



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية
REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

وزارة التعليم العالي والبحث العلمي
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



جامعة الحاج لخضر - باتنة

UNIVERSITE HADJ LAKHDAR - BATNA

FACULTE DES SCIENCES DE L'INGENIEUR
DEPARTEMENT D'ELECTROTECHNIQUE

THESE

En vue de l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

Option
RESEAUX ELECTRIQUES

Présentée par

TOLBA Amrane

--THEME--

**COORDINATION ORIENTEE OBJET DE LA PROTECTION
DES RESEAUX ELECTRIQUES**

Soutenue le 11/07/2010 devant le jury composé de:

CHABANE Mabrouk	Professeur	U. Batna	Président
AZOUI Boubekur	Professeur	U. Batna	Rapporteur
CHAKER Abdelkader	Professeur	ENSET Oran	Examineur
DIB Abderrahmane	Maître de Conférences A	U. Oum El Bouaghi	Examineur
RAHEM Djamel	Maître de Conférences A	U. Oum El Bouaghi	Examineur
BENFARHI Louiza	Maître de Conférences A	U. Batna	Examineur

ANNEE UNIVERSITAIRE 2009/2010

ملخص

في هذا البحث تم تطوير تمثيل جديد لعناصر حماية الشبكات الكهربائية باستخدام "تقنية البرمجة الموجهة نحو الأهداف". وقد تم وضع "تنسيق موجه نحو الأهداف" في حماية الشبكات الكهربائية لكل من مراحل تجاوز التيار ومرحلات المسافة، وذلك بعد عرض معايير التنسيق في كل حالة. وقد أدى استغلال ميزات طريقة "الرسومات الموجهة" - بدمج هذه الطريقة التحليلية مع تقنية البرمجة الموجهة نحو الأهداف - إلى زيادة فعاليتها وتسهيل تحديد العدد الأدنى لـ "نقاط القطع" و "مجموعة أزواج المرحلات التابعة" اللازمة لعملية التنسيق.

Résumé

Dans ce travail une nouvelle modélisation des éléments de protection des réseaux électriques a été conçue et développée en se basant sur la Technique Orientée Objets. On a également présenté une coordination orientée objet pour les relais à maximum de courant et pour les relais à distance, après avoir décrit les critères de coordination dans les deux cas.

L'exploitation des avantages de la théorie des graphes orientés combinée avec la Technique Orientée Objets a augmenté son efficacité et a réduit la complexité de la détermination de l'ensemble minimal des Break Points (BP) et de l'ensemble des paires séquentielles (SSP) nécessaires pour la coordination.

Abstract

In this work, a new method of electrical network protection elements modeling is developed using the Object Oriented Technique. An Object Oriented coordination in electrical network protection for both overcurrent relays and distance relays is presented after giving the coordination criteria in each case.

The use of the Graph Theory – by combining this analytical theory with the Object Oriented Technique- has augmented its efficiency and reduced the complexity of determining the minimum set of Break Points (BP) and the Set of Sequential Pairs (SSP) necessary for coordination.

Remerciements

Je tiens à remercier très vivement mon premier promoteur, Dr. BELKACEMI Mohammed, professeur à l'université de Batna, d'avoir dirigé cette thèse et pour son support et ses encouragements dans la première phase de ce travail. Je tiens à adresser également mes remerciements à mon directeur de thèse Dr. AZOUI Boubekeur, professeur à l'université de Batna, d'avoir accepté de diriger cette thèse dans sa phase finale et pour tous ses efforts.

Je remercie vivement, Dr. CHABANE Mabrouk, professeur à l'université de Batna de m'avoir honoré en acceptant d'être président de jury de cette thèse.

J'adresse également mes remerciements aux personnes ayant accepté de participer au jury de cette thèse malgré leurs obligations :

Dr. CHAKER Abdelkader professeur à l'Ecole Normale d'Enseignement Supérieure Technique d'Oran;

Dr. DIB Abderrahmane maître de conférences à l'université d'Oum El-Bouaghi ;

Dr. RAHEM Djamel maître de conférences à l'université d'Oum El-Bouaghi ;

Dr. BENFARHI Louiza maître de conférences à l'université de Batna.

