

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉTUDES DES CONTRÔLES DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DANS L'ANALYSE
D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE MULTIPHASÉ

ASSANE GUEYE

DÉPARTEMENT DE GÉNIE ÉLECTRIQUE

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCES APPLIQUÉE

(GÉNIE ÉLECTRIQUE)

AVRIL 2014

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire s'intitule :

ÉTUDES DES CONTRÔLES DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION DANS L'ANALYSE
D'ÉCOULEMENT DE PUISSANCE MULTIPHASÉ

présenté par: GUEYE Assane

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès science appliquée

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. MAHSEREDJIAN Jean, Ph.D., président

M. KOCAR Ilhan, Ph.D., membre et directeur de recherche

M. LACROIX Jean-Sébastien, M.Sc.A., membre

REMERCIEMENTS

Je désire remercier toutes les personnes qui m'ont aidée et soutenues, de près ou de loin, à réaliser ce projet de recherche.

Je tiens à remercier mon directeur de recherche, le professeur Ilhan KOCAR, pour l'aide, l'orientation et le support qu'il m'a démontré durant tout mon cursus de cycle supérieur.

Je remercie spécialement Jean-Sébastien LACROIX, mon manager, qui m'a donné le goût de m'engager dans la recherche. Il m'a constamment encouragé et soutenu tout au long du projet. Son expertise, ses conseils et ses connaissances, qu'il a bien voulu partager avec moi, m'ont beaucoup aidé tant sur le plan professionnel, que dans la réalisation de ce projet.

Je tiens aussi à remercier mes collègues, Patrick JACQUES, Marc BELLETETE, Woulèye KAMARA, Laure GAROUX qui ont été présents pour moi et m'ont beaucoup aidé tout au long du projet. Je remercie particulièrement Patrick pour ces critiques constructives qui m'ont toujours poussé à aller plus loin.

Mes plus grands remerciements sont adressés à mes parents pour leurs encouragements sans fin qui m'ont aidé à surmonter tous les obstacles que j'ai eu à rencontrer. Enfin, je présente toute ma gratitude à ma femme Fatou Kiné DIOP pour sa présence, sa patience et son soutien constant dans les moments de joie comme dans les moments difficiles.

Merci.

RÉSUMÉ

Ce mémoire présente un modèle permettant d'intégrer et de gérer les contrôles des prises des transformateurs et des régulateurs dans l'analyse nodale modifiée augmentée (MANA). Le modèle proposé a pour objectif de rendre l'analyse d'écoulement de puissance, basée sur l'approche MANA, plus précise et plus rapide au niveau de la gestion des prises.

La solution proposée est une modélisation générale applicable à tous les types de transformateurs, autotransformateurs, et régulateurs sans être limité par les différentes configurations et/ou décalages de phase. Il permet aussi de modéliser les contrôles de nœuds éloignés (paramètres RX). En ce sens, ce travail représente une contribution significative au niveau de l'algorithme de répartition de puissance utilisant l'approche MANA.

La méthodologie adoptée consiste d'abord à étudier le fonctionnement des contrôles existant pour les appareils de régulation à savoir les transformateurs et les régulateurs. Ensuite, un outil d'analyse et de test est développé sous MATLAB. Cet outil permet d'obtenir rapidement la matrice MANA de tout réseau modélisé dans le logiciel commercial CYME. Plus précisément, ce programme récupère les données de tous les équipements d'un réseau à partir du fichier de CYME. Par la suite, ces données sont enregistrées selon une formulation orientée objet, puis utilisée pour générer de façon systématique la matrice MANA correspondante. Cet outil est par la suite utilisé pour modéliser les contrôles de différents équipements ainsi que pour tester leur intégration dans la matrice MANA. La dernière étape de ce projet consiste à valider le fonctionnement des modèles proposés.

La validation des modèles proposés pour le contrôle des prises sera effectuée en vérifiant que les résultats obtenus respectent les consignes spécifiées. Les résultats de l'écoulement de puissance seront comparés avec ceux du logiciel CYME.

Les résultats obtenus démontrent que l'intégration du contrôle des prises dans MANA apporte une solution robuste et précise sans dégrader la performance et la flexibilité propre à l'approche matricielle.

ABSTRACT

This thesis presents a model for integrating and managing voltage control tap changers in the modified augmented nodal analysis (MANA). The objective of the proposed solution is to make the management of tap changers, in power flow analysis based on MANA, faster and more accurate.

The proposed solution is a general approach suitable for all types of transformers, autotransformer and regulators without being limited by device configurations or phase shift. It also allows integrating remote voltage control (RX settings and load center), and managing regulators and transformers connected in series. This represents the main contribution to the MANA formulation for solving distribution network power flow.

The adopted methodology starts by studying the existing control devices, namely transformers and regulators. Next, a development and analysis tool is developed in MATLAB. This tool provides the MANA matrix of any network modeled in commercial software CYME. More specifically, the program retrieves the data from all devices in the CYME file. Thereafter, this data is organized in an object – oriented format and used to generate systematically the corresponding matrix formulation. This tool is then used for modeling the control devices and to test their integration into the Jacobian matrix. The final stage of this project is to validate the results of the proposed control models.

The validation of the proposed models will be carried out by checking that the results meet the specified desired voltage. The power flow results will be compared to those of CYME software.

The results of the test cases shows that the integration of tap control in the MANA formulation provides an accurate solution without degrading the performance and flexibility which come with the MANA approach.

TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS.....	III
RÉSUMÉ	IV
ABSTRACT.....	V
TABLE DES MATIÈRES	VI
LISTE DES FIGURES	X
LISTE DES TABLEAUX.....	XI
CHAPITRE 1 INTRODUCTION	1
1.1 Mise en contexte	1
1.2 Problématique	1
1.3 Objectifs de la recherche.....	2
1.3.1 <i>Objectif général</i>	2
1.3.2 <i>Objectifs spécifiques</i>	2
1.3.3 <i>Hypothèses</i>	2
1.4 Contribution à la recherche.....	3
1.4.1 <i>Originalité</i>	3
1.4.2 <i>Réfutabilité des hypothèses</i>	3
1.5 Méthodologie	3
1.5.1 <i>Phase 1: Préparation à la recherche</i>	3
1.5.2 <i>Phase 2: Études et modélisation</i>	4
1.5.3 <i>Phase 3: Tests et validations</i>	4
1.6 Plan du document.....	5
CHAPITRE 2 REVUE DE LA LITTÉRATURE	6

2.1	L'analyse de répartition de puissance	6
	2.1.1 Définitions et généralités	6
	2.1.2 Discussion sommaire sur les algorithmes de répartition de puissance	7
2.2	Résolution des systèmes d'équations par l'algorithme de Newton	8
	2.2.1 Principe	8
	2.2.2 Algorithme	8
	2.2.3 Application sur les systèmes d'équations	9
2.3	L'analyse nodale modifiée augmentée (MANA)	10
	2.3.1 Origines : l'analyse nodale	10
	2.3.2 Évolution I : l'analyse nodale modifiée augmentée (MANA)	11
	2.3.3 Évolution II : utilisation de MANA comme une Jacobienne	17
CHAPITRE 3	CONTRÔLE DES PRISES	21
3.1	Description du modèle proposée	22
	3.1.1 Équation de la contrainte de tension	23
	3.1.2 Contribution aux équations de courants (KCL)	24
	3.1.3 Contribution aux équations des branches dépendantes	24
3.2	Modélisation des paramètres de contrôle	29
	3.2.1 La consigne	29
	3.2.2 Contrôles des nœuds éloignés (« RX Settings » et « Load Center »)	31
3.3	Prise en charge des contraintes physiques	33
	3.3.1 Prises entières – Prises limites	33
	3.3.2 Contrôle de plusieurs phases avec une prise unique	33
	3.3.3 Variation de l'impédance en fonction de la prise	34
3.4	Algorithme	38

3.4.1	<i>Algorithme général</i>	38
3.4.2	<i>Algorithme de gestion des prises</i>	39
3.4.3	<i>Équations relatives à la gestion des prises</i>	41
3.5	Limitations	43
CHAPITRE 4	ÉTUDE DE CAS ET RÉSULTATS DES TESTS	44
4.1	Étude de cas 1 : IEEE 4 bus – Configuration multiple	44
4.1.1	<i>Présentation du réseau</i>	44
4.1.2	<i>Objectif du test</i>	45
4.1.3	<i>Paramètres du test</i>	45
4.1.4	<i>Résultats</i>	45
4.1.5	<i>Discussion</i>	51
4.2	Étude de cas 2 : IEEE 123 Nodes	52
4.2.1	<i>Présentation du réseau</i>	52
4.2.2	<i>Objectif du test</i>	52
4.2.3	<i>Paramètres du test</i>	54
4.2.4	<i>Résultats</i>	56
4.2.5	<i>Discussion</i>	57
4.3	Étude de cas 2 : IEEE Comprehensive test feeder	58
4.3.1	<i>Présentation du réseau</i>	58
4.3.2	<i>Objectifs du test</i>	60
4.3.3	<i>Paramètres du test</i>	60
4.3.4	<i>Résultats</i>	62
4.3.5	<i>Discussion</i>	63
4.4	Étude de cas 3 : Réseau de New York	64

4.4.1	<i>Présentation du réseau</i>	64
4.4.2	<i>Objectif du test</i>	64
4.4.3	<i>Paramètres du test</i>	64
4.4.4	<i>Résultats</i>	66
4.4.5	<i>Discussion</i>	67
CHAPITRE 5	CONCLUSION	68
RÉFÉRENCES	69

LISTE DES FIGURES

Figure 2.1: Variables d'intérêt pour l'écoulement de puissance.....	6
Figure 2.2 : Représentation d'une source de tension idéale.....	14
Figure 2.3: Représentation d'un transformateur idéal	14
Figure 2.4 : Représentation d'une switch idéale.....	15
Figure 3.1: Représentation d'un transformateur idéal	22
Figure 3.2 : Représentation sommaire du circuit de l'exemple (phase A).....	26
Figure 3.3: Diagramme — Algorithme de l'écoulement de puissance.....	38
Figure 3.4: Diagramme – Algorithme de gestion des prises.....	39
Figure 4.1 : Diagramme unifilaire IEEE 4 Nodes Ygyg.....	46
Figure 4.2 : Diagramme unifilaire IEEE 4 Nodes Ygd.....	47
Figure 4.3 : Diagramme unifilaire IEEE 4 Nodes Dyg.....	48
Figure 4.4 : Diagramme unifilaire IEEE 4 Nodes Yd.....	49
Figure 4.5 : Diagramme unifilaire IEEE 4 Nodes Dd.....	50
Figure 4.6: Diagramme unifilaire du réseau « IEEE 123 Nodes test feeder ».....	53
Figure 4.7 : Diagramme unifilaire du réseau « IEEE Comprehensive Test Feeder ».....	59

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4.1 : Éléments du réseau – IEEE 4 Nœuds	44
Tableau 4.2 : Données de la charge – IEEE 4 Nœuds	44
Tableau 4.3 : Données des transformateurs – IEEE 4 Nœuds	44
Tableau 4.4 : Comparaison des performances – IEEE 4 Nœuds	45
Tableau 4.5: Résultats de simulation avec la configuration Yg-Yg	46
Tableau 4.6: Résultats de simulation avec la configuration Yg-D	47
Tableau 4.7: Résultats de simulation avec la configuration D-Yg	48
Tableau 4.8: Résultats de simulation avec la configuration Y-D	49
Tableau 4.9: Résultats de simulation avec la configuration D-D	50
Tableau 4.10 : Sommaire des éléments du réseau – IEEE 123 Nœuds	52
Tableau 4.11 : Paramètres du régulateur RG1 – IEEE 123 Nœuds	54
Tableau 4.12 : Paramètres du régulateur RG2 – IEEE 123 Nœuds	54
Tableau 4.13 : Paramètres du régulateur RG3 – IEEE 123 Nœuds	55
Tableau 4.14 : Paramètres du régulateur RG4 – IEEE 123 Nœuds	55
Tableau 4.15 : Comparaisons des performances – IEEE 123 Nœuds.....	56
Tableau 4.16 : Comparaison des résultats – prise finale, Tension contrôlée – IEEE 123 Nœuds	56
Tableau 4.17: Sommaire des éléments du réseau – Comprehensive Test Feeder	58
Tableau 4.18 : Paramètres du régulateur 3482 – Comprehensive Test Feeder.....	60
Tableau 4.19 : Paramètres du régulateur 3521 – Comprehensive Test Feeder.....	60
Tableau 4.20 : Paramètres du régulateur 3577 – Comprehensive Test Feeder.....	61
Tableau 4.21 : Paramètres du régulateur 24963 – Comprehensive Test Feeder.....	61
Tableau 4.22 : Comparaisons des performances – Comprehensive Test Feeder.....	62

Tableau 4.23 : Comparaison des résultats – prise finale, tension contrôlée – Comprehensive Test Feeder.....	62
Tableau 4.24 : Sommaire des éléments du réseau – Réseau de New York	64
Tableau 4.25 : Éléments du réseau – Réseau de New York	65
Tableau 4.26 : Paramètres des transformateurs installés en ligne – Réseau de New York	65
Tableau 4.27 : Paramètres des transformateurs installés au poste – Réseau de New York	65
Tableau 4.28 : Prises et tensions finales aux nœuds contrôlés – Réseau de New York	66
Tableau 4.29 : Performances de l’algorithme MANA – Réseau de New York.....	67

CHAPITRE 1 INTRODUCTION

1.1 Mise en contexte

L'analyse de répartition de puissance, connue aussi sous le nom d'analyse d'écoulement de puissance, est l'un des outils de base pour étudier le comportement d'un réseau électrique en régime permanent. À ce jour, différents algorithmes ont été conçus pour effectuer des analyses de répartition de puissance.

À ce jour, une des méthodes les plus utilisées pour résoudre un écoulement de puissance sur les réseaux de distribution d'Amérique du Nord est le « Backward/Forward swep » (BFS) [1]. L'utilisation de cette méthode est en général justifiée par structure radiale des réseaux de distribution, ainsi que la diversité des équipements qui les constituent. Cependant, la performance de cet algorithme est très réduite lorsque l'analyse d'écoulement de puissance est effectuée sur des réseaux fortement bouclés ou encore sur des réseaux qui comportent des impédances de mise à la terre. De ce fait, la méthode BFS a été plusieurs fois adaptée ou améliorée afin de pouvoir résoudre de tels réseaux.[2-4]

1.2 Problématique

De plus en plus, la conception des réseaux de distribution tient compte de nouveaux concepts économiques et écologiques tels que l'intégration de la génération distribuée (photovoltaïque, éolienne), la gestion des voitures électriques ou encore la réduction de l'émission de gaz carbonique. Ces nouvelles considérations ont engendré des réseaux de distribution plus complexes présentant une configuration beaucoup moins radiale et qui se veut plus intelligente. En d'autres termes, les réseaux sont conçus avec plus de contrôles et d'automatismes.

Les contrôles sont utilisés dans les réseaux de distribution dans le but de gérer le niveau de tension des systèmes, la production d'énergie ainsi que le respect des normes de sécurité et d'opération. Il devient donc primordial d'adapter les outils d'analyses de réseaux afin qu'ils puissent modéliser et étudier, de façon fiable et efficace, le comportement des systèmes automatisés présent dans les réseaux.

Pour répondre à ce besoin, la recherche s'oriente vers des analyses de répartition de puissance plus flexibles, plus souples et plus robustes que le BFS. Ces méthodes utilisent généralement des modèles de natures matricielles [5-7] ainsi que des algorithmes d'analyse numérique efficaces tels que l'algorithme de Newton.

À ce jour, la méthode MANA (Modified Augmented Nodal Analysis) fait partie des méthodes matricielles les plus efficaces permettant de résoudre des algorithmes de répartition de puissance sans être soumis aux contraintes liées à la topologie ou aux équipements des réseaux.[1, 8, 9].

1.3 Objectifs de la recherche

1.3.1 Objectif général

Intégrer le contrôle des appareils à prises variables dans un algorithme d'analyse de répartition de puissance qui se veut général, fiable et performant et qui utilise le concept de l'analyse nodale modifiée augmentée (MANA). Le design est orienté pour les réseaux de distribution et les réseaux secondaires.

1.3.2 Objectifs spécifiques

1. Modéliser de façon générique les contrôles des appareils à prises variables.
2. Utiliser l'algorithme itératif de Newton avec une matrice Jacobienne dynamique.
3. Modéliser les équipements et appareils de réseaux de distribution dans un format exploitable par l'algorithme de MANA.

1.3.3 Hypothèses

1. Représenter les contrôles par les équations différentielles dans la Jacobienne permet d'anticiper et de résoudre les conflits entre plusieurs contrôles.
2. L'utilisation de l'algorithme de Newton permet de résoudre, une analyse de répartition de puissance qui gère les contrôles, plus rapidement que les autres méthodes de résolution.

1.4 Contribution à la recherche

1.4.1 Originalité

Le seul article qui traite de la gestion des contrôles des prises dans une analyse nodale modifiée augmentée est [8]. Cependant, cette gestion des contrôles est réalisée une fois que la convergence est atteinte en ajustant les prises de tous les équipements concernés. Ce processus est par la suite répété jusqu'à ce que les valeurs cibles des contrôles soient atteintes.

L'objectif de cette recherche est de développer, tester et valider un modèle pour les équipements à prise variable qui pourra être intégré dans la matrice Jacobienne en utilisant la formulation MANA. Cela fournira une solution plus rapide et plus robuste que celle présentée dans [8].

1.4.2 Réfutabilité des hypothèses

1. L'hypothèse 1 est réfutée si le contrôle simultané de deux appareils ou plus provoque la divergence de l'algorithme d'écoulement de puissance.
2. L'hypothèse 2 est réfutée si le nombre d'itération de la méthode proposée est supérieur au nombre d'itération du modèle proposé dans [8].

