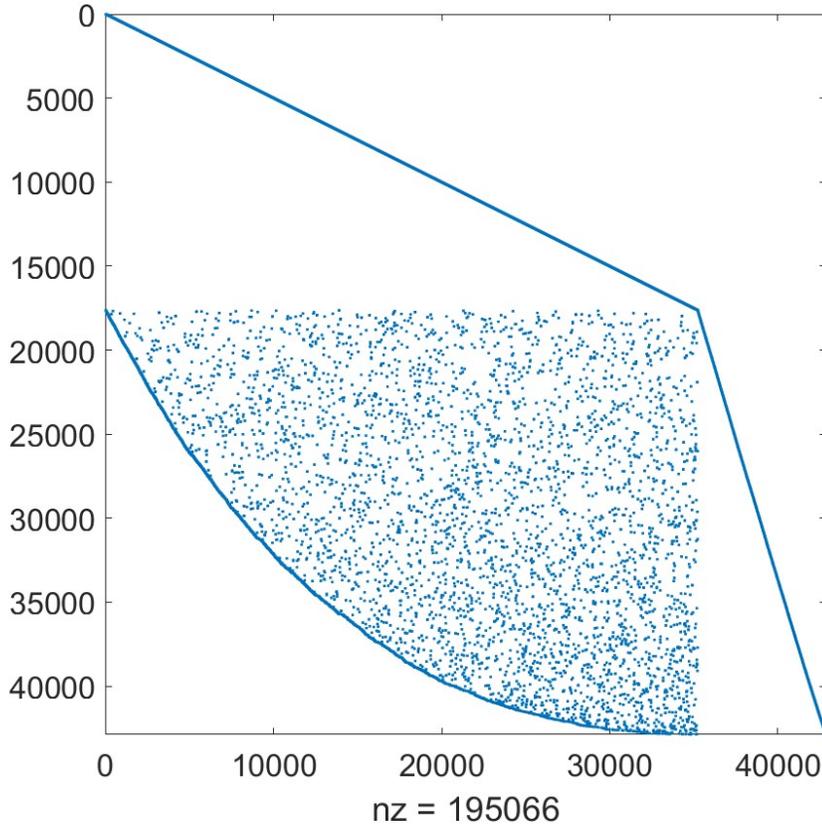


Figure 49. Structure de la matrice Jacobienne (IEEE 8500-nœuds).

7.3.2 Étude de cas 7 : Analyse de contingence N-1 et N-2 sur le réseau IEEE 57-barres

Les simulations sont effectuées pour les critères de sécurité N-1 et N-2. Le critère N-1 considère une panne unique qui est éliminée par la protection primaire ; dans ce cas, l'élément défectueux est retiré du système sans aucun autre impact sur celui-ci. En revanche, le critère N-2 considère que la première panne du système entraîne la défaillance d'un deuxième composant. D'une manière générale, un critère de sécurité N-k, entraîne la

vérification de C_k^N scénarios de contingence ($C_k^N = \frac{N!}{k!(N-k)!}$).

Le réseau IEEE 57-barres a été utilisé dans diverses études, notamment pour l'évaluation des contingences et de la stabilité de la tension. Ce système contient 57 barres,

63 lignes, 7 génératrices, 15 transformateurs à deux enroulements et 42 charges (Figure 50). Pour tester les performances de notre algorithme, une analyse comparative avec la méthode MANA est effectuée pour les deux critères de sécurité (N-1 et N-2).

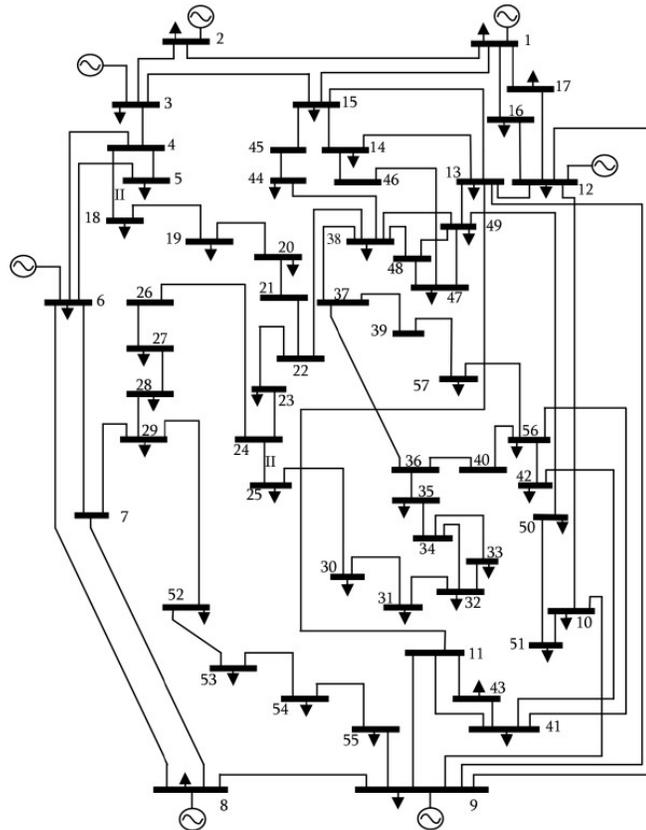


Figure 50. Schéma unifilaire du réseau IEEE 57-barres (cas 7)

Le critère de sécurité N-1 du réseau IEEE 57-barres nécessite l'analyse de 85 scénarios (C_1^{85}). Le Tableau 19 montre que les deux méthodes nécessitent le même nombre de factorisations numériques ; cependant, le nombre de factorisations symboliques requises dans MANA est de 190, alors que la solution proposée effectue le même calcul avec une seule factorisation symbolique. De plus, la factorisation numérique requiert moins de temps, car la structure de la Jacobienne est la même pour tous les scénarios. Dans ce cas d'étude la méthode FGAM est environ 2,30 plus rapide que MANA (Tableau 19).