Table des matières

Tables des matières	1
Liste des figures	5
Liste des tableaux	7
Abréviations	8
Introduction générale	10
Chapitre 1 Protection des Réseaux Electriques et Critères de Coordination	14
1.1 Introduction	14
1.2 Défauts et leurs conséquences	14
1.2.1 Défauts	15
1.2.1.1 Défaut à la terre	16
1.2.1.2 Défaut polyphasé	16
1.2.2 Conséquences	16
1.2.2.1 Qualité de la fourniture	17
1.2.2.2 Coûts	17
1.2.2.3 Creux de tension	18
1.3 Elimination des défauts	18
1.3.1 Fusible	19
1.3.2 Disjoncteur	20
1.4 Système de Protection	21
1.4.1 Constitution	21
1.4.2 Réducteurs de mesure	22
1.4.2.1 Transformateur de courant	22
1.4.2.2 Transformateur de tension	23
1.4.3 Système de relais de Protection	23
1.4.3.1 Relais	23
1.4.3.2 Relais électromécanique	24
1.4.3.3 Relais statique	25
1.4.3.4 Relais digital et numérique	25
1.4.4 Principes de fonctionnement des relais de protection	26
1.4.4.1 Relais de mesure	26
1.4.4.1.1 Relais de mesure de courant	27
1.4.4.1.2 Relais de mesure de tension	27
1.4.4.1.3 Relais de mesure d'impédance	27
1.4.4.1.4 Relais de mesure de puissance	27
1.4.4.2 Relais directionnel	28
1.4.4.3 Relais d'impédance	28
1.4.4.4 Relais différentiel	29
1.4.4.5 Relais pilote	29
1.5 Concepts des systèmes de protection	29
1.5.1 Fiabilité	29
1.5.2 Protection primaire et protection secours	30
1.5.3 Sélectivité et zones de protection	32
1.6 Conception des systèmes de protection	34

1.7	Critères de coordination des relais de protection	35
1.7.1	Relais à maximum de courant (Overcurrent Relay)	35
1.7.2	Relais à distance (Distance Relay)	40
1.8	Conclusion	46
Chapitre 2 Modélisation Orientée Objets des Réseaux Electriques		47
2.1	Introduction	47
2.2	Eléments de base de la technique orientée objets	47
2.2.1	Notion d'objet	48
2.2.2	Notion de classe	48
2.2.3	Rôle des classes et des objets	49
2.3	Modélisation orientée objets (MOO)	49
2.3.1	Abstraction	49
2.3.2	Encapsulation	50
2.3.3	Modularité	50
2.3.4	Hiérarchie	50
2.3.4.1	Héritage	51
2.3.4.2	Agrégation	51
2.4	Développement orienté objets d'un système	51
2.4.1	Analyse orientée objets	52
2.4.2	Conception orientée objets	52
2.4.3	Programmation orientée objets	52
2.5	Méthodes orientées objets	53
2.6	Langage unifié de modélisation(UML)	54
2.6.1	Modèle statique (Diagramme de classes)	54
2.6.1.1	Associations	55
2.6.1.2	Agrégation	56
2.6.1.3	Héritage	56
2.6.1.4	Package	57
2.6.1.5	Template	57
2.6.2	Modèle dynamique	58
2.6.2.1	Diagramme d'états	58
2.6.2.2	Diagramme d'activités	59
2.6.2.3	Diagrammes séquentiels	59
2.6.2.4	Diagramme de collaboration	59
2.7	Avantages de la conception orientée objets	59
2.8	Modélisation orientée objets des réseaux électriques	60
2.8.1	Modélisation des éléments physiques	61
2.8.2	Diagramme de classe (classe Network)	61
2.9	Implémentation des éléments physiques du réseau	62
2.9.1	Elément jeu de barres	63
2.9.2	Eléments en série	63
2.9.3	Elément ligne de transmission	64
2.9.4	Eléments de protection	65
2.9.4.1	Eléments de protection relais à maximum de courant	66
2.9.4.2	Eléments de protection relais à distance	68
2.9.5	Elément réseau électrique	69
2.10	Modélisation des fonctions de calcul et des applications	70

2.10.1 Applications ou fonctions d'analyse des réseaux électriques	70
2.10.2 Fonctions de calcul	71
2.11 Conclusion	72
Chapitre 3 Coordination des Relais par la Combinaison de la Théorie des Graphes Orientés et l'Approche Orientée Objets	73
3.1 Introduction	73
3.2 Coordination des relais pour la protection des réseaux	73
3.2.1 Problème de coordination des relais	74
3.2.2 Théorie des graphes orientés	76
3.3 Coordination des relais en utilisant la théorie des graphes orientés	79
3.3.1 Matrice des boucles	79
3.3.1.1 Graphe orienté du réseau	79
3.3.1.2 Arbre du graphe	80
3.3.1.3 Matrice incidente	81
3.3.1.4 Matrice des boucles fondamentale	81
3.3.1.5 Matrice des boucles simples	82
3.3.2 Détermination des Break Points BP	87
3.3.3 Matrice des séquences relatives RSM	89
3.3.4 Ensemble des paires séquentielles SSP	91
3.4 Modélisation orientée objets	92
3.5 Implémentation orientée objets	93
3.6 Conclusion	96
Chapitre 4 Coordination des Relais à Maximum de Courant	97
4.1 Introduction	97
4.2 Relais à maximum de courant	97
4.2.1 Réglage instantanée	99
4.2.2 Réglage du temps de retard	99
4.2.2.1 Réglage du seuil de fonctionnement en courant	99
4.2.2.2 Réglage de la temporisation	99
4.3 Modèles mathématiques des relais à maximum de courant	100
4.3.1 Caractéristique Standard Inverse (SI)	100
4.3.2 Caractéristique Très Inverse (VI)	100
4.3.3 Caractéristique Extrêmement Inverse (EI)	101
4.4 Coordination des relais à maximum de courant	101
4.5 Algorithme de coordination	101
4.5.1 Convergence de l'algorithme	103
4.6 Implémentation orientée objets de la coordination à maximum de courant (Classe OvCrtRelayCoord)	103
4.7 Etude et test d'un réseau électrique	106
4.7.1 Données du réseau test	106
4.7.2 Résultats de réglage du seuil instantané	107
4.7.3 Résultats de réglage du seuil de fonctionnement retardé	108
4.8 Conclusion	111
Chapitre 5 Coordination des Relais à Distance	112
5.1 Introduction	112
5.2 Relais à distance	112
5.2.1 Critères de coordination	112