1.5 Méthodologie

1.5.1 Phase 1: Préparation à la recherche

Dans un premier temps, la préparation de la recherche consiste à comprendre le sujet de la recherche et à définir la problématique. Il s'en suit une revue de la littérature basée sur la compréhension du sujet.

Dans un deuxième temps, un environnement de recherche sera développé. Il s'agit d'un programme, écrit sous Matlab, qui permet de modéliser des réseaux électriques fonctionnels sous la forme matricielle. Ce programme sert entre autres à modéliser divers équipements sous forme d'algorithme ou d'équation et à effectuer une analyse d'écoulement de puissance sur un modèle de réseau. Cet environnement contient aussi tous les outils nécessaires à la modélisation des contrôles de l'analyse de la répartition de puissance.

Les activités de cette phase sont donc en résumé:

1. La définition de la problématique
2. La revue de la littérature
3. Le développement d'un environnement de recherche

1.5.2 Phase 2: Études et modélisation

L'étude en question consiste d'abord à rassembler les informations sur la fonctionnalité et l'impact du contrôle des prises dans les réseaux de distribution, puis à concevoir un modèle (équation et/ou algorithme) qui permet de reproduire le comportement du contrôle dans un modèle de réseau théorique. Ces modèles sont conçus dans l'environnement de recherche développé sous Matlab. Plusieurs tests seront effectués afin de s'assurer de la validité du modèle sur des réseaux simples. En résumé, les activités réalisées sont:

1. L'étude des équipements à prise variables
2. Modélisation de ces équipements et de leur contrôle
3. L'intégration de ces modèles dans MANA

1.5.3 Phase 3: Tests et validations

Les différents modèles développés sont testés sur des modèles de réseaux existants et les résultats obtenus sont comparés avec des résultats de cas publiés ou avec les résultats d'un logiciel commercial. Dans le cadre de ce projet, la comparaison de résultats est réalisée avec les réseaux standards d'IEEE, ainsi qu'avec l'analyse de répartition de puissance du logiciel commercial CYME 7.1 [10]. Les activités réalisées sont donc:

1. Tests sur des modèles de réseaux théoriques
2. Tests sur des modèles de réseaux réels.

1.6 Plan du document

Le document s'articule autour des points suivants;

La revue de la littérature : dans cette partie, nous présentons l'analyse d'écoulement de puissance. Cette présentation couvre l'évolution des méthodes de résolutions matricielle de l'analyse nodale à l'approche MANA. Elle souligne les principales raisons de cette évolution en précisant les différentes limites rencontrées et les solutions proposées pour les surmonter.

La deuxième partie de ce document présente la contribution apportée par le travail de recherche. Elle couvre la description du modèle proposé pour introduire le contrôle des appareils de régulation de tension. La modification de la matrice ainsi que celle de l'algorithme de résolution sont aussi couvertes dans cette section.

La troisième partie couvre les études de cas et la présentation des résultats. Elle présente les outils qui ont été utilisés pour effectuer les simulations et les tests. Elle présente aussi les réseaux choisis pour effectuer les tests, les résultats obtenus ainsi que les performances atteintes.

CHAPITRE 2 REVUE DE LA LITTÉRATURE

2.1 L'analyse de répartition de puissance

2.1.1 Définitions et généralités

L'analyse d'écoulement de puissance s'effectue en général, sur un réseau électrique (réseau de puissance) dont les composantes électriques ainsi que leurs modèles sont connus. Lorsque la modélisation du réseau est précise, les résultats de l'analyse reflètent, de façon assez fiable, les mesures effectuées sur le terrain.

La résolution d'un problème d'écoulement de puissance consiste à calculer les tensions (amplitudes et angles) à chaque nœud du réseau.[11] Ce dernier peut être équilibré ou non. Lorsque les tensions sont connues, il est possible de déduire les courants (amplitudes et angles) ainsi que la puissance (active et réactive) qui s'écoulent dans le réseau.

La figure suivante présente les variables d'intérêts qui interviennent le plus souvent dans une analyse d'écoulement de puissance.

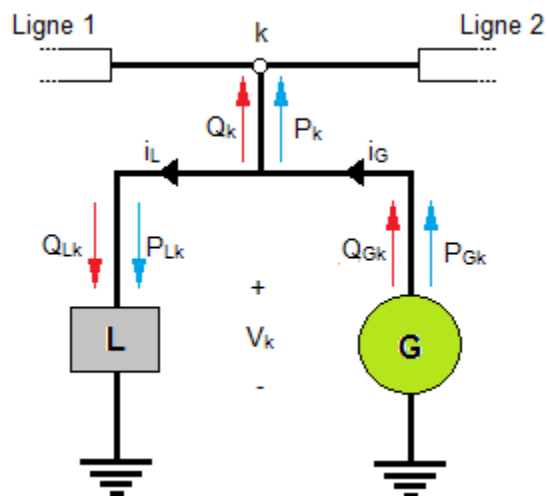


Figure 2.1: Variables d'intérêt pour l'écoulement de puissance

La Figure 2.1 présente un nœud sur lequel sont connectés deux lignes, une charge (L), une génératrice (G) et deux lignes. Les données disponibles ici sont utilisées comme données d'entrée dans l'analyse d'écoulement de puissance.

Les données de la charge sont généralement :

- La tension nominale.
- La puissance nominale exprimée en fonction de puissance active et puissance réactive.
- Bien que le modèle le plus fréquemment considéré soit à puissance constante, certaines analyses requièrent un modèle de charge différent (impédance constante, ou courant constant) pour être plus fidèles à la réalité.

Les données usuelles de la génératrice pour une analyse d'écoulement de puissance sont :

- La puissance nominale exprimée habituellement en fonction de la puissance active et facteur de puissance.
- Le mode d'opération qui détermine le comportement de l'appareil en cours d'opération.
- La tension nominale.

2.1.2 Discussion sommaire sur les algorithmes de répartition de puissance

Les algorithmes courants, utilisés pour effectuer des analyses d'écoulement de puissance, sont sujets à plusieurs limitations. Ces limitations sont souvent liées à la configuration, à la complexité et au déséquilibre des réseaux étudiés. De ce fait, on peut trouver plusieurs articles et autres documents scientifiques qui proposent des solutions qui améliorent ces algorithmes. Cependant, ces améliorations se font le plus souvent au cas par cas et en fonction d'une limitation précise.

L'algorithme du «Backward/Forward sweep» par exemple, qui est très utilisé dans le domaine du fait de ses performances et de sa simplicité, a des grandes difficultés à résoudre des réseaux bouclés.[2]

L'idée de ce projet est de prendre l'approche MANA qui est considérée la plus générale ici, et d'ajouter des modèles pour traiter des régulateurs de tension et des prises de transformateur d'une façon automatisée et générale.

2.2 Résolution des systèmes d'équations par l'algorithme de Newton

L'algorithme de Newton est un algorithme itératif, utilisé en analyse numérique, pour résoudre des équations ou systèmes d'équations non linéaires.

2.2.1 Principe

Le principe de cet algorithme est de chercher des approximations successives de la solution d'une équation non linéaire. Cette approximation devient plus précise à chaque itération, lorsque l'algorithme converge. En général lorsque l'algorithme converge la convergence est quadratique; c'est-à-dire à chaque nouvelle approximation, le nombre de chiffres significatifs exacts double. Cet aspect rend cette méthode efficace et intéressante pour résoudre de grands systèmes d'équations non linéaires.

2.2.2 Algorithme

Dans cette section, le processus de résolution (par l'algorithme de Newton) d'une équation non linéaire à une variable sera présenté. Le même processus peut par la suite être étendu au système d'équations non linéaires.

Soit f une fonction non linéaire. L'équation à résoudre est :

$$f(x) = y \quad (2.1)$$

Pour résoudre cette équation à l'aide de l'algorithme de Newton les conditions suivantes doivent être remplies :

- Une solution initiale x_0 doit être connue. x_0 doit idéalement être choisie suffisamment proche de la solution réelle.
- La fonction f doit être définie et dérivable en x_0 .

L'approximation utilisée dans l'algorithme de Newton est le développement en série de Taylor d'ordre 1. Ainsi on obtient :

$$f(x) \approx f(x_0) + f'(x_0)(x - x_0) \quad (2.2)$$

Lorsque ces conditions sont réunies, on déduit de (2.1) et (2.2) les équations suivantes :

$$y \approx f(x_0) + f'(x_0)(x - x_0) \Leftrightarrow y - f(x_0) \approx f'(x_0)(x - x_0) \quad (2.3)$$

D'où :

$$f'(x_0) \cdot \Delta x \approx y - f(x_0) \quad (2.4)$$

L'équation (2.4) est résolue pour trouver Δx qui représente la correction entre la solution et l'approximation. La solution de l'équation non linéaire est donc :

$$x_1 = x_0 + \Delta x \quad (2.5)$$

L'équation (2.4) étant une approximation, cela fait de Δx une correction apportée à x_0 . Le résultat x_1 est donc une approximation plus proche de la solution que x_0 . Ainsi, pour se rapprocher de la solution, le même procédé est répété en remplaçant x_0 par x_1 dans les équations (2.4) et (2.5) d'où l'aspect itératif de l'algorithme. Ces itérations sont répétées jusqu'à l'obtention d'une approximation dont la précision est satisfaisante, en d'autres termes jusqu'à ce que la différence entre y et $f(x)$ est inférieure à une tolérance spécifiée. On dit alors que l'algorithme a convergé.

2.2.3 Application sur les systèmes d'équations

Comme mentionné plus tôt, cet algorithme peut être utilisé pour résoudre des systèmes d'équations non linéaires. Dans ce cas, la solution \mathbf{x} devient un vecteur de solution. La dérivée doit être effectuée sur chaque équation du système en fonction de chacune des variables du vecteur de solution; en d'autres termes, la dérivée devient une Jacobienne.

L'équation (2.4) devient :

$$\mathbf{J}^k \cdot \Delta \mathbf{x} = -\mathbf{f}(\mathbf{x}^k) \quad (2.6)$$

Dans l'équation (2.6) \mathbf{J} est la Jacobienne du système d'équation à résoudre, k est le compteur d'itération et $\Delta \mathbf{x}$ est le vecteur de correction obtenu à chaque itération.

Le vecteur solution \mathbf{x} est ainsi mise à jour à chaque itération :

$$\mathbf{x}^{k+1} = \mathbf{x}^k + \Delta \mathbf{x}^k \quad (2.7)$$

2.3 L'analyse nodale modifiée augmentée (MANA)

2.3.1 Origines : l'analyse nodale

L'analyse nodale est une méthode utilisée pour analyser les circuits et réseaux électriques. Elle est basée sur la loi de Kirchhoff appliquée aux courants — plus connu sous le nom de la loi des nœuds — et dont l'énoncé est le suivant :

Dans un réseau électrique en régime continu, la somme algébrique des courants aboutissant à un nœud est nulle. En régime alternatif, ces lois demeurent valides du moment que les courants sont exprimés en complexes.

Lors de l'analyse d'un réseau, cette loi est appliquée à tous les nœuds du réseau en question. Ce qui aboutit à un système d'équations souvent exprimé sous la forme matricielle suivante :

$$\mathbf{Y}_n \cdot \mathbf{V}_n = \mathbf{I}_n \quad (2.8)$$

Où :

\mathbf{Y}_n : matrice des admittances

\mathbf{V}_n : vecteurs des tensions inconnues

\mathbf{I}_n : vecteurs des courants connus

On remarque qu'il s'agit d'une reformulation de la loi d'Ohm; l'inconnue étant ici l'ensemble des tensions aux nœuds du réseau. La résolution de ce système d'équations permet de déterminer les tensions aux nœuds connaissant les courants injectés (introduits dans \mathbf{I}_n) et les admittances du réseau (introduits dans \mathbf{Y}_n).

Lorsqu'elle est utilisée pour implémenter une analyse de répartition de puissance, cette formulation présente certaines limitations. Pour représenter une source de tension dans l'analyse nodale, celle-ci doit être convertie en un équivalent de Norton (source de courant en parallèle avec une impédance). Cette conversion, qui est du moins approximative, représente une limitation, car ne permettant pas de modéliser les sources de tension non mises à la terre. Les inconvénients de cette méthode sont présentés plus en détails dans [9]

2.3.2 Évolution I : l'analyse nodale modifiée augmentée (MANA)

Afin d'utiliser pleinement les avantages de l'analyse nodale, une nouvelle approche a été adoptée. Cette nouvelle approche consiste à réutiliser la matrice d'admittance \mathbf{Y}_n et à augmenter sa taille en insérant de nouvelles sous-matrices qui permettent de pallier aux inconvénients inhérents à l'analyse nodale classique. L'expression symbolique de la matrice résultante est la suivante [1, 8, 9]:

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_n & \mathbf{V}_c & \mathbf{D}_c & \mathbf{S}_c \\ \mathbf{V}_r & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{D}_r & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{S}_r & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{S}_d \end{bmatrix}}_{MANA} \cdot \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{V}_n \\ \mathbf{I}_V \\ \mathbf{I}_D \\ \mathbf{I}_S \end{bmatrix}}_X = \underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{I}_n \\ \mathbf{V}_s \\ \mathbf{0} \\ \mathbf{0} \end{bmatrix}}_b \quad (2.9)$$

Où :

- \mathbf{V}_n : vecteur des tensions
- \mathbf{I}_V : vecteur des courants de sources
- \mathbf{I}_D : vecteur des courants des branches dépendantes
- \mathbf{I}_S : vecteur des courants des switch idéaux
- \mathbf{I}_n : vecteur des injections de courants
- \mathbf{V}_s : vecteur des sources de tensions

Chacun des éléments de la matrice MANA est présenté dans la partie « Descriptions des sous-matrices ».

Cette nouvelle expression de l'analyse nodale, présentée dans [8, 9] est connue sous le nom d'« Analyse Nodale Modifiée Augmentée » de l'expression en anglais : « Modified Augmented Nodal Analysis » d'où l'acronyme MANA.

Le système d'équations présenté en (2.9) est plus souvent exprimé sous la forme générique suivante :

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} = \mathbf{b} \quad (2.10)$$

Où

- A** : matrice nodale modifiée augmentée
x : vecteurs des tensions et courants inconnus
b : vecteurs des courants et tensions connus

Description des sous-matrices

Matrice \mathbf{Y}_n : Généralement appelée matrice des admittances, elle demeure inchangée par rapport à l'analyse nodale classique. Elle contient l'ensemble des admittances (l'inverse algébrique des impédances) du réseau. \mathbf{Y}_n est construite par bloc selon la configuration suivante :

$$\mathbf{Y}_n = \begin{bmatrix} & & k & m & & \\ & & \vdots & \vdots & & \\ k & \cdots & Y & -Y & \cdots & \\ m & \cdots & -Y & Y & \cdots & \\ & & \vdots & \vdots & & \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

Impédance série entre k et m

Où \mathbf{Y} représente l'admittance connectée en série entre les nœuds k et m. Les nœuds k et m pouvant être triphasés, biphasés ou monophasé, \mathbf{Y} peut donc être soit une matrice 3 par 3, une matrice 2 par 2 ou une matrice 1 par 1 (respectivement). Lorsque deux ou plusieurs éléments ont la même position dans \mathbf{Y}_n , la somme algébrique de ces éléments sera retrouvée à cette position.

Les admittances shunt sont introduites dans la matrice \mathbf{Y}_n selon la même logique. Cependant, selon la configuration de l'admittance, les considérations suivantes sont prises en compte. Pour les matrices suivantes on considèrera \mathbf{Y} comme une matrice 1 par 1.

En configuration étoile ayant le neutre mis à la terre, le nœud m n'existant pas, l'admittance shunt est introduite dans \mathbf{Y}_n comme suit :

$$\mathbf{Y}_n = \begin{bmatrix} & & k_x & & \\ & & \vdots & & \\ k_x & \cdots & Y & \cdots & \\ & & \vdots & & \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Impédance shunt au nœud k

En configuration étoile mis (avec un neutre non mis à la terre), la tension du neutre n'est pas nécessairement nulle. Dans ce cas, on obtient :

$$\mathbf{Y}_n = \begin{bmatrix} & & k_x & n & & \\ & & \vdots & \vdots & & \\ k_x & \cdots & Y & -Y & \cdots & \\ n & \cdots & -Y & Y & \cdots & \\ & & \vdots & \vdots & & \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

Impédance entre k et n

En configuration Delta, l'impédance est connectée entre deux phases du même nœud. Ainsi on obtient :

$$\mathbf{Y}_n = \begin{bmatrix} & & & & & \\ & & k_x & k_y & & \\ & & \vdots & \vdots & & \\ k_x & \cdots & Y & -Y & \cdots & \\ k_y & \cdots & -Y & Y & \cdots & \\ & & \vdots & \vdots & & \end{bmatrix} \quad (2.14)$$

Impédance entre les phases x et y

Où

- k : index du nœud où l'impédance est connectée
- x : peut être n'importe quelle phase
- y : peut être n'importe quelle autre phase différente de x .

La matrice \mathbf{Y}_n permet de modéliser les équipements ayant des impédances constantes telles que les lignes et câbles, les charges à impédance constantes, les impédances des transformateurs...

Matrices \mathbf{V}_{adj} et \mathbf{V}_{adj}^t : Les matrices \mathbf{V}_{adj} et \mathbf{V}_{adj}^t (rangée et colonne respectivement) permettent de modéliser les sources de tension. Sa particularité est qu'elle permet de modéliser des sources de tension connectée entre deux nœuds – ce qui n'était pas possible avec l'analyse nodale classique. Ces matrices sont construites à partir des équations suivantes (2.15)

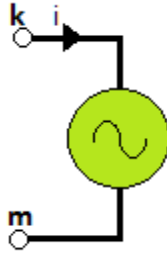


Figure 2.2 : Représentation d'une source de tension idéale

$$\mathbf{V}_k - \mathbf{V}_m = \mathbf{f}_v = \mathbf{V}_s \quad (2.15)$$

Où :

\mathbf{V}_k : la tension au nœud k

\mathbf{V}_m : la tension au nœud m

\mathbf{V}_s : la tension d'opération de la source.