Pour une analyse de contingence N-2, le réseau IEEE 57-barres nécessite 3570 scénarios (C_2^{85}). Comme prévu, le temps CPU est considérablement réduit puisqu'une seule factorisation symbolique est effectuée pour évaluer ce grand nombre de scénarios. Dans ce cas, la méthode FGAM est environ 2,28 plus rapide que MANA (Tableau 19).

Tableau 19. Timing détaillé de l'analyse de contingence du réseau IEEE 57-barres pour les critères N-1 et N-2.

IEEE 57-barres				
	N-1		N-2	
	FGAM	MANA	FGAM	MANA
Nombre de scénarios	85		3570	
Lecture et traitement du fichier réseau	Non inclus		Non inclus	
Construire et mettre à jour la Jacobienne	1.84 sec	1.76 sec	76.28 sec	72.46 sec
Factorisations symboliques				
Nombre de factorisations symboliques	1	190	1	8925
Temps de calcul (CPU)	0.010 sec	2.09 sec	0.011 sec	93.71 sec
Factorisations numériques				
Nombre de factorisations numériques	425*	425	16950*	16950
Temps de calcul (CPU)	1.06* sec	2.97 sec	42.37 sec*	110.17 sec*
Résoudre	0.084 sec	0.082 sec	3.65 sec	3.54 sec
Temps total (CPU)	2.99 sec	6.91 sec	122.31 sec	279.89 sec
	(100%)	(230%)	(100%)	(228%)

* Refactorisation numérique

La structure de la matrice Jacobienne du scénario de base a une dimension de $\mathbb{R}^{3078 \times 3078}$ et 16242 éléments non nuls (Figure 51). Cette structure est la même pour tous les scénarios de contingence.

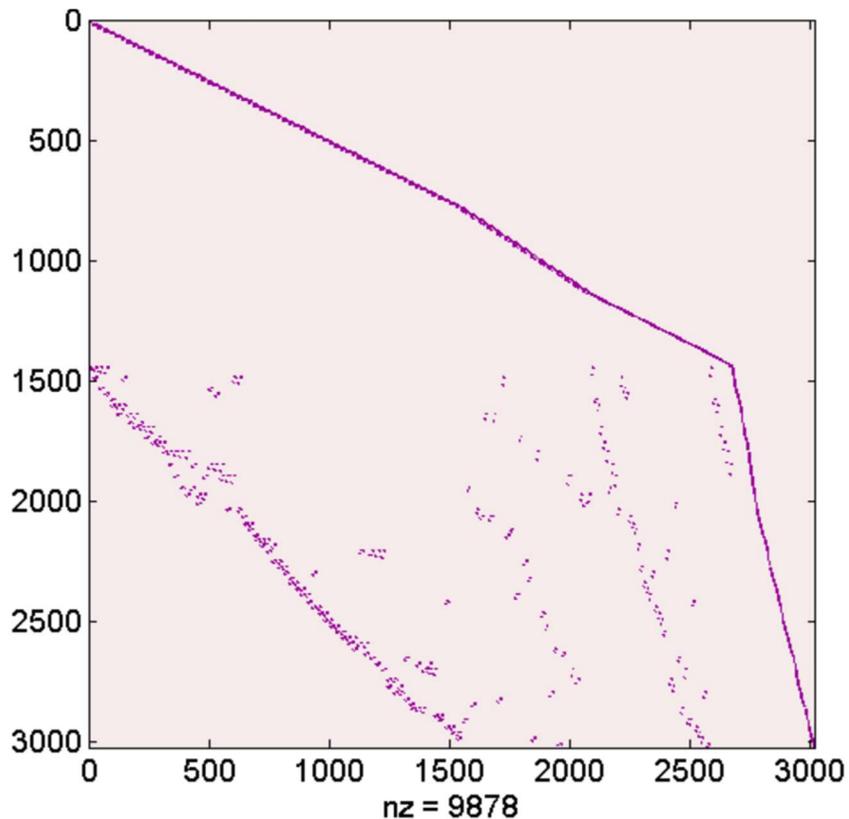


Figure 51. Structure de la matrice Jacobienne pour le cas de base (IEEE 57-barres).

En outre, la méthode proposée est plus performante pour les grands réseaux et son efficacité augmente avec la taille du système. Ceci s'explique par le fait que le nombre de factorisations symboliques nécessaires pour couvrir tous les scénarios augmente considérablement avec la taille du réseau. Ceci peut être observé à partir des résultats du Tableau 20, où le temps de calcul est détaillé pour deux réseaux différents (IEEE 54-barres et IEEE 108-barres).

Tableau 20. Comparaison des performances numériques de FGAM et MANA avec le critère N-1 pour les réseaux IEEE 57-barres et IEEE 108-barres.

Critère N-1				
	IEEE 57-barres		IEEE 108-barres	
	FGAM	MANA	FGAM	MANA
Nombre de scénarios	85		240	
Lecture et traitement du fichier réseau	Non inclus		Non inclus	
Construire et mettre à jour la Jacobienne	1.84 sec	1.76 sec	5.57 sec	5.13 sec
Factorisations symboliques				
Nombre de factorisations symboliques	1	190	1	531
Temps de calcul (CPU)	0.010 sec	2.09 sec	0.013 sec	6.90 sec
Factorisations numériques				
Nombre de factorisations numériques	425*	425	1177*	1177
Temps de calcul (CPU)	1.06* sec	2.97 sec	3.01 sec*	8.43 sec
Résoudre	0.084 sec	0.082 sec	0.12 sec	0.10 sec
Temps total (CPU)	2.99 sec	6.91 sec	4.24 sec	20.56 sec
	(100%)	(230%)	(100%)	(484%)

* Refactorisation numérique

7.3.3 Étude de cas 8 : Analyse de la capacité d'accueil

Pour tester les performances de l'algorithme d'analyse de la capacité d'accueil proposé, un réseau de distribution suisse basse tension (0.4 kV) de 67 nœuds a été entièrement modélisé. La somme des charges de ce réseau est égale à 86.5 kW. Toutes les données du réseau sont montrées sur le schéma unifilaire de la Figure 52 et les charges sont détaillées dans l'Annexe B. Dans ce cas d'étude, on considère que les installations photovoltaïques des clients ne génèrent pas de puissance réactive et fonctionnent tous à un facteur de puissance unitaire.