5.3	Coordination des relais à distance	113
5.3.1	Réglage de la zone 1	114
5.3.2	Réglage de la zone 2	115
5.3.3	Réglage de la zone 3	119
5.4	Algorithme de coordination	121
5.5	Implémentation orientée objets de la coordination à distance (Classe DistanceRelayCoord)	121
5.6	Etude et test d'un réseau électrique	124
4.6.1	Résultats de réglage de la zone 1	125
4.6.2	Résultats de réglage de la zone 2	125
4.6.3	Résultats de réglage de la zone 3	126
5.6.4	Réglage des caractéristiques des relais Mho	127
5.6.5	Ajustement des réglages des caractéristiques des relais Mho	128
5.7	Conclusion	131
	Conclusion et Perspectives	132
	Bibliographie	134

Liste des figures

FIGURE 1.1	Constitution d'un système de protection	21
FIGURE 1.2	Protection primaire, dupliquée et de secours	31
FIGURE 1.3	Un réseau électrique avec des relais directionnels	32
FIGURE 1.4	Zones de protections interdépendantes	33
FIGURE 1.5	Courant de défaut en fonction du point de défaut	36
FIGURE 1.6.a	Caractéristique à temps indépendant [15]	37
FIGURE 1.6.b	Caractéristique à temps inverse [14,15]	37
FIGURE 1.7	Caractéristique standard IDMT du relais [17]	38
FIGURE 1.8	Caractéristique du relais à distance	41
FIGURE 1.9	Zones de protection du relais à distance	41
FIGURE 1.10	Zones de protection du relais à distance Mho pour les relais en G et H pour la protection de la ligne GH [19]	43
FIGURE 1.11	Impédance de la ligne pour un fonctionnement normal	44
FIGURE 1.12	Impédance apparente de la ligne en présence d'un défaut	44
FIGURE 1.13	Conditions de fonctionnement du relais à distance Mho	45
FIGURE 2.1	Symboles d'une classe en UML [26]	55
FIGURE 2.2	Association normale en UML	55
FIGURE 2.3	Agrégation par référence et agrégation par composition	56
FIGURE 2.4	Généralisation et spécialisation des classes	57
FIGURE 2.5	Représentation de deux packages en UML	57
FIGURE 2.6	Template en UML [28]	58
FIGURE 2.7	Les principaux symboles des diagrammes d'états	58
FIGURE 2.8	Grandes abstractions des réseaux	60
FIGURE 2.9	Structure des éléments physiques	61
FIGURE 2.10	Diagramme de classes	62
FIGURE 2.11	Classe Bus	63
FIGURE 2.12	Classe Branch	64
FIGURE 2.13	Classe Line	64

FIGURE 2.14 Classe Relay	65
FIGURE 2.15 Classe OvCrtRelay	67
FIGURE 2.16 Classe DistanceRelay	68
FIGURE 2.17 Classe Network	69
FIGURE 2.18 Réseau électrique avec éléments physiques et applications	70
FIGURE 2.19 Diagramme de classes des applications	71
FIGURE 2.20 Structure de classes de la coordination des relais (RelayCoordination)	71
FIGURE 3.1 Un réseau électrique avec des relais directionnels	74
FIGURE 3.2 Exemple de coordination des relais	77
FIGURE 3.3 Réseau électrique de 6 jeux de barres	79
FIGURE 3.4 Graphe orienté du réseau de la figure 3.3	80
FIGURE 3.5 Arbre du graphe orienté	80
FIGURE 3.6 Classe RelayCoordination	93
FIGURE 3.7 Diagramme d'activités de l'application RelayCoordination	95
FIGURE 4.1 Une partie d'un réseau électrique	98
FIGURE 4.2 Classe OvCrtRelayCoord	104
FIGURE 4.3 Diagramme d'activités de l'application OvCrtRelayCoord	105
FIGURE 4.4 Réseau test de 6 jeux de barres	106
FIGURE 5.1 Un réseau électrique avec des relais directionnels	115
FIGURE 5.2 Cas de chevauchement dans Z_2	117
FIGURE 5.3 Cas de chevauchement dans Z_2 et Z_3	120
FIGURE 5.4 Classe DistanceRelayCoord	122
FIGURE 5.5 Diagramme d'activités de l'application DistanceRelayCoord	123