Matrices \mathbf{D}_{bdepr} et \mathbf{D}_{bdepc} : Elles permettent de modéliser les transformateurs idéaux. Leur formulation est basée sur l'équation (2.16).

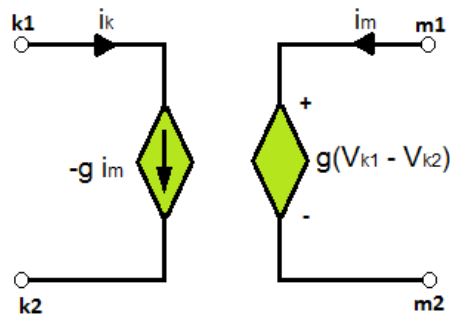


Figure 2.3: Représentation d'un transformateur idéal

$$\mathbf{V}_{k1} - \mathbf{V}_{k2} - g \cdot (\mathbf{V}_{m1} - \mathbf{V}_{m2}) = 0 \quad (2.16)$$

Où :

\mathbf{V}_{k1} : la tension au nœud k1

\mathbf{V}_{k2} : la tension au nœud k2

V_{m1} : la tension au nœud m1
 V_{m2} : la tension au nœud m2
 g : le ratio de transformation du transformateur

La matrice D_{bdepr} est directement déduite de l'équation (2.16) et permet de considérer les équations relatives aux tensions aux bornes de l'appareil modélisé.

La matrice D_{bdepc} sert à introduire les courants entrants et sortants de l'appareil modélisé.

Matrice S_r et S_c : Les matrices S_r et S_c constituent la matrice des interrupteurs idéaux fermée. Elles permettent de modéliser entre autres les équipements de protection. Elles sont basées sur l'équation suivante (2.17)

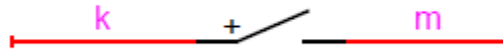


Figure 2.4 : Représentation d'une switch idéale

$$V_k - V_m = f_s = 0 \quad (2.17)$$

Où :

V_k : la tension au nœud k
 V_m : la tension au nœud m

S_{adj} et S_{adj}^t ont des fonctions similaires à D_{bdepr} et D_{bdepc} (respectivement) dans la matrice. S_{adj} permet d'établir l'équation des tensions, alors que S_{adj}^t permet de considérer le courant qui traverse l'interrupteur.

Avantages de la formulation

La formulation MANA permet de modéliser des équipements tels que les sources dépendantes, les appareils de protection ainsi que les régulateurs et les transformateurs de façon plus directe et intuitive. Tous ces équipements qui étaient auparavant pris en compte à travers l'algorithme de résolution sont directement intégrés à la matrice. D'autre part, cette approche n'est pas limitée par le nombre de phases présent dans le réseau étudié; ce qui représente une caractéristique intéressante dans le cadre de l'étude des réseaux. En résumé, la formulation MANA rend l'implémentation de l'analyse de répartition de puissance plus facile tout en permettant une modélisation, plus générale et intuitive, d'un grand nombre d'équipements.

Limitations de la formulation

Du point de vue de la modélisation des réseaux pour résoudre une analyse de répartition de puissance, la formulation MANA ne présente aucune limitation connue à ce jour.

Cependant, la performance de cette approche est grandement affectée par les équipements dont les modèles sont non linéaires. Ainsi une modélisation différente de certains équipements, couplés avec un algorithme de résolution plus rapide, peut permettre une amélioration considérable au niveau des performances lors de la résolution de l'analyse de répartition de puissance. Cet aspect est démontré dans [8] et une solution efficace permettant une intégration des modèles non linéaires y est présentée.

2.3.3 Évolution II : utilisation de MANA comme une Jacobienne

La formulation de MANA, telle que présentée dans [2, 8, 9] est la suivante

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_n & \mathbf{V}_{adj}^t & \mathbf{D}_{br}^t & \mathbf{S}_{adj}^t & \mathbf{A}_{IL} & \mathbf{A}_{IG} & \mathbf{0} \\ \mathbf{V}_{adj} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{D}_{br} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{S}_{adj} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{S}_d & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{C}_{LPQ} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{D}_{LPQ} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{Y}_{GI} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{B}_{GI} & \mathbf{Y}_{GE} \\ \mathbf{C}_{GPQ} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{D}_{GPQ} & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_{PV} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_{SL} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \end{bmatrix}}_{\mathbf{J}}^{(j)} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_n \\ \Delta \mathbf{I}_V \\ \Delta \mathbf{I}_D \\ \Delta \mathbf{I}_{SW} \\ \Delta \mathbf{I}_L \\ \Delta \mathbf{I}_G \\ \Delta \mathbf{E}_G \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{f}_n \\ \mathbf{f}_x \\ \mathbf{f}_L \\ \mathbf{f}_{GI} \\ \mathbf{f}_{GPQ} \\ \mathbf{f}_{GPV} \\ \mathbf{f}_{GSL} \end{bmatrix}^{(j)} \quad (2.18)$$

Cette expression générique comporte plusieurs sous-matrices qui permettent de modéliser des contraintes multiphasées.

Construction de la Jacobienne

La matrice \mathbf{J} est considérée comme une Jacobienne par sa constitution. En effet, tel que présenté dans [8], les éléments qui constituent la matrice \mathbf{J} sont exprimés sous la forme de coordonnées rectangulaire.[2] Ainsi, il est possible de démontrer que chaque élément de la matrice \mathbf{J} est une dérivée partielle par rapport à une variable.

La première rangée de \mathbf{J} est constituée de sous-matrices liées aux équations de KCL. Chaque élément représente donc la dérivée partielle de l'équation de KCL à un nœud.

Par exemple, considérons le réseau à 4 nœuds suivant :

Au nœud de la source, l'équation du KCL est la suivante :

$$-I_s = \frac{V_1 - V_2}{Z_{11}} \Leftrightarrow -I_s = V_1 \cdot Y_{11} - V_2 \cdot Y_{11} \quad (2.19)$$

On en déduit la fonction f_1 :

$$f_1 = V_1 \cdot Y_{11} - V_2 \cdot Y_{11} + 1 \cdot I_s = 0 \quad (2.20)$$

Les variables d'état sont ici les inconnus; il s'agit des tensions V_1, V_2 et du courant de source I_s .

Il est important de souligner ici que les tensions V_1, V_2 ainsi que le courant de source I_s sont des « phaseurs ». Dans le but de calculer les dérivées partielles de façon analytique, il est nécessaire d'exprimer ces variables à l'aide de leurs coordonnées rectangulaires. De ce fait, l'équation (2.20) devient :

$$f_1 = (V_{1R} + jV_{1I}) \cdot (Y_{11R} + jY_{11I}) - (V_{2R} + jV_{2I}) \cdot (Y_{11R} + jY_{11I}) + 1 \cdot (I_{sR} + jI_{sI}) = 0 \quad (2.21)$$

Ou encore,

$$\begin{aligned} f_{1R} &= (V_{1R} \cdot Y_{11R} - V_{1I} Y_{11I}) - (V_{2R} \cdot Y_{11R} - V_{2I} \cdot Y_{11I}) + 1 \cdot I_{sR} = 0 \\ f_{1I} &= (V_{1R} \cdot Y_{11I} + V_{1I} Y_{11R}) - (V_{2R} \cdot Y_{11I} + V_{2I} \cdot Y_{11R}) + 1 \cdot I_{sI} = 0 \end{aligned} \quad (2.22)$$

Dans ces expressions ainsi que dans toute celle de ce document, les indices R et I indiquent (respectivement) les parties réelles et imaginaires de la valeur complexe.[2]

Ainsi les dérivées partielles par rapport aux variables d'état sont :

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_{1R}}{\partial V_{1R}} &= Y_{11R}, & \frac{\partial f_{1R}}{\partial V_{2R}} &= -Y_{11R}, & \frac{\partial f_{1R}}{\partial I_{sR}} &= 1 \\ \frac{\partial f_{1R}}{\partial V_{1I}} &= -Y_{11I}, & \frac{\partial f_{1R}}{\partial V_{2I}} &= Y_{11I}, & \frac{\partial f_{1R}}{\partial I_{sI}} &= 0 \end{aligned} \quad (2.23)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_{1I}}{\partial V_{1R}} &= Y_{11I}, & \frac{\partial f_{1I}}{\partial V_{2R}} &= -Y_{11I}, & \frac{\partial f_{1I}}{\partial I_{sR}} &= 0 \\ \frac{\partial f_{1I}}{\partial V_{1I}} &= Y_{11R}, & \frac{\partial f_{1I}}{\partial V_{2I}} &= -Y_{11R}, & \frac{\partial f_{1I}}{\partial I_{sI}} &= 1 \end{aligned} \quad (2.24)$$

Considérons maintenant l'équation du KCL au nœud primaire du transformateur :

$$\frac{-V_1 + V_2}{Z_{11}} = gI_D \Leftrightarrow -V_1 \cdot Y_{11} + V_2 \cdot Y_{11} = gI_D \quad (2.25)$$

Appelons f_2 la fonction qui en découle :

$$f_2 = -V_1 \cdot Y_{11} + V_2 \cdot Y_{11} - gI_D = 0 \quad (2.26)$$

Les variables d'intérêts ici sont les tensions V_1, V_2 et le courant au secondaire du transformateur I_D . Pour les mêmes raisons que précédemment, ces variables seront exprimées à l'aide de leurs coordonnées rectangulaires :

$$\begin{aligned} f_{2R} &= -(V_{1R} \cdot Y_{11R} - V_{1I} Y_{11I}) + (V_{2R} \cdot Y_{11R} - V_{2I} \cdot Y_{11I}) - g \cdot I_{DR} = 0 \\ f_{2I} &= -(V_{1R} \cdot Y_{11I} + V_{1I} Y_{11R}) + (V_{2R} \cdot Y_{11I} + V_{2I} \cdot Y_{11R}) - g \cdot I_{DI} = 0 \end{aligned} \quad (2.27)$$

Dans ces expressions ainsi que dans toute celle de ce document, les indices R et I indiquent (respectivement) les parties réelles et imaginaires de la valeur complexe.

Les dérivées partielles obtenues sont donc :

$$\frac{\partial f_{2R}}{\partial V_{1R}} = Y_{11R}, \quad \frac{\partial f_{2R}}{\partial V_{2R}} = -Y_{11R}, \quad \frac{\partial f_{2R}}{\partial I_{DR}} = -g \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial f_{2R}}{\partial V_{1I}} = -Y_{11I}, \quad \frac{\partial f_{2R}}{\partial V_{2I}} = Y_{11I}, \quad \frac{\partial f_{2R}}{\partial I_{DI}} = 0$$

$$\frac{\partial f_{2I}}{\partial V_{1R}} = Y_{11I}, \quad \frac{\partial f_{2I}}{\partial V_{2R}} = -Y_{11I}, \quad \frac{\partial f_{2I}}{\partial I_{DR}} = 0$$

$$\frac{\partial f_{2I}}{\partial V_{1I}} = Y_{11R}, \quad \frac{\partial f_{2I}}{\partial V_{2I}} = -Y_{11R}, \quad \frac{\partial f_{2I}}{\partial I_{DI}} = -g \quad (2.29)$$

On constate que les dérivées partielles obtenues aux équations (2.28) et (2.29) sont identiques aux éléments qui constituent la matrice MANA initiale présentée à la section 2.3.2. Il en va de même pour les transformateurs idéaux, les sources idéales et les switch idéaux. Or, par définition, une matrice Jacobienne est une matrice ordonnée qui contient l'ensemble des dérivées partielles du premier ordre d'une fonction vectorielle.

On peut en déduire que, lorsqu'elle est exprimée sous la forme de coordonnées rectangulaire, la matrice \mathbf{A} est bien une Jacobienne. Ainsi, il n'est pas nécessaire d'effectuer toutes les dérivées partielles, la matrice MANA initiale (\mathbf{A}) peut être réutilisée comme une sous matrice de la Jacobienne tel que présenté dans [8] :

$$A = \begin{bmatrix} Y_n & A_c \\ A_r & A_d \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Augmentation de la matrice

La formulation présentée dans [8] présentes de nouveaux éléments par rapport à la formulation précédente de MANA :

1. **A_{IL}** et **A_{IG}** : Ces sous-matrices modélisent les génératrices et les charges d'un réseau. La composition de ces matrices telle qu'expliquée dans [8] implique que toutes les charges et génératrices sont modélisées comme des injections de courant. Les courants étant des inconnues, leurs dérivées partielles vaudra 1 dans toutes les fonctions où ils seront présents. C'est pourquoi **A_{IL}** et **A_{IG}** contiennent que des 1. Ces deux sous matrices sont les seules sur la première rangée, car elles interviennent dans les équations KCL.
2. **Contraintes** : Toutes les autres matrices, ajoutées à A sous forme de rangée, représentent des équations de contraintes. Ces contraintes sont définies selon le comportement des divers équipements et appareils qui constituent le réseau étudié.

Les contraintes ajoutées sont :

- a. **Modèle PQ** : Certains appareils consomment ou génèrent des puissances constantes. Habituellement, les modèles de ces équipements sont non linéaires. Dans [8] ces équipements sont représentés comme des contraintes PQ à travers **C_{LPQ}** et **D_{LPQ}** pour les charges PQ et **C_{GPQ}** et **D_{GPQ}** pour les génératrices PQ. Ces matrices sont constituées des dérivées partielles permettant de linéariser le modèle PQ.
- b. **Modèle PV** : Les génératrices ayant un contrôle de tension sont généralement considérées comme des barres PV. Celles-ci sont modélisées dans [8] à travers la matrice **H_{PV}**. Cette matrice peut être adaptée pour imposer une contrainte sur la séquence positive.

Dans ce document, cette même approche sera utilisée pour ajouter de nouvelles équations de contraintes afin de modéliser les contrôles des changeurs de prises (LTC) et des régulateurs.

CHAPITRE 3 CONTRÔLE DES PRISES

Dans les réseaux de distribution, les appareils à prises, tels que les régulateurs et les transformateurs ou encore les autotransformateurs, sont généralement opérés de deux façons :

- À prise fixe : les prises sont réglées à une certaine position et y demeurent.
- À l'aide d'un contrôleur de prise : un appareil appelé changeur de prise (ou LTC – de l'anglais Load Tap Changer), modifie la position de la prise selon une consigne spécifiée.

La position des prises a un impact direct sur le ratio de transformation de l'équipement. De ce fait, lorsque l'équipement est opéré en prise fixe, le ratio de transformation reste constant. Il devient variable en présence d'un LTC.

Le modèle des transformateurs idéaux, utilisé avec l'approche MANA, a été présenté dans [8]. Cependant, dans ce modèle, le ratio de transformation est considéré comme une constante tout au long de la résolution d'un écoulement de puissance.

Dans ce chapitre, un moyen de prendre en charge les ratios de transformation variables est présenté. Cette méthode consiste à utiliser le modèle des transformateurs idéaux à ratio constant et à l'adapter pour modéliser le comportement des prises variables. Ceci est réalisé en augmentant la Jacobienne et en adaptant l'algorithme de résolution de Newton.

3.1 Description du modèle proposée

Pour expliquer l'approche générale de l'intégration des prises variables, rappelons l'idée initiale du modèle du transformateur idéal.

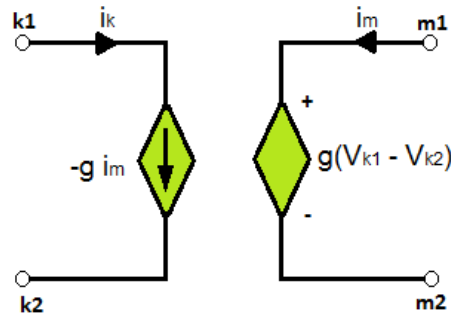


Figure 3.1: Représentation d'un transformateur idéal

Les équations qui définissent le modèle idéal d'un transformateur sont les suivantes :

$$\begin{aligned} f_D &= -gV_{k1} + gV_{k2} + V_{m1} - V_{m2} = 0 \\ I_{k1} &= -gI_D, \quad I_{k2} = -gI_D, \quad I_{m2} = I_D, \quad I_{m1} = -I_D \end{aligned} \quad (3.1)$$

Ces équations peuvent être réécrites sous à l'aide des coordonnées rectangulaires :

$$\begin{aligned} f_D &= -g(V_{k1R} + jV_{k1I}) + g(V_{k2R} + jV_{k2I}) + (V_{m1R} + jV_{m1I}) - (V_{m2R} + jV_{m2I}) = 0 \\ I_{k1} &= -g(I_{DR} + jI_{DI}), \quad I_{k2} = -g(I_{DR} + jI_{DI}), \\ I_{m2} &= (I_{DR} + jI_{DI}), \quad I_{m1} = -(I_{DR} + jI_{DI}) \end{aligned} \quad (3.2)$$

Pour intégrer ce modèle dans la Jacobienne, les dérivées partielles par rapport aux variables d'état doivent être évaluées. Dans cette approche, les variables d'état sont, les tensions $V_{k1}, V_{k2}, V_{m1}, V_{m2}$ que l'on retrouve aux quatre pôles du transformateur idéal, ainsi que le courant I_D au secondaire. L'évaluation des dérivées partielles donne les résultats suivants :

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_{DR}}{\partial V_{k1R}} = -g, \quad \frac{\partial f_{DR}}{\partial V_{k2R}} = g, \quad \frac{\partial f_{DR}}{\partial V_{m1R}} = 1, \quad \frac{\partial f_{DR}}{\partial V_{m2R}} = -1 \\ \frac{\partial I_{k1R}}{\partial I_{DR}} = -g, \quad \frac{\partial I_{k2R}}{\partial I_{DR}} = g, \quad \frac{\partial I_{m1R}}{\partial I_{DR}} = 1, \quad \frac{\partial I_{m2R}}{\partial I_{DR}} = -1 \end{aligned} \quad (3.3)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial f_{DI}}{\partial V_{k1I}} = -g, \quad \frac{\partial f_{DI}}{\partial V_{k2I}} = g, \quad \frac{\partial f_{DI}}{\partial V_{m1I}} = 1, \quad \frac{\partial f_{DI}}{\partial V_{m2I}} = -1 \\ \frac{\partial I_{k1I}}{\partial I_{DI}} = -g, \quad \frac{\partial I_{k2I}}{\partial I_{DI}} = g, \quad \frac{\partial I_{m1I}}{\partial I_{DI}} = 1, \quad \frac{\partial I_{m2I}}{\partial I_{DI}} = -1 \end{aligned} \quad (3.4)$$

Dans la même logique, l'approche proposée consiste à considérer le ratio de transformation g comme une variable à déterminer. Cette idée a été mentionnée dans [8] sans pour autant être exploitée. Elle consiste à insérer dans la Jacobienne les dérivées partielles par rapport au ratio de transformation. Une approche similaire a été présentée dans [12] pour l'estimation des prises grâce à une analyse l'estimateur d'état basé sur l'approche MANA.