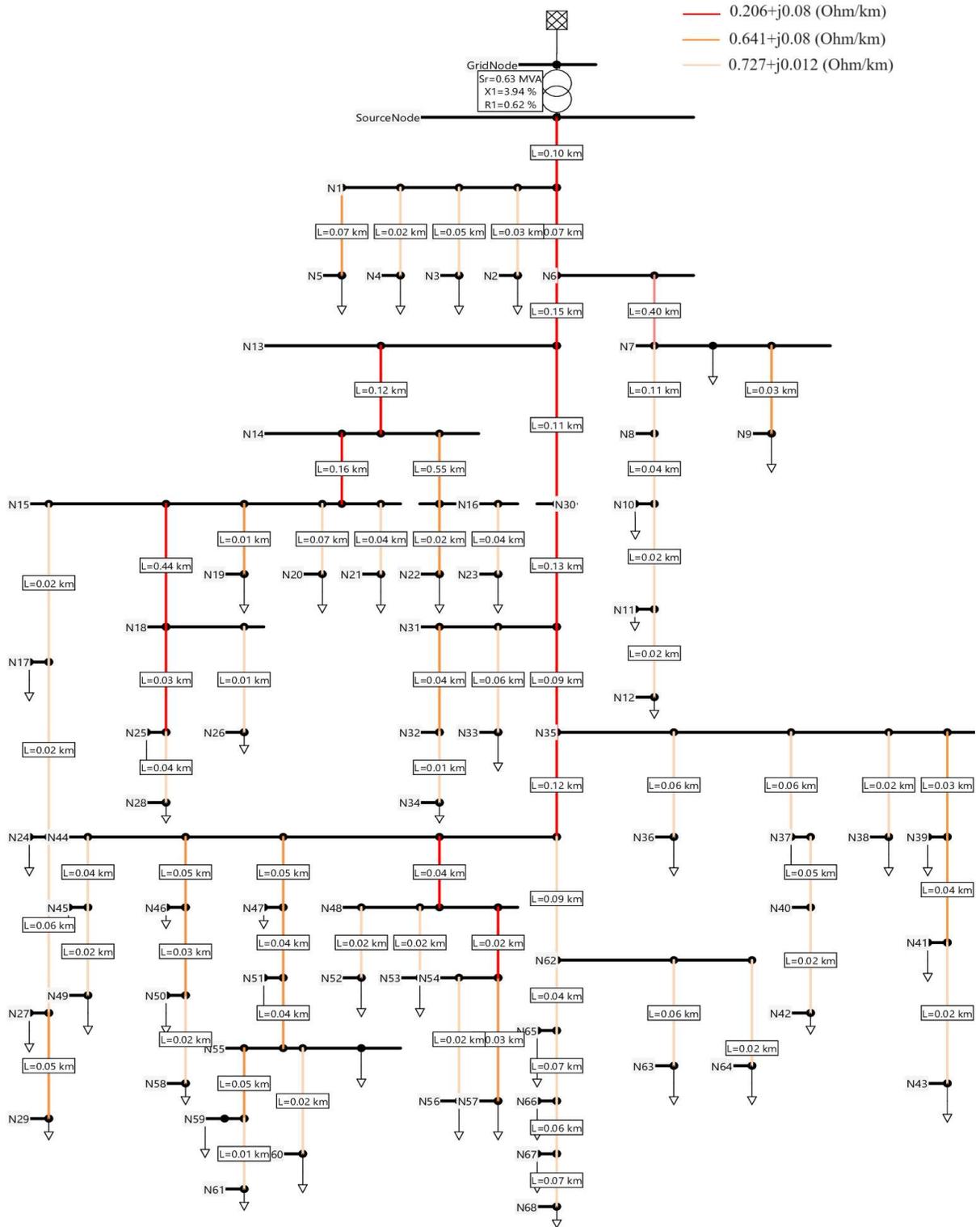


Figure 52. Réseau test de distribution pour l'analyse de la capacité d'accueil (cas 8).

Les indices de performance qui permettent d'évaluer la capacité d'accueil localisée à chaque point d'injection se basent sur les critères d'inversion de puissance, de surcharge et de surtension. L'objectif est de comparer les performances de l'approche classique et la solution proposée. La solution classique est purement itérative et son point de départ correspond à une puissance d'injection de 0 kW, et la solution proposée démarre avec une puissance d'injection qui donne une puissance de 0 kW au départ concerné. La puissance d'injection initiale est trouvée automatiquement par un seul écoulement de puissance en ajoutant la contrainte spéciale ($P_{\text{départ}} = 0$ kW). Pour les deux approches, on utilise FGAM pour la résolution du problème d'écoulement de puissance et un incrément de 0.1 kW.

Le Tableau 21 présente les résultats d'analyse de la CAL obtenus avec les deux méthodes, et cela pour tous les nœuds du réseau. Les résultats incluent le premier critère violé qui limite la capacité d'accueil ainsi que le nombre d'écoulements de puissance requis pour chaque méthode et le gain de temps qui en découle.

La première constatation qui se dégage des résultats révèle que la CAL aux nœuds qui sont électriquement proches de la source est limitée par le critère d'inversion de puissance. La solution proposée à ces nœuds est très performante, car elle ne requiert qu'un seul écoulement de puissance contre un grand nombre pour la méthode classique qui doit démarrer le processus itératif à partir de 0 kW. La puissance d'injection pour ces nœuds couvre la charge totale plus les pertes du réseau et les résultats obtenus sont sensiblement les mêmes et ne diffèrent que par la quantité des pertes qui dépend de l'acheminement de puissance selon l'emplacement du point d'injection.

Cependant, le gain de temps obtenu avec la solution proposée réduit progressivement à mesure qu'on s'éloigne du poste source. Pour les nœuds électriquement éloignés du poste source, la capacité d'injection est limitée par le critère de surtension. Le gain de temps atteint son minimum au nœud N68 se trouvant à l'extrémité du départ.

Bien que la solution proposée permette de réduire systématiquement le temps d'analyse pour tous les nœuds du réseau, son efficacité reste fortement dépendante du point d'injection et de son emplacement par rapport au poste source.

Tableau 21. Résultats de l'analyse de la capacité d'accueil pour tous les nœuds du réseau avec la solution proposée et la méthode itérative classique.

Barre	Première violation	Capacité d'accueil (kW)	Nombre d'écoulements de puissance		Gain de temps (sec)
			Méthode proposée	Méthode classique	
N41	Inversion puissance	93.4	1	934	46.65
N46	Inversion puissance	93.3	1	933	46.6
N57	Inversion puissance	93.2	1	932	46.55
N54	Inversion puissance	93	1	930	46.45
N48	Inversion puissance	92.3	1	923	46.1
N39	Inversion puissance	92.2	1	922	46.05
N5	Inversion puissance	92.1	1	921	46
N44	Inversion puissance	92	1	920	45.95
N32	Inversion puissance	91.9	1	919	45.9
N19	Inversion puissance	91.8	1	918	45.85
N15	Inversion puissance	91.3	1	913	45.6
N35	Inversion puissance	91.2	1	912	45.55
N3	Inversion puissance	91.2	1	912	45.55
N31	Inversion puissance	90.7	1	907	45.3
N4	Inversion puissance	90.5	1	905	45.2
N14	Inversion puissance	90.3	1	903	45.1
N30	Inversion puissance	90.1	1	901	45
N1	Inversion puissance	90	1	900	44.95
N6	Inversion puissance	89.8	1	898	44.85

N13	Inversion puissance	89.6	1	896	44.75
N24	Surcharge	89.4	26	894	43.4
N17	Surcharge	88.8	32	888	42.8
N20	Surcharge	88.6	34	886	42.6
N45	Surcharge	88.2	38	882	42.2
N49	Surcharge	87.9	41	879	41.9
N56	Surcharge	87.5	45	875	41.5
N52	Surcharge	87.4	46	874	41.4
N53	Surcharge	87.1	49	871	41.1
N37	Surcharge	86.4	56	864	40.4
N34	Surcharge	86.3	57	863	40.3
N43	Surtension	85.6	64	856	39.6
N2	Surcharge	85.1	69	851	39.1
N21	Surcharge	84	80	840	38
N50	Surtension	83.9	81	839	37.9
N27	Surtension	83.8	82	838	37.8
N36	Surcharge	83.5	85	835	37.5
N33	Surcharge	82.9	91	829	36.9
N38	Surcharge	82.4	96	824	36.4
N51	Surtension	81.4	106	814	35.4
N40	Surtension	80.1	119	801	34.1
N62	Surtension	79.9	121	799	33.9
N58	Surtension	78.7	133	787	32.7
N18	Surtension	78	140	780	32
N25	Surtension	76.2	158	762	30.2
N42	Surtension	76.2	158	762	30.2
N64	Surtension	75.6	164	756	29.6
N7	Surtension	75	170	750	29
N26	Surtension	74.6	174	746	28.6

N55	Surtension	74.2	178	742	28.2
N29	Surtension	72.6	194	726	26.6
N60	Surtension	70.7	213	707	24.7
N65	Surtension	70.5	215	705	24.5
N9	Surtension	69.1	229	691	23.1
N28	Surtension	68.3	237	683	22.3
N63	Surtension	66.6	254	666	20.6
N59	Surtension	65.8	262	658	19.8
N61	Surtension	64	280	640	18
N66	Surtension	59.4	326	594	13.4
N8	Surtension	55.2	368	552	9.2
N67	Surtension	52.6	394	526	6.6
N10	Surtension	50.9	411	509	4.9
N11	Surtension	49	430	490	3
N68	Surtension	46.2	458	462	0.2

7.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté cinq cas d'études pour valider les modèles et vérifier la précision des résultats. Nous avons également démontré à travers ces cas de validation que la formulation proposée a permis une grande flexibilité de modélisation qui s'est traduite par la validation des modèles complexes. Plus précisément, l'ensemble des simulations effectuées sur les différents réseaux ont permis de valider les modèles suivants dans des conditions déséquilibrées :

- Nouveau modèle de la machine synchrone.
- Stratégie de contrôle centralisé de la tension dans un parc éolien.
- Stratégie de contrôle maître-esclave pour les transformateurs parallèles.
- Machine asynchrone à double alimentation.

La deuxième partie de ce chapitre a été consacrée à l'évaluation des performances numériques de la FGAM, de l'approche de modélisation avec les paramètres dynamiques et d'autres techniques de modélisation présentées dans le cadre de cette thèse. Nous avons démontré à travers trois cas d'études, l'efficacité et la rapidité de la solution proposée par rapport aux méthodes classiques surtout lorsqu'elle est appliquée à des réseaux de grandes tailles et à des analyses exigeant un temps de calcul important. Plus précisément, les trois cas ont permis de démontrer l'efficacité de la solution proposée pour les analyses suivantes :

- Analyse d'écoulement de puissance.
- Analyse de contingence.
- Analyse de la capacité d'accueil.