Les dérivées partielles des équations (3.1) relativement au ratio de transformation sont les suivantes :

$$\frac{\partial f_D}{\partial g} = -V_{k1}^k + V_{k2}^k, \quad \frac{\partial I_{k1}}{\partial g} = -I_{Dx}^k, \quad \frac{\partial I_{k2}}{\partial g} = I_{Dx}^k \quad (3.5)$$

.

En résumé, les termes de la Jacobienne relatifs au ratio de transformation g , peuvent être obtenus de façon systématique en évaluant les dérivées partielles présentées à (3.3) et (3.5). Ces éléments sont par la suite insérés dans la Jacobienne selon les équations suivantes :

3.1.1 Équation de la contrainte de tension

$$\mathbf{G}_R^{(k)} \cdot \Delta \mathbf{V}_n = |V_{des}| - |V_D^{(k)}| = \mathbf{f}_g^{(k)} \quad (3.6)$$

Où :

V_{cible} : Tension du nœud contrôlé

V_{des} : Tension désirée

$\Delta \mathbf{V}_n$: Vecteur de correction des tensions

k : Compteur d'itération

La sous-matrice \mathbf{G}_R représente les dérivées partielles de la tension cible par rapport à la tension au nœud cible.

$$\mathbf{G}_R^{(k)} = \frac{\partial |V_{cible}^{(k)}|}{\partial \mathbf{V}_n} \quad (3.7)$$

3.1.2 Contribution aux équations de courants (KCL)

$$\mathbf{Y}_n^{(k)} \cdot \Delta \mathbf{V}_n + \mathbf{D}_c^{(k)} \cdot \Delta \mathbf{I}_D + \mathbf{G}_{CI}^{(k)} \cdot \Delta \mathbf{g} = \mathbf{f}_n^{(k)} \quad (3.8)$$

Où :

\mathbf{Y}_n : Impédance liée au transformateur idéal (s'il y'a lieu)

\mathbf{D}_c : Matrice colonne modélisant les branches dépendantes

$\Delta \mathbf{V}_n$: Vecteur de correction des tensions

$\Delta \mathbf{I}_D$: Vecteur de correction du courant des branches dépendantes

\mathbf{f}_n : Équations de courants à chaque nœud (KCL)

k : Compteur d'itération

La sous-matrice \mathbf{G}_{CI} représente les dérivées partielles de \mathbf{f}_n par rapport au ratio de transformation g .

$$\mathbf{G}_{CI}^{(k)} = \frac{\partial \mathbf{f}_n^{(k)}}{\partial g} \quad (3.9)$$

3.1.3 Contribution aux équations des branches dépendantes

$$\mathbf{D}_R^{(k)} \cdot \Delta \mathbf{V}_n + \mathbf{G}_{CV}^{(k)} \cdot \Delta \mathbf{g} = \mathbf{f}_D^{(k)} \quad (3.10)$$

Où :

\mathbf{Y}_n : Impédance liée au transformateur idéal (s'il y'a lieu)

\mathbf{D}_R : Matrice rangée modélisant les branches dépendantes

$\Delta \mathbf{V}_n$: Vecteur de correction des tensions

$\Delta \mathbf{I}_D$: Vecteur de correction du courant des branches dépendantes

\mathbf{f}_n : Équations de courants à chaque nœud (KCL)

k : Compteur d'itération

La sous-matrice \mathbf{G}_{CV} représente les dérivées partielles de \mathbf{f}_D par rapport au ratio de transformation g.

$$\mathbf{G}_{CV}^{(k)} = \frac{\partial \mathbf{f}_D^{(k)}}{\partial g} \quad (3.11)$$

L'expression symbolique de la Jacobienne devient donc :

$$\underbrace{\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_n & \mathbf{V}_{adj}^t & \mathbf{D}_{br}^t & \mathbf{S}_{adj}^t & \mathbf{A}_{IL} & \mathbf{A}_{IG} & \mathbf{0} & \mathbf{G}_{CI} \\ \mathbf{V}_{adj} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{D}_{br} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{G}_{CV} \\ \mathbf{S}_{adj} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{S}_d & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{C}_{LPQ} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{D}_{LPQ} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{Y}_{GI} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{B}_{GI} & \mathbf{Y}_{GE} & \mathbf{0} \\ \mathbf{C}_{GPQ} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{D}_{GPQ} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_{PV} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{H}_{SL} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} \\ \mathbf{G}_R & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \mathbf{G}_D \end{bmatrix}}_j^{(j)} \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{V}_n \\ \Delta \mathbf{I}_V \\ \Delta \mathbf{I}_D \\ \Delta \mathbf{I}_{SW} \\ \Delta \mathbf{I}_L \\ \Delta \mathbf{I}_G \\ \Delta \mathbf{E}_G \\ \Delta g \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \mathbf{f}_n \\ \mathbf{f}_V \\ \mathbf{f}_D \\ \mathbf{f}_S \\ \mathbf{f}_{LPQ} \\ \mathbf{f}_{GI} \\ \mathbf{f}_{GPQ} \\ \mathbf{f}_{GPV} \\ \mathbf{f}_{GSL} \\ \mathbf{f}_g \end{bmatrix}^{(j)} \quad (3.12)$$

Où :

\mathbf{G}_R : vecteur des dérivées partielles de \mathbf{f}_g par rapport à l'amplitude de la tension cible

\mathbf{G}_{CI} : vecteur des dérivées partielles de \mathbf{f}_n par rapport à g

\mathbf{G}_{CV} : vecteur des dérivées partielles de \mathbf{f}_D par rapport à g

\mathbf{G}_D : utilisée uniquement lorsqu'une prise entière doit être considérée (sinon elle est nulle).

\mathbf{f}_g : erreur entre la tension cible et la tension à l'itération j.

Dans la suite de ce document, la matrice \mathbf{Gc} sera mentionnée pour désigner \mathbf{G}_{CV} et \mathbf{G}_{CI} .

Exemple 1 : Modélisation d'un régulateur triphasé Delta

Énoncé : Soit un régulateur triphasé en configuration delta avec retard de phase. Les ratios de transformation de chaque phase sont g_a , g_b , g_c . Le régulateur est connecté entre les nœuds triphasés k et m.

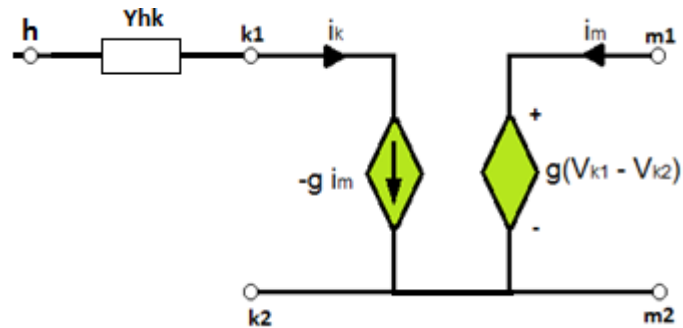


Figure 3.2 : Représentation sommaire du circuit de l'exemple (phase A)

Nomenclature :

- q_x : Index général qui s'incrémente à chaque nouvelle ligne ou colonne ajoutée à **J**.
- k_x : Index se référant au nœud k, phase x.
- m_x : Index se référant au nœud m, phase x.
- d_x : Index se référant aux lignes de la matrice D_r du régulateur, sur la phase x.
- $I_{D_x}^k$: Courant au secondaire du régulateur, sur la phase x, à l'itération k.
- $V_{k_x}^k$: Tension au nœud k du régulateur, sur la phase x, à l'itération k.
- $V_{m_x}^k$: Tension au nœud m du régulateur, sur la phase x, à l'itération k.

Les matrices qui représentent cet équipement dans MANA sont les suivantes :

$$D_c^k = \begin{bmatrix} d_a & d_b & d_c \\ k_a & -g_a^k & 0 & 0 \\ k_b & 0 & -g_b^k & 0 \\ k_c & 0 & 0 & -g_c^k \\ m_a & 1 & 0 & g_c^k - 1 \\ m_b & g_a^k - 1 & 1 & 0 \\ m_c & 0 & g_b^k - 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$D_r^k = \begin{bmatrix} k_a & k_b & k_c & m_a & m_b & m_c \\ d_a & -g_a^k & 0 & 0 & 1 & g_a^k - 1 & 0 \\ d_b & 0 & -g_b^k & 0 & 0 & 1 & g_b^k - 1 \\ d_c & 0 & 0 & -g_c^k & g_c^k - 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

La matrice \mathbf{D}_c représente les injections de courant liées au régulateur. Ces courants sont pris en compte dans MANA à travers le système d'équations \mathbf{f}_n . La matrice \mathbf{D}_r représente les équations des branches dépendantes caractérisant les transformateurs idéaux. Ceux-ci sont pris en compte à travers le système d'équations \mathbf{f}_D . À partir de \mathbf{f}_n et \mathbf{f}_D on déduit les matrices \mathbf{G}_{CI} \mathbf{G}_{CV} (respectivement) du régulateur à l'itération k qui contient les dérivées partielles de \mathbf{f}_n et \mathbf{f}_D par rapport aux ratios de transformation g_a, g_b, g_c .

$$G_c^k = \begin{bmatrix} q_a & q_b & q_c \\ k_a & -I_{Da}^k & 0 & 0 \\ k_b & 0 & -I_{Db}^k & 0 \\ k_c & 0 & 0 & -I_{Dc}^k \\ m_a & 0 & 0 & I_{Dc}^k \\ m_b & I_{Da}^k & 0 & 0 \\ m_c & 0 & I_{Db}^k & 0 \\ d_a & -V_{ka}^k + V_{mb}^k & 0 & 0 \\ d_b & 0 & -V_{kb}^k + V_{mc}^k & 0 \\ d_c & 0 & 0 & -V_{kc}^k + V_{ma}^k \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

Les éléments de la matrice \mathbf{G}_c (constituée de \mathbf{G}_{cI} et \mathbf{G}_{cV}) seront ainsi vis-à-vis des variations des ratios de transformation Δg_a , Δg_b , Δg_c qui se retrouvent dans le vecteur $\Delta \mathbf{x}$ aux positions q_a , q_b et q_c . Cette matrice permet ainsi de corriger les valeurs des ratios g_a , g_b et g_c à chaque itération.

Ces matrices peuvent être réécrites sous la forme de système d'équations comme suit :

$$\mathbf{Y}_n^{(k)} \cdot \Delta \mathbf{V}_n + \mathbf{D}_c^{(k)} \cdot \Delta \mathbf{I}_D + \mathbf{G}_{cI}^{(k)} \cdot \Delta \mathbf{g} = \mathbf{f}_n^{(k)} \quad (3.16)$$

Plus précisément, on obtient pour la phase A :

$$f_{kaR}^{(k)} - (Y_{hkR} \cdot \Delta V_{haR} - Y_{hkl} \cdot \Delta V_{hal}) - (Y_{hkR} \cdot \Delta V_{kaR} - Y_{hkl} \cdot \Delta V_{kal}) + g_a^{(k)} \cdot \Delta I_{DaR} + I_{DaR}^{(k)} \cdot \Delta g_a = 0 \quad (3.17)$$

$$f_{maR}^{(k)} - 1 \cdot \Delta I_{DaR} - (g_c^{(k)} - 1) \cdot \Delta I_{DcR} - I_{DcR}^{(k)} \cdot \Delta g_c = 0 \quad (3.18)$$

Les équations pour les phases B et C sont construites de façon similaire.

■

3.2 Modélisation des paramètres de contrôle

3.2.1 La consigne

La consigne représente la valeur de la tension désirée à un certain nœud ou bus du réseau. Dans les réseaux de distribution, la consigne est souvent exprimée selon une base de 120V ou 100 %.

L'idée générale de la gestion de la consigne consiste à faire varier l'amplitude de la tension d'un nœud, de sa valeur actuelle à la valeur désirée. Ceci revient donc à résoudre l'équation :

$$\mathbf{f}_g := |V_{des}| - |V_D^k| = 0 \quad (3.19)$$

Où :

V_D : la tension au nœud ciblé, à l'itération k.

V_{des} : la tension désirée.

L'équation (3.19) est donc une nouvelle équation non linéaire qui devra être considérée dans la Jacobienne. Pour ce faire, il est nécessaire d'évaluer les dérivées partielles de \mathbf{f}_g en fonction des variables d'intérêt qui sont : \mathbf{V}_R^k et \mathbf{V}_I^k au nœud ciblé.

Ainsi on a :

$$|V_D^k| = |V_D^k + j \cdot V_D^k| \quad (3.20)$$

$$\frac{\partial |V_D|}{\partial V_R} = \frac{\text{Re}(V_R^k)}{|V_D^k|}, \quad \frac{\partial |V_D|}{\partial V_I} = \frac{\text{Im}(V_D^k)}{|V_D^k|} \quad (3.21)$$

On obtient donc l'équation :

$$\frac{\partial |V_D|}{\partial V_R} \cdot \Delta V_R^k + \frac{\partial |V_D|}{\partial V_I} \cdot \Delta V_I^k = \Delta y^k = |V_{des}| - |V_D^k| \quad (3.22)$$

Les éléments ainsi obtenus sont par la suite introduits dans la Jacobienne et forment la matrice rangée nommée \mathbf{G}_R .

Exemple 2 : Modélisation d'un régulateur triphasé Delta (suite)

Énoncé : Le régulateur doit être opéré de telle sorte que la tension à son nœud terminal (le nœud m) soit égale aux tensions désirées spécifiées par phase dans la consigne.

Consigne : $V_{des_a} = 126V$, $V_{des_b} = 120V$, $V_{des_c} = 114V$.

Dans un tel cas, il est nécessaire de contrôler les phases de façon indépendante.

Pour un tel régulateur, l'équation (3.22) est exprimée sous la forme matricielle suivante :

$$G_R^k = \begin{bmatrix} q_a & m_{aR} & m_{bR} & m_{cR} & m_{aI} & m_{bI} & m_{cI} \\ \frac{V_{mabR}^k}{|V_{mab}^k|} & -\frac{V_{mabR}^k}{|V_{mab}^k|} & 0 & \frac{V_{mabI}^k}{|V_{mab}^k|} & -\frac{V_{mabI}^k}{|V_{mab}^k|} & 0 \\ q_b & 0 & \frac{V_{mbcR}^k}{|V_{mbc}^k|} & -\frac{V_{mbcR}^k}{|V_{mbc}^k|} & 0 & \frac{V_{mbcI}^k}{|V_{mbc}^k|} & -\frac{V_{mbcI}^k}{|V_{mbc}^k|} \\ q_c & -\frac{V_{mcaR}^k}{|V_{mca}^k|} & 0 & \frac{V_{mcaI}^k}{|V_{mca}^k|} & -\frac{V_{mcaI}^k}{|V_{mca}^k|} & \frac{V_{mcaI}^k}{|V_{mca}^k|} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

L'équation f_c est définie par :

$$f_c^k = |V_{des}| - |V_D^k| \quad (3.24)$$

$$V_{des} = \begin{bmatrix} V_{des_A} \\ V_{des_B} \\ V_{des_C} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{V_{nom} \cdot 126}{120} \\ \frac{V_{nom} \cdot 120}{120} \\ \frac{V_{nom} \cdot 114}{120} \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Les matrices G_R et \mathbf{fg} , ainsi que les matrices colonnes G_{CI} et G_{CV} présentées à l'équation 2.4, permettent de modéliser le comportement des prises variables du régulateur triphasé delta. ■

Les éléments G_{CI} , G_{CV} et G_R sont ajoutés à la Jacobienne respectivement sous forme de matrices colonnes et de rangée. La même démarche peut être réutilisée pour toutes les configurations de

transformateur, autotransformateur et régulateurs. \mathbf{G}_{CI} , \mathbf{G}_{CV} et \mathbf{G}_R sont indépendants des variations d'angle dues à la connectivité (plus connu sous l'appellation phase shift).