CONCLUSION GÉNÉRALE

Le déroulement de cette thèse a été animé par la nécessité de concevoir un outil de simulation basée sur une nouvelle formulation pour faciliter la modélisation dans le domaine des phases. Le travail accompli vient enrichir la littérature scientifique par une nouvelle formulation d'écoulement de puissance qui est générique, modulaire et flexible. Les caractéristiques numériques de cette formulation la rendent particulièrement intéressante pour la simulation de grands réseaux et pour les analyses nécessitant un effort de calcul considérable.

Dans le chapitre 2, nous avons présenté le principe de modélisation avec la FGAM, accompagné d'un exemple de réseau simple permettant de reproduire facilement la matrice Jacobienne. Cette formulation est complètement générique et permet aux modélisateurs de définir les équations librement sans contraintes sur la façon dont les équations doivent être représentées. Ce travail développe aussi le concept de la modélisation personnalisée dans un engin d'écoulement de puissance triphasé en exploitant la modularité fournie par la FGAM.

Dans le chapitre 3, nous avons cherché à exploiter la flexibilité de la FGAM pour accélérer l'analyse d'écoulement de puissance. Plus précisément, le concept de la modélisation avec les paramètres dynamiques a permis de préserver la structure de la matrice Jacobienne et d'éviter les factorisations symboliques répétitives. Les résultats de validation ont permis de démontrer que la modélisation avec les paramètres dynamiques réduit significativement le temps de calcul et son efficacité augmente avec la taille du réseau et le nombre des dispositifs de contrôle dans le réseau. En revanche, la FGAM produit une matrice Jacobienne de plus grande taille comparativement aux méthodes classiques, ceci constitue le principal point faible de la FGAM. À la suite de notre étude, il

a été démontré que l'augmentation de la taille de la Jacobienne a été largement compensée par l'élimination des factorisations symboliques répétitives.

Dans le chapitre 4, le concept des paramètres dynamiques a été étendu pour couvrir l'analyse de contingence. Nous avons démontré que l'analyse de contingence est effectuée avec une seule factorisation symbolique pour évaluer tous les scénarios. L'approche proposée est complètement générique et peut être appliquée pour simuler des pannes simultanées de k-branches dans le réseau. Le fait que la méthodologie proposée permet d'effectuer l'analyse avec une seule et unique factorisation symbolique constitue une bonne illustration de l'utilité et de la puissance de la formulation proposée. Le cas de validation présenté dans le dernier chapitre de cette thèse montre un gain de temps de calcul significatif qui augmente avec la taille du réseau et le nombre de scénarios à évaluer.

Dans le chapitre 5, plusieurs nouveaux modèles ont été proposés. Dans cette partie du travail, nous avons contribué à combler des lacunes dans la littérature au sujet de la modélisation de certains composants du réseau. Dans ce contexte, un nouveau modèle de la machine synchrone dans le domaine des phases a été proposé. Ce modèle ne requiert pas l'impédance subtransitoire de la machine et qui, à notre avis, plus robuste que le modèle classique dit de la « tension interne derrière une impédance ». Par la suite, nous avons proposé de modéliser deux stratégies de contrôle par un ajustement automatique, il s'agit du contrôle centralisé de la tension d'un parc éolien et la stratégie maître-esclave pour les transformateurs en parallèle. Il s'est révélé très pratique de modéliser ces régulateurs de tension avec FGAM comme des systèmes indépendants. Deux exemples de validation ont permis de démontrer que la solution proposée est plus performante et plus robuste que la solution de rétroaction-erreur. Finalement, une nouvelle méthode a été proposée pour accélérer l'analyse de la capacité d'accueil localisée. Il importe à nouveau de souligner l'importance de la flexibilité de la FGAM pour implémenter une nouvelle technique de modélisation en ajoutant un régulateur fictif qui agit sur la génération. L'objectif est d'identifier avec précision la puissance d'injection qui permet d'avoir l'inversion de puissance au poste source. Cette puissance est identifiée comme étant le point de départ de

l'analyse. Le démarrage de l'analyse avec une puissance d'injection proche de la capacité d'accueil permet de réduire le nombre d'écoulements de puissance requis et de réduire le temps de calcul.

Dans le chapitre 6, une approche de modélisation globale permet de concevoir un modèle complet de la machine asynchrone dans le domaine des phases qui tient compte des caractéristiques mécaniques de la turbine, du modèle électrique de la machine et de tous les aspects de contrôle. La solution proposée permet d'inclure diverses stratégies de contrôle de la puissance active et réactive ainsi que les objectifs secondaires du contrôle pour l'atténuation de l'effet de déséquilibre causé par le réseau. À ce propos, il faut mentionner le fait que dans la littérature, il n'existe pas, à notre connaissance, de solution pour modéliser la MADA dans le domaine des phases. Un exemple détaillé a été présenté au dernier chapitre pour valider le modèle avec des conditions d'opérations variées en comparant la simulation dans le domaine temporel avec les résultats de l'écoulement de puissance. Au-delà des résultats obtenus, il faut à nouveau souligner l'importance de la formulation adoptée. Cette approche de modélisation a permis d'explorer de nouvelles solutions et permettra de traiter diverses problématiques entourant les réseaux électriques.