3.2.2 Contrôles des nœuds éloignés (« RX Settings » et « Load Center »)

Contrôler des nœuds éloignés consiste à faire varier une prise selon une mesure effectuée ailleurs que sur les bornes de l'appareil. Ce concept est plus utilisé dans les logiciels de simulation de réseaux électriques. Dans la pratique, la mesure est effectuée aux bornes de l'appareil et certains paramètres sont ajustés au niveau de l'appareil de mesure afin de prendre en compte la chute de tension existante entre les bornes de l'appareil et le nœud cible. Ces paramètres en question sont les paramètres RX (RX settings) qui définissent l'impédance équivalente entre l'appareil de régulation et le nœud cible. Le « load center » est un concept uniquement utilisé dans les logiciels. Son principal objectif est de déterminer les paramètres RX pour contrôler un nœud donné.

Le modèle proposé pour le contrôle des prises permet de prendre en compte ces deux concepts de façon simple. Pour ce faire, il suffit de modifier les éléments \mathbf{G}_R et \mathbf{f}_g comme suit. Les matrices \mathbf{G}_{CI} et \mathbf{G}_{CV} sont indépendantes du nœud contrôlé.

Contrôle avec les paramètres RX

Les paramètres RX sont constitués de quatre variables :

- Les paramètres R et X qui définissent la résistance et la réactance entre les bornes de l'appareil et le nœud cible. Ils sont habituellement exprimés en volt.
- Les paramètres CT et PT qui sont respectivement les ratios de transformation de courant et de tension

Il est nécessaire de convertir R et X en Ohms avant de les intégrer dans le modèle.

$$R = R_{volt} \cdot \frac{CT}{PT} \quad X = X_{volt} \cdot \frac{CT}{PT} \quad (3.26)$$

Pour prendre en compte les paramètres RX dans le modèle de contrôle des prises, la tension cible doit être modifiée en conséquence dans \mathbf{f}_g de la façon suivante :

$$|V_D^k| = |V_R^k + j \cdot V_I^k + (R + jX) \cdot I_D^k| \quad (3.27)$$

Les dérivées partielles constituant la Jacobienne sont donc :

$$\frac{\partial |V_{cible}|}{\partial V_R} = \frac{\text{Re}(V_D^k)}{|V_D^k|}, \quad \frac{\partial |V_{cible}|}{\partial V_I} = \frac{\text{Im}(V_D^k)}{|V_D^k|} \quad (3.28)$$

$$\frac{\partial |V_D|}{\partial I_R} = \frac{R \cdot \text{Re}(V_D^k) + X \cdot \text{Im}(V_D^k)}{|V_D^k|}, \quad \frac{\partial |V_D|}{\partial I_I} = \frac{R \cdot \text{Im}(V_D^k) + X \cdot \text{Re}(V_D^k)}{|V_D^k|} \quad (3.29)$$

Ces éléments sont introduits dans la Jacobienne à travers la matrice \mathbf{G}_R . De même, \mathbf{f}_g est évaluée avec la nouvelle expression de $|V_D^k|$ définie à l'équation(3.27).

Contrôle au nœud secondaire

Pour contrôler la tension au nœud terminal de l'appareil de régulation, il suffit d'adapter les mêmes équations que pour le contrôle avec paramètres RX. Cette adaptation consiste à remplacer les valeurs de R et X respectivement par la résistance et la réactance équivalente du transformateur; dans le cas d'un régulateur, ces valeurs ainsi que toutes les dérivées qui y sont rattachées sont ignorées.

Contrôle d'un centre de charge (Load Center)

Pour modéliser un contrôle en Load Center, la tension cible à considérer dans l'équation (3.24) sera la tension du nœud contrôlé. Cela a pour conséquence de changer la position symbolique de la dérivée partielle dans la matrice \mathbf{G}_R . De plus, les éléments de la matrice \mathbf{G}_R , présentés à l'équation (3.29) sont ignorés.

3.3 Prise en charge des contraintes physiques

3.3.1 Prises entières – Prises limites

À cette étape, le modèle proposé permet uniquement de déplacer les prises dont les valeurs ne sont pas entières. En d'autres termes, la valeur des ratios de transformation, déterminée au moyen du modèle proposé, ne correspond pas à une prise réelle. De plus, sur le terrain, les changeurs de prise sont sujets à une contrainte physique qui est le nombre maximal de prises sur l'appareil de régulation.

Les prises maximale et minimale ainsi que les prises entières peuvent être intégrées dans le processus de contrôle des prises variables en combinant l'utilisation des matrices \mathbf{G}_R , \mathbf{G}_D et \mathbf{G}_C avec l'algorithme de gestion des prises présenté à la Figure 4. Le concept de cet algorithme consiste à ajuster le ratio de transformation obtenu selon l'état du système à chaque itération. Les résultats des tests effectués pour ces cas seront discutés dans la section résultats.

3.3.2 Contrôle de plusieurs phases avec une prise unique

Les transformateurs triphasés sont habituellement dotés d'une seule prise. Celle-ci affecte généralement les trois phases de façon identique.

Pour prendre en compte une telle configuration, la modélisation du contrôle des prises doit être adaptée comme suit :

Matrice \mathbf{G}_C

$$\begin{array}{cc}
 \textit{Configuration } Y / Yg & \textit{Configuration } Delta \\
 \mathbf{G}_C^k = \begin{bmatrix} q \\ k_a & -I_{Da}^k \\ k_b & -I_{Db}^k \\ k_c & -I_{Dc}^k \\ o & I_{Da}^k + I_{Db}^k + I_{Dc}^k \\ p_a & -(V_{ka}^k - V_o^k) \\ p_b & -(V_{kb}^k - V_o^k) \\ p_c & -(V_{kc}^k - V_o^k) \end{bmatrix} & \mathbf{G}_C^k = \begin{bmatrix} q \\ k_a & -I_{Da}^k + I_{Db}^k \\ k_b & -I_{Db}^k + I_{Dc}^k \\ k_c & -I_{Dc}^k + I_{Da}^k \\ p_a & -(V_{ka}^k - V_{kb}^k) \\ p_b & -(V_{kb}^k - V_{kc}^k) \\ p_c & -(V_{kc}^k - V_{ka}^k) \end{bmatrix}
 \end{array} \quad (3.30)$$

Matrice \mathbf{G}_R et \mathbf{f}_c

La matrice \mathbf{G}_R et la fonction \mathbf{f}_c seront adaptées en fonction de l'expression de la tension cible. Celle-ci dépend du nombre de phases mesuré.

Dans le cas d'un contrôle basé sur la mesure de trois phases, l'expression de la tension cible devient la moyenne de la valeur absolue des 3phases :

$$V_D^k = \frac{|V_A^k| + |V_B^k| + |V_C^k|}{3} \quad (3.31)$$

Où :

V_D : la tension contrôlée au nœud cible

V_A : la tension sur la phase A du nœud cible

V_B : la tension sur la phase B du nœud cible

V_C : la tension sur la phase C du nœud cible

k : le compteur d'itération

3.3.3 Variation de l'impédance en fonction de la prise

L'impédance d'un transformateur est modélisée à l'aide de l'équation suivante :

$$Z_{equi} = \begin{bmatrix} Z_{spu} & Z_{mpu} & Z_{mpu} \\ Z_{mpu} & Z_{spu} & Z_{mpu} \\ Z_{mpu} & Z_{mpu} & Z_{spu} \end{bmatrix} \cdot Z_{base} \quad (3.32)$$

Où :

Z_{spu} : L'impédance self exprimée en pu

Z_{mpu} : L'impédance mutuelle exprimée en pu

Z_{base} : L'impédance de base du transformateur

Afin d'alléger les explications, nous supposons dans cette partie du document que l'impédance du transformateur est modélisée au secondaire du transformateur idéal. Dans ce cas de figure, Z_{base} est lié à la tension V_{base} au secondaire de l'appareil.

Or

$$g = \frac{V_{base_sec}}{V_{base_pri}} \quad (3.33)$$

Où :

V_{base_pri} : la tension de base au primaire du transformateur

V_{base_sec} : la tension de base au secondaire du transformateur

g : le ratio de transformation

Le changement de position de la prise sur les bobines du transformateur engendre ainsi une modification au niveau de l'impédance de l'appareil. Cependant, ce phénomène s'observe uniquement lorsque la prise est modélisée du même côté que l'impédance par rapport au transformateur idéal.

L'impédance du transformateur étant modélisé sous forme d'admittance dans la matrice Y_n , il devient nécessaire de mettre à jour la valeur de cette admittance à chaque itération lorsque la valeur du ratio de transformation change. Cela peut être réalisé à l'aide de l'équation suivante :

$$\mathbf{Y}_{nXFO}^{(k+1)} = \mathbf{Y}_{nXFO}^{(k)} + \Delta\mathbf{Y}_{XFO} \quad (3.34)$$

$$\Delta\mathbf{Y}_{XFO} = \mathbf{Y}_{nXFO}^k \cdot \left(\left(\frac{g^{(k)}}{g^{(k+1)}} \right)^2 - 1 \right) \quad (3.35)$$

Où :

k : le compteur d'itération

g : le ratio de transformation

\mathbf{Y}_{nXFO} : l'impédance du transformateur incluse dans la matrice \mathbf{Y}_n

$\Delta\mathbf{Y}_{XFO}$: la variation de l'impédance due au changement du ratio de transformation

Démonstration de l'équation (3.35)

Soit Z_{Ω} l'impédance d'un transformateur monophasé. Lorsque l'impédance est modélisée du côté secondaire, elle est calculée comme suit :

$$Z_{\Omega} = Z_{pu} \cdot \frac{(E_{SB})^2}{S_B} \quad (3.36)$$

Avec

$$E_{SB} = g \cdot E_{PB} \quad (3.37)$$

Où :

Z_{Ω} : l'impédance au secondaire exprimée en ohm

Z_{pu} : l'impédance du transformateur exprimée en pu

E_{SB} : la tension de base du côté secondaire

E_{PB} : la tension de base du côté primaire

g : le ratio de transformation

S_B : la puissance de base

À l'itération k :

$$Z_{\Omega}^k = Z_{pu} \cdot \frac{(E_{SB})^2}{S_B} = Z_{pu} \cdot \frac{(g^k \cdot E_{PB})^2}{S_B} \quad (3.38)$$

À l'itération k+1 :

$$Z_{\Omega}^{k+1} = Z_{pu} \cdot \frac{(E_{SB})^2}{S_B} = Z_{pu} \cdot \frac{(g^{k+1} \cdot E_{PB})^2}{S_B} \quad (3.39)$$

On en déduit :

$$\frac{Z_{\Omega}^{k+1}}{Z_{\Omega}^k} = \frac{\cancel{Z_{pu}} \cdot \frac{(g^{k+1} \cdot \cancel{E_{PB}})^2}{\cancel{S_B}}}{\cancel{Z_{pu}} \cdot \frac{(g^k \cdot \cancel{E_{PB}})^2}{\cancel{S_B}}} = \left(\frac{g^{k+1}}{g^k} \right)^2 \quad (3.40)$$

D'où :

$$Z_{\Omega}^{k+1} = \left(\frac{g^{k+1}}{g^k} \right)^2 \cdot Z_{\Omega}^k \Leftrightarrow Y_{\Omega}^{k+1} = \left(\frac{g^k}{g^{k+1}} \right)^2 \cdot Y_{\Omega}^k \quad (3.41)$$

Or :

$$Y_{\Omega}^{k+1} = Y_{\Omega}^k + \Delta Y_{\Omega} \quad (3.42)$$

Donc :

$$\Delta Y_{\Omega} = \left(\frac{g^k}{g^{k+1}} \right)^2 \cdot Y_{\Omega}^k - Y_{\Omega}^k \quad (3.43)$$

Ainsi on obtient la relation :

$$\Delta Y_{\Omega} = Y_{\Omega}^k \cdot \left(\left(\frac{g^k}{g^{k+1}} \right)^2 - 1 \right) \quad (3.44)$$

3.4 Algorithme

3.4.1 Algorithme général

Le diagramme fonctionnel de la Figure 3.3 présente l'algorithme d'écoulement de puissance en général. La Figure 3.4 présente la gestion des prises dans l'algorithme.

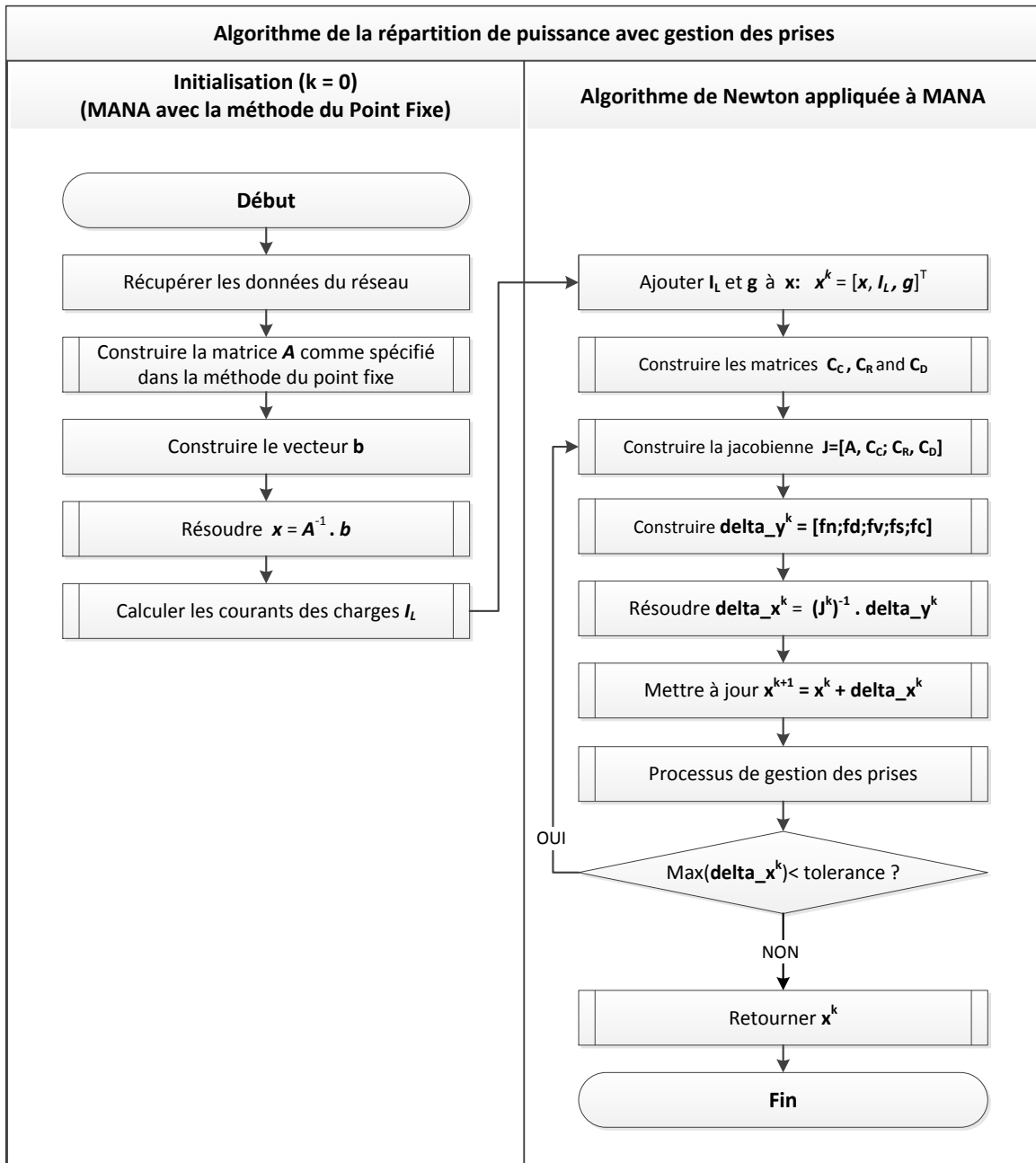


Figure 3.3: Diagramme — Algorithme de l'écoulement de puissance

3.4.2 Algorithme de gestion des prises

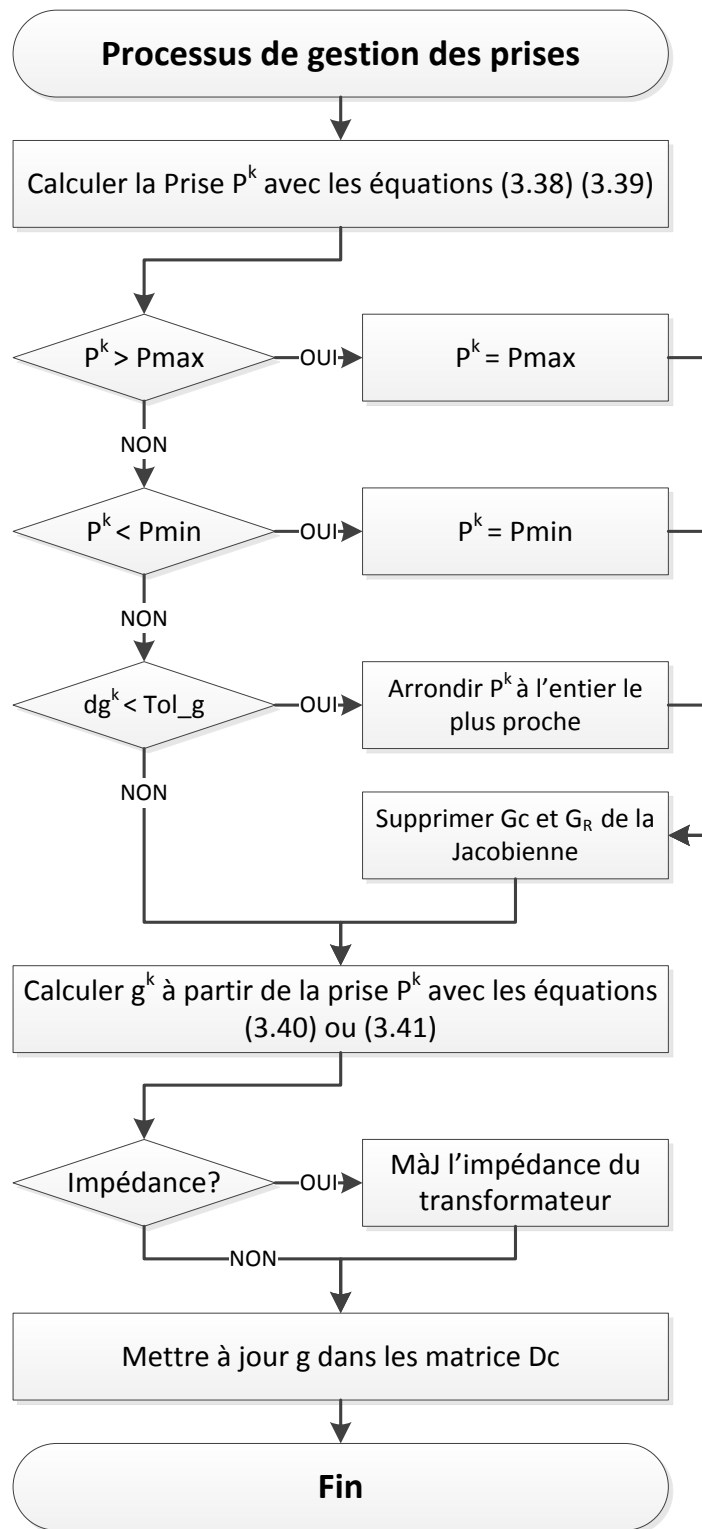


Figure 3.4: Diagramme – Algorithme de gestion des prises

Nomenclature

- P^k : Prise à l'itération courante.
- P_{\max} : Prise maximale de l'appareil
- P_{\min} : Prise minimale de l'appareil
- dg^k : Correction de g à l'itération k
- Tol_g : Tolérance spécifiée pour les prises
- MàJ : Mettre à jour

Modification de la Jacobienne

Trois mises à jour surviennent au niveau de la Jacobienne :

1. Les ratios de transformation g qui se trouvent dans les sous-matrices **Dc** sont mis à jour à chaque itération.
2. Lorsque l'impédance de l'appareil est modélisée, sa valeur dans la sous-matrice **Yn** doit être mise à jour en fonction du ratio de transformation comme indiqué dans l'équation présentée ci-dessous.
3. Lorsque le ratio de transformation est fixé pour atteindre une prise entière, les matrices **G_C**, **G_R** et **G_D**, relatives au ratio fixé, sont supprimées de la Jacobienne. Il est possible et préférable de conserver la taille initiale de la Jacobienne en remplissant les matrices **G_C** et **G_R** par des zéros et en remplaçant **G_D** par une matrice identité.

3.4.3 Équations relatives à la gestion des prises

Les équations suivantes sont utilisées pour déterminer les ratios de transformation ainsi que les prises en fonction des données d'entrée et du modèle des équipements.

Pour les régulateurs

Calcul des prises pour les régulateurs de type A :

$$Tap = (g - 1) \cdot \frac{NbTap}{MaxBoost + MaxBuck} \quad (3.45)$$

Calcul des prises pour les régulateurs de type B :

$$Tap = \left(1 - \frac{1}{g}\right) \cdot \frac{(1 + MaxBoost) \cdot NbTap}{2 \cdot MaxBoost} \quad (3.46)$$

Calcul du ratio de transformation pour les régulateurs de type A :

$$g = 1 + (MaxBuck + MaxBoost) \cdot \frac{Tap}{NbTap} \quad (3.47)$$

Calcul du ratio de transformation pour les régulateurs de type B :

$$g = \left(1 - \left(\frac{2 \cdot MaxBoost}{1 + MaxBoost}\right) \cdot \frac{Tap}{NbTap}\right)^{-1} \quad (3.48)$$

Où :

MaxBoost : l'augmentation maximale de la tension en pourcent

MaxBuck : la réduction minimale de la tension en pourcent

Tap : la position de la prise à l'itération courante

NbTap : le nombre de position totale présent sur l'appareil

g : le ratio de transformation de l'appareil

À chaque itération, ces équations sont résolues pour déterminer les ratios de transformation ainsi que la valeur des prises.

Pour les transformateurs :

Calcul des prises lorsque celle-ci se trouve du côté secondaire :

$$Tap = \left(\frac{gV_{base_pri}}{V_{base_sec}} - 1 \right) \cdot \frac{NbTap}{Max_Boost + Max_Buck} \quad (3.49)$$

Calcul des prises lorsque celle-ci se trouve du côté primaire :

$$Tap = \left(\frac{V_{base_sec}}{gV_{base_pri}} - 1 \right) \cdot \frac{NbTap}{Max_Boost + Max_Buck} \quad (3.50)$$

Calcul de la prise maximale pour un LTC

$$Tap_{max} = \frac{MaxBoost \cdot NbTap}{MaxBoost + MaxBuck} \quad (3.51)$$

Calcul du ratio pour un LTC se trouvant au secondaire

$$g_{tap} = \left(1 + \frac{Max_boost + Max_Buck}{NbTap} \cdot Tap \right) \cdot \frac{V_{base_sec}}{V_{base_pri}} \quad (3.52)$$

Calcul du ratio pour un LTC se trouvant au primaire

$$g_{tap} = \left(1 + \frac{Max_boost + Max_Buck}{NbTap} \cdot Tap \right)^{-1} \cdot \frac{V_{base_sec}}{V_{base_pri}} \quad (3.53)$$

Où :

MaxBoost : l'augmentation maximale de la tension en pourcent

MaxBuck : la réduction minimale de la tension en pourcent

Tap : la position de la prise à l'itération courante

NbTap : le nombre de position totale présent sur l'appareil

g : le ratio de transformation de l'appareil

À chaque itération, ces équations sont résolues pour déterminer les ratios de transformation ainsi que la valeur des prises.

3.5 Limitations

Dans certains logiciels de simulation des réseaux, il est permis de contrôler n'importe quel nœud du réseau lorsque le mode de contrôle est le « load center ».

Dans ce projet de recherche, la principale limitation rencontrée est le contrôle d'un nœud situé en amont de l'appareil de régulation de tension. En effet, les simulations effectuées sur différents réseaux simples théoriques montrent que lorsque le type de contrôle sélectionné est le Load Center et que le nœud contrôlé se trouve en amont, le système diverge rapidement. Cela peut s'expliquer par le fait que la tension à un nœud situé en amont est fortement contrainte à la chute de tension qui se trouve en amont. De ce fait, le seul moyen pour changer la valeur de cette tension est d'agir sur le courant circulant au primaire.

Cependant, agir sur le courant au primaire engendre de grandes variations au niveau du ratio de transformation. Celui-ci est donc rapidement limité par la prise maximale ou minimale selon la direction (le signe) de la correction apportée au niveau du Δx .

La solution proposée ici est de fixer le ratio de transformation (g) à sa valeur maximale ou minimale selon la limite qui a été atteinte et d'effectuer à nouveau l'initialisation avec la nouvelle valeur de g . Une seule itération suffit habituellement pour observer la direction de convergence du ratio de transformation. La réinitialisation est nécessaire à cette étape, car le résultat de la première itération s'éloigne beaucoup trop de la situation initiale pour permettre une convergence. Les valeurs minimales et maximales de g sont calculées à l'aide des équations (3.47) ou (3.48)

CHAPITRE 4 ÉTUDE DE CAS ET RÉSULTATS DES TESTS

4.1 Étude de cas 1 : IEEE 4 bus – Configuration multiple

4.1.1 Présentation du réseau

Le premier cas étudié est un cas théorique. Il s'agit du réseau standard IEEE 4 Bus (version débalancée). La ligne primaire (1-2), la ligne secondaire (3-4), le transformateur, ainsi que la charge sont modélisées tel que spécifié dans [13]. Un contrôleur de prise a été ajouté au transformateur afin de démontrer le fonctionnement du modèle proposé avec différentes configurations.

Tableau 4.1 : Éléments du réseau – IEEE 4 Nœuds

#	Équipements	Descriptions
1	Source	Vnom = 12.47kVLL
2	Ligne 1-2	2000 ft
3	Ligne 3-4	2500 ft

Tableau 4.2 : Données de la charge – IEEE 4 Nœuds

#	Phase	Demande en kW	Facteur de puissance [%]
1	1	1275	85 lag
2	2	1800	90 lag
3	3	2375	95 lag

Dans le cadre de ce test, les configurations suivantes seront testées :

Tableau 4.3 : Données des transformateurs – IEEE 4 Nœuds

#	Type	Configuration	kVA	Primaire [kVLL]	Secondaire [kVLL]	R [%]	X [%]
1	Abaisseur	Yg/Yg	6000	12.47	4.16	1.0	6.0
2	Abaisseur	Yg/Delta	6000	12.47	4.16	1.0	6.0
3	Abaisseur	Delta/Yg	6000	12.47	4.16	1.0	6.0
4	Abaisseur	Y/Delta	6000	12.47	4.16	1.0	6.0
5	Abaisseur	Delta/Delta	6000	12.47	4.16	1.0	6.0

4.1.2 Objectif du test

Ce test vise d'une part à s'assurer du fonctionnement du LTC sur différentes configurations d'un transformateur. D'autre part, ce test permet de valider le contrôle d'un nœud autre que le nœud terminal de l'appareil contrôlé. L'objectif est de retrouver les mêmes résultats que le logiciel commercial CYME 7.1.

4.1.3 Paramètres du test

Réseau test :

- Le réseau de test est l'IEEE 4 bus dont le transformateur a été équipé d'un LTC.

Paramètres du LTC :

- Nœud cible : Borne de la charge (nœud 4)
- Tension cible : 0.95 pu (2.2817 kV_{LN})
- Phase contrôlée : B
- Prise : -16 à 16

4.1.4 Résultats

Les tableaux suivants présentent les résultats des simulations effectuées sur le réseau test. Le Tableau 4.4 présente une comparaison des performances entre les deux engins de calculs. Les tableaux 5 et 6 présentent les tensions aux nœuds en utilisant l'algorithme BFS (du logiciel CYME) et l'algorithme basée sur MANA (implémenté dans MATLAB).

Tableau 4.4 : Comparaison des performances – IEEE 4 Nœuds

Configurations		Yg – Yg	Yg – D	Y – D	D - Yg	D - D
CYMDIST – BFS	Temps (s)	0.019	0.017	0.014	0.06	0.08
	Itérations	14	11	9	13	13
MANA	Temps (s)	0.088	0.105	0.103	0.08	0.05
	Itérations	5	8	8	5	7

Configuration Yg-yg

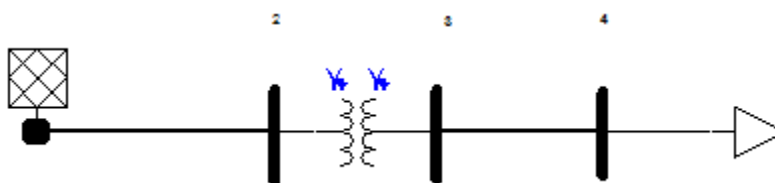


Figure 4.1 : Diagramme unifilaire IEEE 4 Nodes Ygyg

Tableau 4.5: Résultats de simulation avec la configuration Yg-Yg

Yg — Yg	BFS		MANA		Erreur	
	Module [kV]	Angle [deg]	Module [kV]	Angle [deg]	Module [kV]	Angle [deg]
Nœud 2						
V_{LNA}	7.1034	-0.2727	7.1034	-0.2727	0.00 %	0.00 %
V_{LNB}	7.1477	-120.319	7.1477	-120.319	0.00 %	0.00 %
V_{LNC}	7.1261	119.4763	7.1261	119.4763	0.00 %	0.00 %
Nœud 3						
V_{LNA}	2.3888	-3.3823	2.3888	-3.3823	0.00 %	0.00 %
V_{LNB}	2.4513	-123.059	2.4513	-123.059	0.00 %	0.00 %
V_{LNC}	2.4342	115.5933	2.4341	115.5933	0.00 %	0.00 %
Nœud 4						
V_{LNA}	2.064	-7.2175	2.064	-7.2176	0.00 %	0.00 %
V_{LNB}	2.2817	-126.803	2.2817	-126.803	0.00 %	0.00 %
V_{LNC}	2.2079	109.1635	2.2079	109.1634	0.00 %	0.00 %
Courant 1-2						
V_{LNA}	352.8472	-40.0473	352.845	-40.0473	0.00 %	0.00 %
V_{LNB}	277.2068	-152.143	277.205	-152.143	0.00 %	0.00 %
V_{LNC}	357.4358	94.0151	357.4339	94.0152	0.00 %	0.00 %
Courant 3-4						
V_{LNA}	988.5298	-40.0492	988.5362	-40.0491	0.00 %	0.00 %
V_{LNB}	776.6134	-152.146	776.6182	-152.146	0.00 %	0.00 %
V_{LNC}	1001.366	94.0128	1001.374	94.0129	0.00 %	0.00 %

Prise finale MANA : 11.198

Prise finale BFS : 11.200

Configuration Yg-d

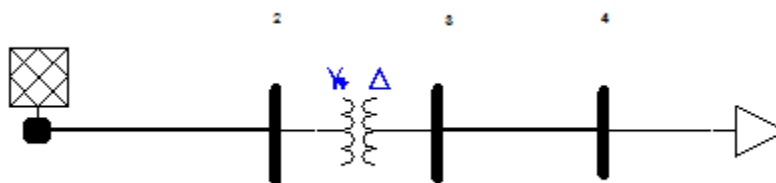


Figure 4.2 : Diagramme unifilaire IEEE 4 Nodes Ygd

Tableau 4.6: Résultats de simulation avec la configuration Yg-D

Yg – D	BFS		MANA		Erreur	
	Module [kV]	Angle [deg]	Module [kV]	Angle [deg]	Module [kV]	Angle [deg]
Nœud 2						
V_{LNA}	7.1149	-0.2147	7.1142	-0.2122	0.01 %	1.16 %
V_{LNB}	7.1454	-120.414	7.1446	-120.415	0.01 %	0.00 %
V_{LNC}	7.1134	119.5311	7.1122	119.5301	0.02 %	0.00 %
Nœud 3						
V_{LNA}	2.3932	-33.4495	2.3554	-35.9296	1.58 %	-7.41 %
V_{LNB}	2.4511	-152.985	2.4625	-151.321	-0.47 %	1.09 %
V_{LNC}	2.4397	85.6055	2.2728	86.2711	6.84 %	-0.78 %
Nœud 4						
V_{LNA}	2.0694	-37.2799	2.0267	-40.3377	2.06 %	-8.20 %
V_{LNB}	2.2817	-156.72	2.2817	-155.028	0.00 %	1.08 %
V_{LNC}	2.2138	79.2059	2.0357	79.1776	8.04 %	0.04 %
Courant 1-2						
V_{LNA}	301.3819	-40.4655	303.7943	-40.8131	-0.80 %	-0.86 %
V_{LNB}	307.1571	-144.606	309.7677	-144.931	-0.85 %	-0.22 %
V_{LNC}	378.9564	86.8694	382.5506	86.5422	-0.95 %	0.38 %
Courant 3-4						
V_{LNA}	986.3703	-70.0299	1021.893	-70.3863	-3.60 %	-0.51 %
V_{LNB}	775.2694	177.8851	802.5245	177.56	-3.52 %	0.18 %
V_{LNC}	999.4697	64.0174	1035.596	63.7045	-3.61 %	0.49 %

Prise finale MANA : 6.971

Prise finale BFS : 11.452

Configuration D-Yg

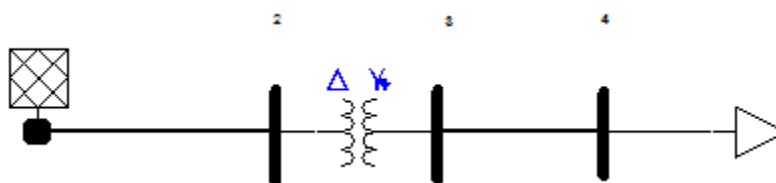


Figure 4.3 : Diagramme unifilaire IEEE 4 Nodes Dyg

Tableau 4.7: Résultats de simulation avec la configuration D-Yg

D - Yg	BFS		MANA		Erreur	
	Module [kV]	Angle [deg]	Module [kV]	Angle [deg]	Module [kV]	Angle [deg]
Nœud 2						
V_{LNA}	7.1137	-0.2117	7.1137	-0.2117	0.00 %	0.00 %
V_{LNB}	7.1457	-120.425	7.1457	-120.425	0.00 %	0.00 %
V_{LNC}	7.1143	119.5379	7.1143	119.5379	0.00 %	0.00 %
Nœud 3						
V_{LNA}	2.3932	-33.4499	2.3931	-33.4499	0.00 %	0.00 %
V_{LNB}	2.4512	-152.985	2.4511	-152.985	0.00 %	0.00 %
V_{LNC}	2.4397	85.6056	2.4396	85.6056	0.00 %	0.00 %
Nœud 4						
V_{LNA}	2.0693	-37.2803	2.0693	-37.2804	0.00 %	0.00 %
V_{LNB}	2.2817	-156.72	2.2817	-156.72	0.00 %	0.00 %
V_{LNC}	2.2138	79.206	2.2137	79.2058	0.00 %	0.00 %
Courant 1-2						
V_{LNA}	302.5477	-40.6845	302.5456	-40.6844	0.00 %	0.00 %
V_{LNB}	307.999	-144.344	307.9972	-144.344	0.00 %	0.00 %
V_{LNC}	377.3408	86.835	377.3387	86.8351	0.00 %	0.00 %
Courant 3-4						
V_{LNA}	986.3828	-70.0305	986.3898	-70.0304	0.00 %	0.00 %
V_{LNB}	775.2782	177.8846	775.2833	177.8847	0.00 %	0.00 %
V_{LNC}	999.483	64.0169	999.491	64.017	0.00 %	0.00 %