Les futures avenues de ces travaux de recherche peuvent se décomposer en deux objectifs. Le premier consiste à développer davantage l'axe de modélisation pour améliorer ou proposer de nouveaux modèles. Le second objectif est lié au développement d'un simulateur pour effectuer l'analyse de stabilité transitoire dans le domaine des phases, la poursuite de ce plan de recherche se nourrira fortement de cette nouvelle formulation et des techniques de modélisation présentées dans le cadre de cette thèse.

ANNEXE A

PUISSANCE MAXIMALE DE LA TUBINE EN FONCTION DU GLISSEMENT

La puissance mécanique extraite du vent peut être calculée à partir d'un modèle simplifié de l'éolienne comme suit :

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_w^3 \cdot C_p$$

Pour une production maximale, le régulateur de vitesse optimise l'extraction de la puissance en utilisant une valeur optimale du coefficient de puissance ($C_p = C_{p,opt}$) et une valeur nulle pour l'angle de calage ($\beta = 0$).

$$P_t = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V_w^3 \cdot C_{p,opt}$$

Sachant que : $\Omega_t = \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot f}{G \cdot p} \right) \cdot (1-s)$, $V_w = \frac{r \cdot \Omega_t}{\lambda_{opt}}$, $A = \pi \cdot r^2$

L'expression de la puissance de la turbine devient :

$$\begin{aligned} P_t &= \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot (\pi r^2) \cdot \left(\frac{r^3 \cdot \Omega_t^3}{\lambda_{opt}^3} \right) \cdot C_{p,opt} \\ &= \frac{C_{opt} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^5}{2 \cdot \lambda_{opt}^3 \cdot G^3} \cdot \Omega_t^3 \\ &= \left(\frac{C_{opt} \cdot \rho \cdot \pi \cdot r^5}{2 \cdot \lambda_{opt}^3 \cdot G^3} \cdot \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot f}{p} \right)^3 \right) \cdot (1-s)^3 \\ &= k_0 \cdot (1-s)^3 \end{aligned}$$

ANNEXE B

Charges du réseau test utilisé pour la capacité d'accueil

Nœud	P (kW)	Q(kVar)
Node10	0.762	0.571
Node19	0.762	0.571
Node5	0.762	0.571
Node17	0.762	0.571
Node18	0.762	0.571
Node4	0.762	0.571
Node13	1.753	1.315
Node3	1.753	1.315
Node2	1.753	1.315
Node11	1.753	1.315
Node23	1.753	1.315
Node25	0.762	0.571
Node21	1.753	1.315
Node26	1.753	1.315
Node70	0.762	0.571
Node71	0.762	0.571
Node72	0.762	0.571
Node73	0.762	0.571
Node74	0.762	0.571
Node41	0.762	0.571
Node75	1.753	1.315
Node76	3.176	2.382
Node30	0.762	0.571
Node77	0.762	0.571
Node78	0.762	0.571
Node79	3.176	2.382
Node80	3.176	2.382
Node81	3.176	2.382
Node82	3.176	2.382
Node83	1.753	1.315
Node84	1.753	1.315

Node42	0.762	0.571
Node43	1.753	1.315
Node24	0.762	0.571
Node44	3.176	2.382
Node45	1.753	1.315
Node46	0.762	0.571
Node47	14.021	6.791
Node48	3.176	2.382
Node49	1.753	1.315
Node50	1.753	1.315
Node51	3.176	2.382
Node52	0.762	0.571
Node53	3.176	2.382
Node9	0.762	0.571
Node54	3.176	2.382
Node55	3.176	2.382
Node56	0.762	0.571
Node57	1.753	1.315
Node36	0.762	0.571
Node58	3.176	2.382
Node59	3.176	2.382
Node37	1.753	1.315
Node60	3.176	2.382
Node61	3.176	2.382
Node8	0.762	0.571
Node62	1.753	1.315
Node63	3.176	2.382
Node38	15.09	7.308
Node64	3.176	2.382
Node65	0.762	0.571
Node39	1.753	1.315
Node66	3.176	2.382
Node40	1.753	1.315
Node7	1.753	1.315
Node68	1.753	1.315
Node15	0.762	0.571
Node69	3.176	2.382
Node6	0.762	0.571
Node20	0.762	0.571

RÉFÉRENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. Martinez, J.A. and J. Mahseredjian. Load flow calculations in distribution systems with distributed resources. A review. in 2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting. 2011.
2. Hussein, D.N., M.A.H. El-Syed, and H.A. Attia. Modeling and simulation of distributed generation (DG) for distribution systems load flow analysis. in 2006 Eleventh International Middle East Power Systems Conference. 2006.
3. Hwang, P.I., et al., Three-Phase Steady-State Models for a Distributed Generator Interfaced via a Current-Controlled Voltage-Source Converter. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016. **7**(3): p. 1694-1702.
4. Nikkhajoei, H. and R. Iravani, *Steady-State Model and Power Flow Analysis of Electronically-Coupled Distributed Resource Units*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2007. **22**(1): p. 721-728.
5. Chen, T.H., et al., *Distribution system power flow analysis-a rigid approach*. IEEE Transactions on Power Delivery, 1991. **6**(3): p. 1146-1152.
6. Farag, H.E., et al., A generalized power flow analysis for distribution systems with high penetration of distributed generation. Electric Power Systems Research, 2011. **81**(7): p. 1499-1506.
7. Stott, B., *Review of load-flow calculation methods*. Proceedings of the IEEE, 1974. **62**(7): p. 916-929.
8. Tinney, W.F. and C.E. Hart, *Power Flow Solution by Newton's Method*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1967. **PAS-86**(11): p. 1449-1460.
9. Sereeter, B., K. Vuik, and C. Witteveen *Newton Power Flow Methods for Unbalanced Three-Phase Distribution Networks*. Energies, 2017. **10**, DOI: 10.3390/en10101658.
10. W.H, K. and D.L. Mendive, *An Application of Ladder Network Theory to the Solution of Three-phase Radial Load-flow Problems*. 1975: New Mexico State University.
11. Kersting, W. and a.O.R.M.C. Safari, *Distribution System Modeling and Analysis, 4th Edition*. 2017: CRC Press.
12. Garcia, P.A.N., et al., *Three-phase power flow calculations using the current injection method*. IEEE Transactions on Power Systems, 2000. **15**(2): p. 508-514.