Prise finale MANA : 11.449

Prise finale BFS : 11.449

Configuration Y-d

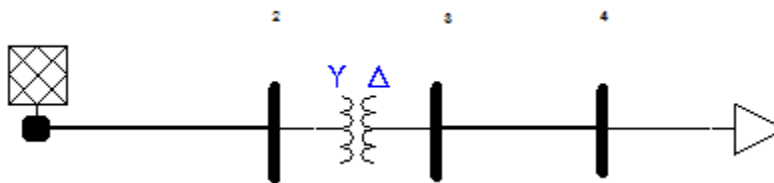


Figure 4.4 : Diagramme unifilaire IEEE 4 Nodes Yd

Tableau 4.8: Résultats de simulation avec la configuration Y-D

Y – D	BFS		MANA		Erreur	
	Module [kV]	Angle [deg]	Module [kV]	Angle [deg]	Module [kV]	Angle [deg]
Nœud 2						
V_{LNA}	7.1137	-0.2116	7.1129	-0.2089	0.01 %	1.28 %
V_{LNB}	7.1457	-120.425	7.1449	-120.425	0.01 %	0.00 %
V_{LNC}	7.1143	119.5379	7.1131	119.5367	0.02 %	0.00 %
Nœud 3						
V_{LNA}	2.3889	-33.4771	2.3554	-35.9297	1.40 %	-7.33 %
V_{LNB}	2.4513	-153.02	2.4625	-151.321	-0.46 %	1.11 %
V_{LNC}	2.4378	85.6651	2.2728	86.2708	6.77 %	-0.71 %
Nœud 4						
V_{LNA}	2.0647	-37.3228	2.0267	-40.3379	1.84 %	-8.08 %
V_{LNB}	2.2817	-156.76	2.2817	-155.028	0.00 %	1.11 %
V_{LNC}	2.2113	79.2591	2.0357	79.1772	7.94 %	0.10 %
Courant 1-2						
V_{LNA}	302.6213	-40.695	304.9149	-41.0346	-0.76 %	-0.83 %
V_{LNB}	308.0755	-144.353	310.641	-144.678	-0.83 %	-0.22 %
V_{LNC}	377.4405	86.8252	380.9371	86.5158	-0.93 %	0.36 %
Courant 3-4						
V_{LNA}	987.4297	-70.0409	1021.895	-70.3865	-3.49 %	-0.49 %
V_{LNB}	776.0826	177.8751	802.5256	177.5598	-3.41 %	0.18 %
V_{LNC}	1000.547	64.0077	1035.598	63.7043	-3.50 %	0.47 %

Prise Finale MANA : 6.971

Prise finale BFS : 11.312

Configuration D – d

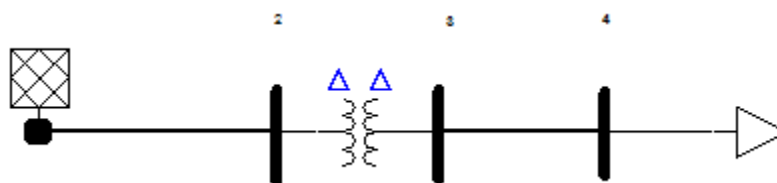


Figure 4.5 : Diagramme unifilaire IEEE 4 Nodes Dd

Tableau 4.9: Résultats de simulation avec la configuration D-D

D – D	BFS		MANA		Erreur	
	Module [kV]	Angle [deg]	Module [kV]	Angle [deg]	Module [kV]	Angle [deg]
Nœud 2						
V_{LNA}	7.1034	-0.2727	7.1024	-0.2704	0.01 %	0.84 %
V_{LNB}	7.1477	-120.319	7.147	-120.32	0.01 %	0.00 %
V_{LNC}	7.1261	119.4763	7.125	119.4748	0.02 %	0.00 %
Nœud 3						
V_{LNA}	2.3909	-3.3798	2.353	-5.8587	1.59 %	-73.34 %
V_{LNB}	2.4513	-123.032	2.4627	-121.372	-0.47 %	1.35 %
V_{LNC}	2.4344	115.5646	2.2679	116.2311	6.84 %	-0.58 %
Nœud 4						
V_{LNA}	2.0663	-7.2095	2.0234	-10.2676	2.08 %	-42.42 %
V_{LNB}	2.2817	-126.773	2.2817	-125.086	0.00 %	1.33 %
V_{LNC}	2.2084	109.1351	2.0307	109.1044	8.05 %	0.03 %
Courant 1-2						
V_{LNA}	352.8129	-40.0434	355.9726	-40.4007	-0.90 %	-0.89 %
V_{LNB}	277.1823	-152.139	279.427	-152.465	-0.81 %	-0.21 %
V_{LNC}	357.4005	94.0186	360.6468	93.7058	-0.91 %	0.33 %
Courant 3-4						
V_{LNA}	988.1352	-40.0453	1023.7	-40.4025	-3.60 %	-0.89 %
V_{LNB}	776.3106	-152.143	803.5672	-152.468	-3.51 %	-0.21 %
V_{LNC}	1000.966	94.0163	1037.123	93.7035	-3.61 %	0.33 %

Prise finale MANA : 6.783

Prise finale BFS : 11.250

4.1.5 Discussion

L'objectif, qui consistait à contrôler une tension cible de 2.2817 au nœud 4 phase B, a été atteint par les deux algorithmes avec les 5 configurations. Cela démontre que le modèle proposé est valide, quelle que soit la configuration de l'appareil contrôlé, pour des réseaux simples. De plus, ce test démontre que le modèle proposé permet de contrôler un nœud ou une barre éloignée. Cependant, l'algorithme BFS demeure plus rapide que MANA pour ce type de réseau (simple et non bouclé).

D'autre part, on observe que les résultats obtenus varient selon la configuration du nœud contrôlé. Lorsque la configuration est Yg l'erreur observée entre les deux méthodes est de 0.00 %. Cependant, lorsque la configuration au secondaire du transformateur est Delta, l'erreur entre les deux méthodes peut atteindre 8 % sur les nœuds non contrôlés situés en aval. Cela peut s'expliquer par le fait que la tension contrôlée est une tension phase-neutre (ou ligne-neutre) sur une configuration en Delta. En effet, il semblerait que la tension de neutre soit différente selon l'algorithme utilisé.

4.2 Étude de cas 2 : IEEE 123 Nodes

4.2.1 Présentation du réseau

Le réseau « IEEE 123 Node test feeder » a été présenté dans [14]. Il présente plusieurs équipements que l'on retrouve généralement sur les réseaux de distribution. Ce réseau contient quatre régulateurs en ligne. Ces derniers seront utilisés dans ce test avec différent mode de contrôle : Load Center et R & X Settings. La topologie du réseau est présentée à la Figure 4.6. Les données relatives aux équipements du réseau sont présentées dans [15]. Le mode de contrôle des régulateurs a été modifié afin de démontrer le fonctionnement du modèle proposé dans ce type de réseau.

Tableau 4.10 : Sommaire des éléments du réseau – IEEE 123 Nœuds

#	Équipements	Quantité
1	Source	1
2	Nœuds	125
3	Section	219
4	Lignes débalancées	120
5	Régulateurs	4
6	Condensateur shunt	4
7	Charges	85
8	Switch	12
9	Transformateurs 3 phases	1

4.2.2 Objectif du test

L'objectif de ce test consiste d'une part, de valider le fonctionnement du modèle proposé lorsque plusieurs contrôles de tension sont installés en cascade. D'autre part, ce cas de test permettra de valider le fonctionnement du contrôle à distance avec les modes Load Center et RX Settings sur un réseau dont les contraintes électriques sont plus réalistes que celle du cas de test précédent.

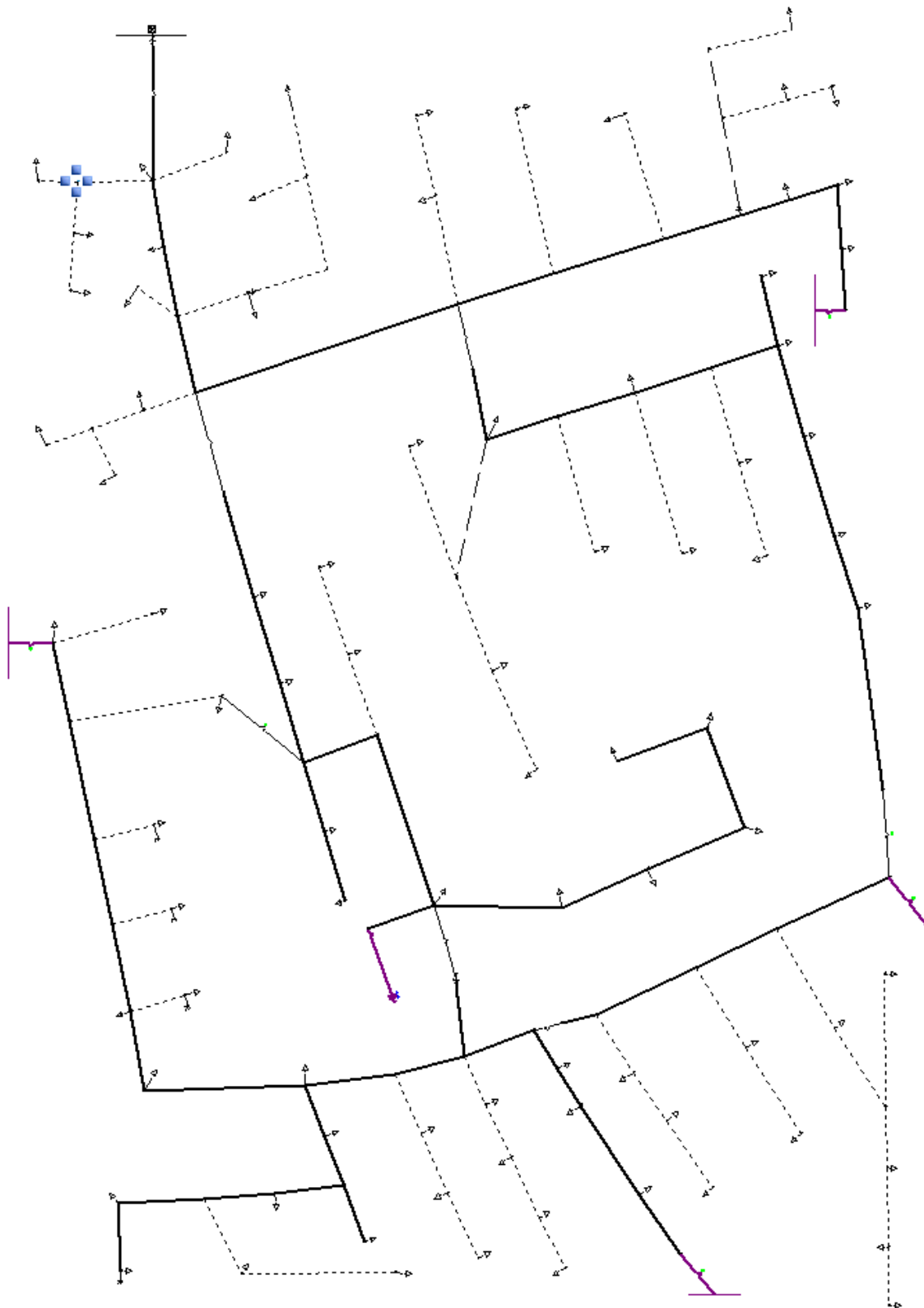


Figure 4.6: Diagramme unifilaire du réseau « IEEE 123 Nodes test feeder »

4.2.3 Paramètres du test

Ce test est réalisé en mode prise infinie. En d'autres termes, les prises finales trouvées peuvent avoir des valeurs décimales. Cela permet d'observer à quel point la tension contrôlée peut se rapprocher de la tension cible, et ce, sans être limitée par la bande morte.

Les paramètres des 4 régulateurs installés dans le réseau sont présentés dans les tableaux suivants :

Tableau 4.11 : Paramètres du régulateur RG1 – IEEE 123 Nœuds

Paramètres	Valeurs
ID	RG1
Mode Opération	Load Center
Nœud contrôlé	13
Phases contrôlées	A
Tension désirée (base = 120V)	120 V \pm 2V
R	-
X	-
PT	20 V
CT	700 A
Nombre de prise	32
Élévation maximale	10 %
Abaissement minimal	10 %

Tableau 4.12 : Paramètres du régulateur RG2 – IEEE 123 Nœuds

Paramètres	Valeurs
ID	RG2
Mode Opération	R & X Settings
Nœud contrôlé	14
Phases contrôlées	A
Tension désirée (base = 120V)	120 V \pm 2V
R	0.4 V
X	0.4 V
PT	20 V
CT	50 A
Nombre de prise	32
Élévation maximale	10 %
Abaissement minimal	10 %

Tableau 4.13 : Paramètres du régulateur RG3 – IEEE 123 Nœuds

Paramètres	Valeurs
ID	RG3
Mode Opération	Load Center
Nœud contrôlé	26
Phases contrôlées	A, C
Tension désirée (base = 120V)	120 V \pm 2V
R	-
X	-
PT	20 V
CT	50 A
Nombre de prise	32
Élévation maximale	10 %
Abaissement minimal	10 %

Tableau 4.14 : Paramètres du régulateur RG4 – IEEE 123 Nœuds

Paramètres	Valeurs
ID	RG1
Mode Opération	Load Center
Nœud contrôlé	114
Phases contrôlées	A
Tension désirée (base = 120V)	120 V \pm 2V
R	-
X	-
PT	20 V
CT	300 A
Nombre de prise	32
Élévation maximale	10 %
Abaissement minimal	10 %

4.2.4 Résultats

Les résultats obtenus, présentés dans les tableaux suivants. Le Tableau 4.15 présente une comparaison des performances entre les algorithmes BFS et MANA. La Tableau 4.16 présente la comparaison de prises finales obtenues par les deux méthodes ainsi que l'amplitude des tensions contrôlées sur une base de 120 V.

Tableau 4.15 : Comparaisons des performances – IEEE 123 Nœuds

	BFS	MANA
Temps (s)	0.041	0.047
Itérations	11	7

Tableau 4.16 : Comparaison des résultats – prise finale, Tension contrôlée – IEEE 123 Nœuds

Équipement	Phase	Prise finale		Tension contrôlée		
		BFS	MANA	Consigne V (120V)	BFS V (120V)	MANA V (120V)
Régulateur RG1	A	5.763	5.739	120 ±2V	119.99	120.00
Régulateur RG2	A	-0.641	-0.648	120 ±2V	120.10	120.09
Régulateur RG3	A	1.769	1.763	120 ±2V	120.00	120.00
	C	-0.084	-0.012	120 ±2V	120.00	120.00
Régulateur RG4	A	5.905	5.893	120 ±2V	120.00	120.00

4.2.5 Discussion

L'objectif, qui consistait à contrôler une tension cible de 120 V aux nœuds 114A, 13A, 14 A, 26 A et 26 B, a été atteint par les deux algorithmes. Dans ce test, les régulateurs RG2, RG3 et RG4 sont en aval du régulateur RG1. Cela valide le fonctionnement de la régulation de tension sur deux niveaux. De plus, ce test démontre que le modèle proposé permet de contrôler un nœud éloigné avec des paramètres RX et avec un contrôle en LoadCenter. Les deux algorithmes ont sensiblement la même durée d'exécution; on constate cependant que MANA prend moins d'itération que le BFS.

On observe que la tension au nœud contrôlé par le régulateur RG2 n'arrive pas à 100 % à la tension spécifiée. Cela est dû au fait que le régulateur RG2 fonctionne avec en mode RX Setting.

Les prises finales trouvées par les deux algorithmes sont différentes à 1 % près. Cela correspond à la tolérance spécifiée aux différentes méthodes.

4.3 Étude de cas 2 : IEEE Comprehensive test feeder

4.3.1 Présentation du réseau

Le réseau « IEEE Comprehensive Test Feeder » a été présenté dans [16]. Ce réseau de test a été développé dans le but de tester les modèles d'un grand nombre d'équipements rencontrés généralement dans les réseaux de distribution modernes.[17]

Ce réseau permet de tester différents équipements qui fonctionnent avec des contrôles. Le tableau suivant présente les différents appareils et équipements qui s'y trouvent.