13. Huang, Q. and V. Vittal, Integrated Transmission and Distribution System Power Flow and Dynamic Simulation Using Mixed Three-Sequence/Three-Phase Modeling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017. **32**(5): p. 3704-3714.
14. Sun, H., et al., Master–Slave-Splitting Based Distributed Global Power Flow Method for Integrated Transmission and Distribution Analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015. **6**(3): p. 1484-1492.
15. CYME International T&D. 2023; Available from: <http://www.cyme.com>.
16. NEPLAN Smarter Tools. 2023; Available from: <http://www.neplan.ch>.
17. Maya, K.N. and E.A. Jasmin, A Three Phase Power Flow Algorithm for Distribution Network Incorporating the Impact of Distributed Generation Models. *Procedia Technology*, 2015. **21**: p. 326-331.
18. Garcia, P.A.N., et al., *Improvements in the representation of PV buses on three-phase distribution power flow*. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2004. **19**(2): p. 894-896.
19. Kang, J., et al. A load flow method using line-to-line voltages for ungrounded distribution power systems. in 2008 Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies. 2008.
20. Vinkovic, A., M. Suhadolc, and R. Mihalic, *Current-based models of FACTS devices for three-phase load-flow calculations using the Newton–Raphson method*. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2013. **45**(1): p. 117-128.
21. Gallego, L.A., E. Carreno, and A. Padilha-Feltrin. Distributed generation modelling for unbalanced three-phase power flow calculations in smart grids. in 2010 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America (T&D-LA). 2010.
22. Tinney, W.F. and J.W. Walker, Direct solutions of sparse network equations by optimally ordered triangular factorization. *Proceedings of the IEEE*, 1967. **55**(11): p. 1801-1809.
23. OpenDSS Program. 2012; Available from: <http://sourceforge.net/projects/electricdss>.
24. Wedepohl, L.M. and L. Jackson, *Modified nodal analysis: An essential addition to electrical circuit theory and analysis*. *Engineering Science and Education Journal*, 2002. **11**: p. 84-92.
25. Chung-Wen, H., A. Ruehli, and P. Brennan, *The modified nodal approach to network analysis*. *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, 1975. **22**(6): p. 504-509.

26. Kocar, I., et al., *Multiphase Load-Flow Solution for Large-Scale Distribution Systems Using MANA*. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014. **29**(2): p. 908-915.
27. Mahseredjian, J., et al., *On a new approach for the simulation of transients in power systems*. Electric Power Systems Research, 2007. **77**(11): p. 1514-1520.
28. Mahseredjian, J., Régimes transitoires électromagnétiques: simulation; Electromagnetic transients : simulation. Techniques de l'ingénieur. Génie électrique, 2008. **D8**(D4130).
29. Davis, T.A. and E. Palamadai Natarajan, *Algorithm 907: KLU, a direct sparse solver for circuit simulation problems*. ACM Transactions on Mathematical Software (TOMS), 2010. **37**(3): p. 1-17.
30. Davis, T.A., Direct methods for sparse linear systems. 2006: SIAM.
31. Semlyen, A. and F.d. Leon, *Quasi-Newton power flow using partial Jacobian updates*. IEEE Transactions on Power Systems, 2001. **16**(3): p. 332-339.
32. Tinney, W.F., *Compensation Methods for Network Solutions by Optimally Ordered Triangular Factorization*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1972. **PAS-91**(1): p. 123-127.
33. Alsac, O., B. Stott, and W.F. Tinney, *Sparsity-Oriented Compensation Methods for Modified Network Solutions*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1983. **PAS-102**(5): p. 1050-1060.
34. Chan, S.M. and V. Brandwajn, *Partial Matrix Refactorization*. IEEE Transactions on Power Systems, 1986. **1**(1): p. 193-199.
35. Mikolinnas, T.A. and B.F. Wollenberg, *An Advanced Contingency Selection Algorithm*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1981. **PAS-100**(2): p. 608-617.
36. Teodorescu, R., M. Liserre, and P. Rodriguez, *Grid converters for photovoltaic and wind power systems*. 2011: John Wiley & Sons.
37. Bennani, H., A. Chebak, and A. El Ouafi, *A generic power flow formulation for flexible modeling and fast solving for large-scale unbalanced networks*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023. **148**: p. 108956.
38. Canizares, C.A. Applications of Symbolic Computation to Power System Analysis and Teaching. in 2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition. 2006.
39. Xu, W., H.W. Dommel, and J.R. Marti. A generalised three-phase power flow method for the initialisation of EMTP simulations. in POWERCON '98. 1998 International Conference on Power System Technology. Proceedings (Cat. No.98EX151). 1998.

40. Bennani, H., A. Chebak, and A. El Ouafi Unique Symbolic Factorization for Fast Contingency Analysis Using Full Newton–Raphson Method. *Energies*, 2023. **16**, DOI: 10.3390/en16114279.
41. Ramesh, B., M. Khedkar, and B.S. Vardhan. Priority based optimal load shedding in a power system network under contingency conditions. in 2022 International conference for advancement in technology (ICONAT). 2022. IEEE.
42. Allemong, J.J., R.J. Bennon, and P.W. Selent, *Multiphase power flow solutions using EMTP and Newtons method*. IEEE Transactions on Power Systems, 1993. **8**(4): p. 1455-1462.
43. Chen, T.H., et al., *Three-phase cogenerator and transformer models for distribution system analysis*. IEEE Transactions on Power Delivery, 1991. **6**(4): p. 1671-1681.
44. Xu, W., J.R. Marti, and H.W. Dommel, *A multiphase harmonic load flow solution technique*. IEEE Transactions on Power Systems, 1991. **6**(1): p. 174-182.
45. Beneteli, T.A.P., D.R.R. Penido, and L.R.d. Araujo, *A New Synchronous DG Model for Unbalanced Multiphase Power Flow Studies*. IEEE Transactions on Power Systems, 2020. **35**(1): p. 803-813.
46. Fuerte-Esquivel, C. and E. Acha, *Newton–Raphson algorithm for the reliable solution of large power networks with embedded FACTS devices*. IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution, 1996. **143**(5): p. 447-454.
47. Chang, S.K. and V. Brandwajn, *Solving the adjustment interactions in fast decoupled load flow*. IEEE Transactions on Power Systems, 1991. **6**(2): p. 801-805.
48. Chang, S.K. and V. Brandwajn, *Adjusted solutions in fast decoupled load flow*. IEEE Transactions on Power Systems, 1988. **3**(2): p. 726-733.
49. Peterson, N.M. and W.S. Meyer, *Automatic Adjustment of Transformer and Phase-Shifter Taps in the Newton Power Flow*. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1971. **PAS-90**(1): p. 103-108.
50. Martínez, J., et al. Comparison of two voltage control strategies for a wind power plant. in 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition. 2011.
51. Hansen, A.D., et al., Centralised power control of wind farm with doubly fed induction generators. *Renewable Energy*, 2006. **31**(7): p. 935-951.
52. Ko, H.S., et al. A PI Control of DFIG-Based Wind Farm for Voltage Regulation at Remote Location. in 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. 2007.

53. Bennani, H., A. Chebak and A. El Ouafi. Automatic Adjustment in Newton Power Flow for Including Voltage Control in Wind Farm in 2023 IEEE PES/IAS Power Africa. 2023.
54. Jauch, E.T. Circulating current paralleling failures— conditions & consequences. in 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century. 2008.
55. Bollen, M.H. and F. Hassan, *Integration of distributed generation in the power system*. Vol. 80. 2011: John wiley & sons.
56. Mulenga, E., M.H.J. Bollen, and N. Etherden, *A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2020. **115**: p. 105445.
57. Ismael, S.M., et al., State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. Renewable Energy, 2019. **130**: p. 1002-1020.
58. Deuse, J., et al. Power system and market integration of DER, The EU-DEEP approach. in CIRED 2005 - 18th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution. 2005.
59. Duwadi, K., A. Ingalalli, and T.M. Hansen. Monte Carlo Analysis of High Penetration Residential Solar Voltage Impacts using High Performance Computing. in 2019 IEEE International Conference on Electro Information Technology (EIT). 2019.
60. Estorque, L.K.L. and M.A.A. Pedrasa. Utility-scale DG planning using location-specific hosting capacity analysis. in 2016 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT-Asia). 2016. IEEE.
61. Reno, M.J. and R.J. Broderick. Statistical analysis of feeder and locational PV hosting capacity for 216 feeders. in 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). 2016. IEEE.
62. Sloomweg, J.G., H. Polinder, and W.L. Kling. Initialization of wind turbine models in power system dynamics simulations. in 2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings (Cat. No.01EX502). 2001.
63. Padron, J.F.M. and A.E.F. Lorenzo, *Calculating Steady-State Operating Conditions for Doubly-Fed Induction Generator Wind Turbines*. IEEE Transactions on Power Systems, 2010. **25**(2): p. 922-928.
64. Li, S., Power Flow Modeling to Doubly-Fed Induction Generators (DFIGs) Under Power Regulation. IEEE Transactions on Power Systems, 2013. **28**(3): p. 3292-3301.

65. Kamh, M.Z. and R. Iravani, *Three-Phase Steady-State Model of Type-3 Wind Generation Unit—Part I: Mathematical Models*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2011. **2**(4): p. 477-486.
66. Kamh, M.Z. and R. Iravani, *Three-Phase Steady-State Model of Type-3 Wind Generation Unit—Part II: Model Validation and Applications*. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012. **3**(1): p. 41-48.
67. Kocar, I., et al. *Multiphase Load-flow Solution and Initialization of Induction Machines*. in *2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. 2018.
68. Kayikci, M. and J.V. Milanovic, *Reactive Power Control Strategies for DFIG-Based Plants*. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2007. **22**(2): p. 389-396.
69. Xu, L., *Enhanced Control and Operation of DFIG-Based Wind Farms During Network Unbalance*. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2008. **23**(4): p. 1073-1081.
70. Xu, L. and Y. Wang, *Dynamic Modeling and Control of DFIG-Based Wind Turbines Under Unbalanced Network Conditions*. IEEE Transactions on Power Systems, 2007. **22**(1): p. 314-323.
71. Xu, L., *Coordinated Control of DFIG's Rotor and Grid Side Converters During Network Unbalance*. IEEE Transactions on Power Electronics, 2008. **23**(3): p. 1041-1049.
72. Jun-Koo, K. and S.K. Sul. *Control of unbalanced voltage PWM converter using instantaneous ripple power feedback*. in *PESC97. Record 28th Annual IEEE Power Electronics Specialists Conference. Formerly Power Conditioning Specialists Conference 1970-71. Power Processing and Electronic Specialists Conference 1972*. 1997.
73. Akagi, H., E.H. Watanabe, and M. Aredes, *Instantaneous power theory and applications to power conditioning*. 2017: John Wiley & Sons.
74. *Distribution System Analysis Subcommittee Report*. 2023; Available from: <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>.