Tableau 4.17: Sommaire des éléments du réseau – Comprehensive Test Feeder

#	Équipements	Quantité
1	Source	1
2	Nœuds	69
3	Section	109
4	Boucle	1
5	Moteur à induction	4
6	Câble	6
7	Charge distribuée	7
8	Ligne 6 phases	4
9	Génératrice à induction	1
10	Moteur à induction	4
11	Lignes débalancées	30
12	Régulateurs	5
13	Condensateur shunt	4
14	Charges	28
15	Switch	3
16	Transformateurs 3 phases	18
17	Transformateurs 1 phase	6

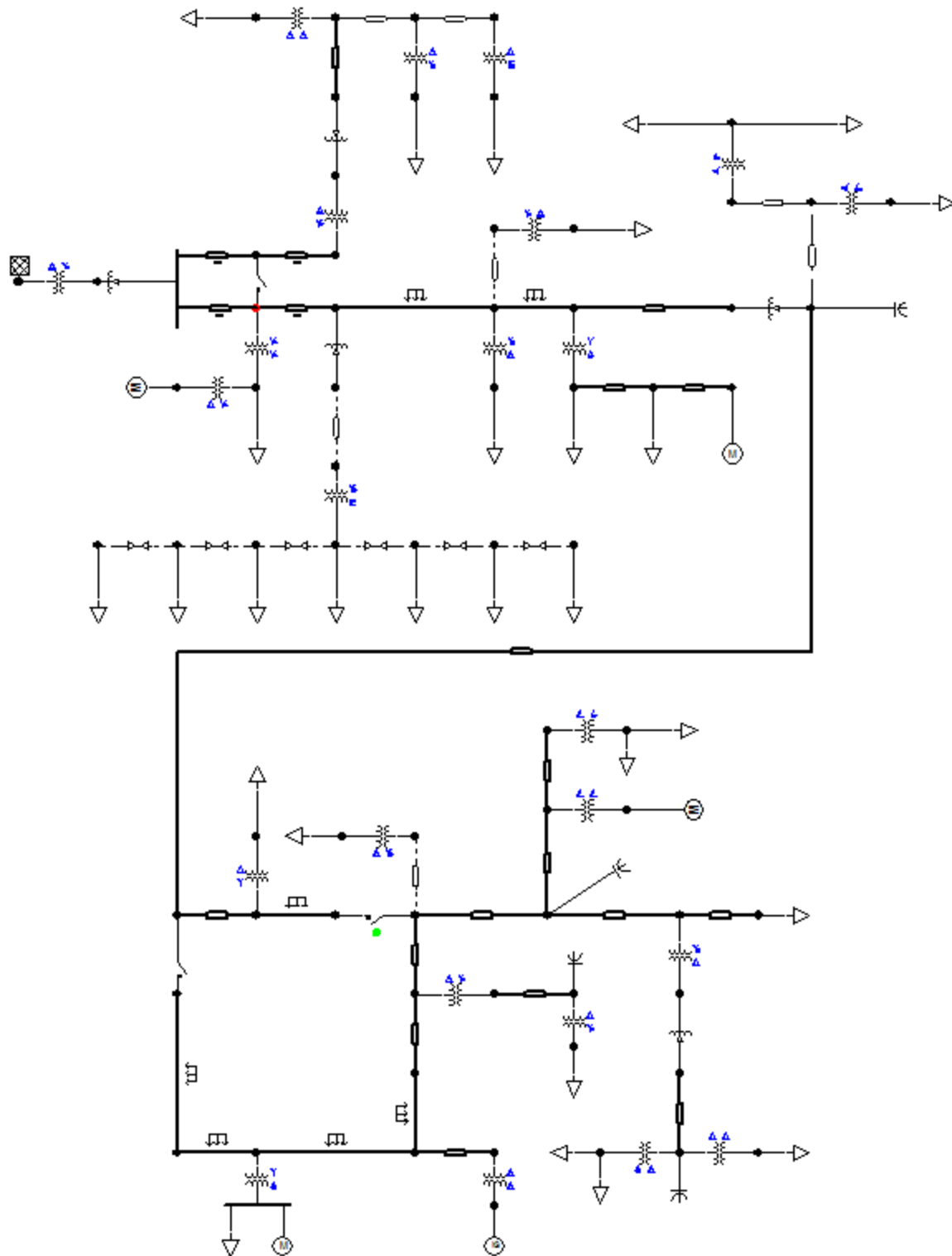


Figure 4.7 : Diagramme unifilaire du réseau « IEEE Comprehensive Test Feeder »

4.3.2 Objectifs du test

Ce test permet de valider le fonctionnement du modèle proposé en présence d'autres contrôles de nature différente (machine à induction avec contrôle P et condensateur variable). De plus ce test, permet de valider le contrôle de régulateurs et de LTC montés en cascade.

4.3.3 Paramètres du test

Tableau 4.18 : Paramètres du régulateur 3482 – Comprehensive Test Feeder

Caractéristiques	Valeurs
ID	3482
Configuration	Yg
Mode Opération	Load Center
Nœud contrôlé	717
Phases contrôlées	A, B, C
Tension désirée (base = 120V)	123 V \pm 2V
PT	120 V
CT	200 A
Nombre de prise	32
Élévation maximale	10 %
Abaissement minimal	10 %

Tableau 4.19 : Paramètres du régulateur 3521 – Comprehensive Test Feeder

Caractéristiques	Valeurs
ID	3521
Configuration	Yg
Mode Opération	Load Center
Nœud contrôlé	741
Phases contrôlées	A, B, C
Tension désirée (base = 120V)	124 V \pm 2V
PT	60 V
CT	100 A
Nombre de prise	32
Élévation maximale	10 %
Abaissement minimal	10 %

Tableau 4.20 : Paramètres du régulateur 3577 – Comprehensive Test Feeder

Caractéristiques	Valeurs
ID	3577
Configuration	Delta
Mode Opération	Terminal
Nœud contrôlé	767
Phases contrôlées	A, B, C
Tension désirée (base = 120V)	122 V \pm 2V
R	0.0 V
X	0.0 V
PT	60 V
CT	50 A
Nombre de prise	32
Élévation maximale	10 %
Abaissement minimal	10 %

Tableau 4.21 : Paramètres du régulateur 24963 – Comprehensive Test Feeder

Caractéristiques	Valeurs
ID	24 963
Configuration	Yg
Mode Opération	R & X Settings
Nœud contrôlé	719
Phases contrôlées	A, B, C
Tension désirée (base = 120V)	125 V \pm 2V
R	1.3 V
X	0.5 V
PT	60 V
CT	100 A
Nombre de prise	32
Élévation maximale	10 %
Abaissement minimal	10 %

4.3.4 Résultats

Le Tableau 4.22 présente les performances obtenues lors de la résolution de l'écoulement de puissance avec les deux méthodes.

Tableau 4.22 : Comparaisons des performances – Comprehensive Test Feeder

	BFS	MANA
Temps (s)	0.172	0.07
Itérations	34	4

Le Tableau 4.23 compare les résultats des deux méthodes par rapport aux consignes spécifiées dans le test.

Tableau 4.23 : Comparaison des résultats – prise finale, tension contrôlée – Comprehensive Test Feeder

		Prise finale		Tension contrôlée		
Équipement	Phase	BFS	MANA	Consigne V (120V)	BFS V (120V)	MANA V (120V)
Régulateur 3482	A	8.123	8.254	123 ±2V	122.99	123.00
	B	4.793	4.538	123 ±2V	123.00	123.00
	C	8.842	8.886	123 ±2V	123.00	123.00
Régulateur 3521	A	11.877	12.132	124 ±2V	124.00	124.00
	B	8.555	8.245	124 ±2V	124.00	124.00
	C	15.52	15.52	124 ±2V	124.00	124.00
Régulateur 3577	A	6.161	5.862	122 ±2V	123.22	122.00
	B	0.083	0.339	122 ±2V	119.77	121.99
	C	2.811	2.863	122 ±2V	123.04	121.99
Régulateur 24963	A	2.689	2.688	125 V ±2V	125.00	125.00

4.3.5 Discussion

Les résultats obtenus montrent que les tensions cibles ont été atteintes à tous les nœuds par les deux méthodes. Cependant, on observe que les prises finales calculées sont différentes à 1 % près (valeur qui correspond à la tolérance). Les résultats du Tableau 4.23 représentent des tensions ligne-neutre à l'exception du régulateur 3577 dont les résultats présentés sont des tensions ligne-ligne.

Le régulateur 3577 est le seul cas qui présente une différence significative au niveau des prises. Cela peut s'expliquer par la configuration de cet appareil (Delta) et par le modèle de contrôle utilisé par les deux méthodes. En effet, lorsqu'un régulateur est monté en configuration delta, la tension contrôlée est la tension ligne-ligne dans le modèle proposé or le modèle du BFS contrôle la tension ligne-neutre.

Enfin, on constate que la méthode de MANA est 2 fois plus rapide à résoudre que le BFS pour ce type de réseau.

4.4 Étude de cas 3 : Réseau de New York

4.4.1 Présentation du réseau

Le réseau de New York est un réseau dont l'étude représente un défi particulièrement intéressant. Les caractéristiques pour lesquels ce réseau a été choisi sont sa taille (au tour de 20,000 nœuds), sa complexité (environ 3150 boucles) ainsi que ses 14 transformateurs munis de changeurs de prises. Le sommaire des équipements de ce réseau est présenté à la section 4.3.3.

4.4.2 Objectif du test

Ce test vise d'une part à s'assurer du fonctionnement du LTC sur un grand réseau (plus de 8000 nœuds) comportant plusieurs boucles. L'objectif est de retrouver les mêmes résultats que l'analyse d'écoulement de puissance (basée sur la méthode BFS) du logiciel commercial CYME 7.1 avec un temps de résolution inférieur à ce dernier.

4.4.3 Paramètres du test

Les tableaux 12 et 13 présentent les caractéristiques du réseau étudié ainsi que les différents équipements qui y sont installés. Les tableaux 14 et 15 présentent les paramètres des transformateurs munis de changeur de prise. Les transformateurs installés au poste sont identiques. De même, les transformateurs installés dans le réseau ont les mêmes caractéristiques.

Les prises permises sont uniquement les prises réelles des transformateurs (prises entières).

Tableau 4.24 : Sommaire des éléments du réseau – Réseau de New York

Équipements	Nombres
Équipements en modèle PI	32 186
Condensateurs shunt	3
Inductances shunt	14
Charges	5518
Génératrices synchrones	182
Transformateurs sans LTC	832
Transformateurs avec LTC	14
Équipements de protection	983

Tableau 4.25 : Éléments du réseau – Réseau de New York

Éléments	Nombres
Nœuds	28 834
Interconnexion	928
Sections isolées	4
Boucles	3150
Nœuds de sources	895

Tableau 4.26 : Paramètres des transformateurs installés en ligne – Réseau de New York

Paramètres	Valeurs
Configuration	Dyn11
Tension de base primaire [kV]	26.4
Tension de base secondaire [kV]	4.3
Tension désirée (consigne) [pu]	1
Nœud contrôlé	nœud terminal
Phases de référence	A
Position des prises sur le transformateur	Au secondaire

Tableau 4.27 : Paramètres des transformateurs installés au poste – Réseau de New York

Paramètres	Valeurs
Configuration	Dyn11
Tension de base primaire [kV]	138
Tension de base secondaire [kV]	26.4
Tension désirée (consigne) [pu]	1
Nœud contrôlé	nœud terminal
Phases de référence	A
Position des prises sur le transformateur	Au secondaire

4.4.4 Résultats

L'écoulement de puissance sur le réseau de New York a été effectué uniquement avec l'algorithme de MANA. Les éléments observés suite à la simulation sont :

- Les positions des prises des LTC
- La tension des nœuds contrôlés comparée aux consignes spécifiées
- La variation des prises sur les LTC
- La performance : temps de résolution et nombre d'itérations

Tableau 4.28 : Prises et tensions finales aux nœuds contrôlés – Réseau de New York

Équipement	Prise finale	Consigne V (120V)	Tension contrôlée V (120V)
TRANSF6_BUS	8	120 ±2V	121.237
TRANSF7_BUS	8	120 ±2V	121.237
TRANSF8_BUS	8	120 ±2V	121.236
TRANSF9_BUS	8	120 ±2V	121.237
09B03 : 4KV_2	7	120 ±2V	121.562
09B04 : 4KV_9	12	120 ±2V	121.319
09B06 : 4KV_5	10	120 ±2V	121.391
09B07 : 4KV_4	9	120 ±2V	121.512
09B13 : 4KV_6	11	120 ±2V	121.475
09B14 : 4KV_3	10	120 ±2V	121.411
09B15 : 4KV_10	13	120 ±2V	121.317
09B16 : 4KV_7	7	120 ±2V	121.426
09B18 : 4KV_1	7	120 ±2V	121.504
09B25 : 4KV_8	8	120 ±2V	121.517

Tableau 4.29 : Performances de l'algorithme MANA – Réseau de New York

Étape du processus	Temps (s)
Construire la Matrice du Point fixe	0.625
Initialisation : Résolution du Point fixe	1.889
Factorisation symbolique	1.694
Factorisation numérique	0.153
Résolution	0.014
Construire la solution initiale (X0)	0.028
Construire la Jacobienne	0.625
Itération 1	1.014
Résoudre le système de Newton	0.861
Mettre à jour la Jacobienne	0.028
Mettre à jour le vecteur f	0.69
Construire X1	0.042
Itération 2	0.222
Itération 3	0.264
Itération 4	0.250
Itération 5	0.333
Itération 6	0.264
Itération 7	0.277
Itération 8	0.236
Itération 9	0.278
Itération 10	0.264
Total	6.54

4.4.5 Discussion

Le réseau de New York ne pouvant pas être résolu par la méthode du BFS, seul l'algorithme de répartition de puissance basée sur MANA a été testé. Dans ce réseau, les transformateurs en ligne et au poste sont munis de changeurs de prises (LTC). Le Tableau 4.28 montre que les tensions des nœuds contrôlés ne sont pas identiques aux consignes établies. En effet, étant donné que seules les prises entières sont considérées dans ce test, la consigne est définie par une bande morte centrée au tour de la tension désirée. Les résultats obtenus montrent donc que toutes les consignes ont été respectées.

Le Tableau 4.29 nous montre un détail sommaire du temps d'exécution de l'algorithme; avec un temps total de moins de 7 secondes qui est un très bon temps compte tenu de la taille du réseau.

CHAPITRE 5 CONCLUSION

Ce projet de recherche ajoute la notion de contrôle de tension à l'analyse de répartition de puissance basée sur l'analyse nodale modifiée augmentée. Cette méthode a été implémentée dans le logiciel commercial CYME 7.1 qui fournit dorénavant une analyse de répartition de puissance basée sur MANA.

L'objectif de ce projet consiste à intégrer les équations de contraintes, permettant de modéliser le contrôle des prises, dans la matrice MANA. Cette approche a pour but de permettre un calcul plus rapide et intuitif des prises sans dégrader les performances offertes par l'approche matricielle.

Les tests de validations effectués ont permis de valider le fonctionnement du modèle proposé avec différentes configurations de transformateurs et de régulateurs (Yg, Delta) sur de petits et grands réseaux (plus de 8000 nœuds). Par la suite, les tests ont démontré que le modèle proposé permet de contrôler de façon précise les nœuds éloignés (Load Center RX Settings), permet de prendre en compte les prises discrètes et les prises continues, tout en respectant les limites physiques des appareils de régulation de tension. Enfin, les résultats montrent que le modèle proposé fonctionne parfaitement en présence des autres types d'équipements dynamiques (régulateur en cascade, condensateur variable, génératrice en contrôle de tension) sans entrer en conflit avec ces derniers.

Ce projet étant consacré exclusivement aux régulateurs et aux transformateurs à 2 enroulements, il serait intéressant de pousser le développement vers le contrôle des prises sur d'autres équipements de même nature tels que les autotransformateurs et les transformateurs à 3 enroulements.

Dans l'ensemble, tous les objectifs de ce projet de recherche ont été atteints.

RÉFÉRENCES

- [1] J. Mahseredjian and F. Alvarado, "Creating an Electromagnetic Transients Program in MATLAB: MatEMTP," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 12, pp. 380-388, January 1997.
- [2] J. Mahseredjian, "Simulation des transitoires électromagnétiques dans les réseaux électriques," *Éditions 'Les techniques de l'Ingénieur'*, Février 2008.
- [3] D. Shirmohammadi, H. W. Hong, A. Semlyen, and G. X. Luo, "A compensation-based power flow method for weakly meshed distribution and transmission networks," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 3, pp. 753 - 762, May 1988 2002.
- [4] Y. Zhu and K. Tomsovic, "Adaptive Power Flow Method for Distribution Systems with Dispersed Generation," *Power Engineering Review, IEEE* vol. 22, p. 72, 2007.
- [5] P. A. N. Garcia, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, Jr. , M. P. Vinagre, and F. V. Gomes, "Improvements in the representation of PV buses on three-phase distribution power flow," *Power Delivery, IEEE Transactions on* vol. 19, pp. 894 - 896, April 2004 2004.
- [6] V. M. da Costa, N. Martins, and J. L. R. Pereira, "Developments in the Newton Raphson power flow formulation based on current injections," *Power Systems, IEEE Transactions on* vol. 14, pp. 1320 - 1326, Nov 1999 2002.
- [7] P. A. N. Garcia, J. L. R. Pereira, S. Carneiro, Jr., V. M. da Costa, and N. Martins, "Three-phase power flow calculations using the current injection method," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 15, pp. 508 - 514, May 2000 2002.
- [8] I. Kocar, J. Mahseredjian, Karaagac, G. Soykan, and O. Saad, "Multiphase Load Flow Solution of Large Scale Distribution Systems using the Concept of Augmented Matrices," *Power Delivery, IEEE Transactions on*, vol. PP, 2013.
- [9] J. Mahseredjian, S. Denetière, L. Dubé, B. Khodabakhchian, and L. Gérin-Lajoie, "On a new approach for the simulation of transients in power systems," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, pp. 1514-1520, 2007.
- [10] "CYME Software," 7.0 ed, 2014.
- [11] J. A. Martinez and J. Mahseredjian, "Load flow calculations in distribution systems with distributed resources. A review," presented at the Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE, San Diego, CA, 2011.
- [12] F. Therrien, I. Kocar, and J. Jatskevich, "A unified distribution system state Estimator Using the concept of augmented matrices," *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 28, pp. 3390-3400, 2013
- [13] C. D. Roger, "IEEE 4 Node Test Feeder Revised ", ed: Power Engineering Society, 2006, p. 9.
- [14] W. H. Kersting, "Radial distribution test feeders," presented at the Power Engineering Society Winter Meeting, 2001. IEEE (Volume:2), Columbus, OH, 2001.
- [15] (02/16/2014). *Distribution Test Feeders*. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders/>

- [16] W. H. Kersting, "A Comprehensive Distribution Test Feeder," presented at the Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES, New Orleans, LA, USA, 2010.
- [17] W. H. Kersting, "Using the IEEE Comprehensive Test Feeder," presented at the Rural Electric Power Conference (REPC), 2011 IEEE, Chattanooga, TN, 2011.