Liste des tableaux

Tableau 3.1 Ensemble SSP du réseau de la figure 3.3	92
Tableau 4.1 Données des lignes du réseau test	106
Tableau 4.2 Courants de courts circuits primaires/secours (en A)	107
Tableau 4.3 Seuils instantanés aux primaires (en A)	108
Tableau 4.4 Seuils minimales et maximales aux primaires (en A) avec les CT 109	109
Tableau 4.5 Seuils des courants de fonctionnement (en A)	109
Tableau 4.6 Résultats de la coordination à maximum de courant	110
Tableau 4.7 Réglage final de la coordination des relais à maximum de courant	110
Tableau 5.1 Impédances apparentes des paires s/p (en Ω)	124
Tableau 5.2 Réglage de la zone 1 (en Ω)	125
Tableau 5.3 Réglage de la zone 2 (en Ω)	126
Tableau 5.4 Réglage de la zone 3 (en Ω)	127
Tableau 5.5 Réglage des trois zones (en Ω)	128
Tableau 5.6 Réglage de la caractéristique Mho des relais au secondaire (en Ω) avec le temps de retard (en secondes)	128
Tableau 5.7 Impédances de défaut apparentes au secondaire	129
Tableau 5.8 Réglage final des caractéristiques Mho des relais	130

Liste des symboles et des abréviations

T	Temps de fonctionnement
I_r	Seuil de fonctionnement
TDS	Temps de retard
TMS	Facteur de temporisation
CTI	Intervalle de temps de coordination
R	Résistance de la ligne
X	Réactance de la ligne
Z	Impédance de la ligne
Z_1	Impédance de la zone 1 de la ligne
Z_2	Impédance de la zone 2 de la ligne
Z_3	Impédance de la zone 3 de la ligne
Z_d	Impédance de charge de la ligne
V	Tension du jeu de barres
I	Courant à travers la ligne et le relais
TC	Transformateur de courant
TT	Transformateur de tension
Z_{ap}	Impédance apparente vue par le relais
V_f	Tension de défaut du jeu de barres
I_f	Courant de défaut à travers le relais
Z_R	Portée de l'impédance du relais
Z_l	Impédance de la zone de protection de la ligne
τ	Angle de Z_R
θ_l	Angle de Z_l
TOO	Technique Orientée Objets
COO	Conception Orientée Objets
OOD	Object Oriented Design
AOO	Analyse Orientée Objets
OOA	Object Oriented Analysis
MOO	Modélisation Orientée Objets
OOM	Object Oriented Modeling

OMT	Object Modeling Technique
UML	Unified Modeling Language
R _p	Relais primaire
R _s	Relais secours
BP	Breaks Points
RSM	Matrice des séquences relatives
SSP	Ensemble des paires séquentielles
A	Matrice incidente
B _f	Matrice des boucles fondamentale
A [*]	Matrice adjacente augmentée
I ₀	Seuil instantané du relais
COI	Facteur multiplicateur du relais à maximum de courant
ILMX	Courant de charge maximal
CNRI	Facteur de courant du jeu de barres éloigné
CMNI	Facteur de courant minimal
T _s	Temps de fonctionnement du relais secours
T _p	Temps de fonctionnement du relais primaire
TOMX	Temps de fonctionnement maximal du relais à maximum de courant primaire
TDMN	Temps de retard minimal permis pour le relais à distance
T ₂	Temps de retard de la zone 2
T ₃	Temps de retard de la zone 3
TDMX	Temps de retard maximal du relais à distance
CRZ1	Facteur de portée sur la ligne primaire (zone 1)
CRZ2	Facteur de portée sur la ligne éloignée (zone 2)
CBZ2	Facteur de couverture du jeu de barre éloigné (zone 2)
Z _p	Impédance apparente vue par le relais primaire
Z _s	Impédance apparente vue par le relais secours

Introduction générale

1. Importance des systèmes de protection

La fonction principale d'un système de protection est de mettre rapidement hors service tout ouvrage du réseau qui commence à fonctionner d'une façon anormale. En général les systèmes de protection ne peuvent pas empêcher les endommages des équipements, ils fonctionnent toujours après la détection de quelques endommages qui sont déjà produits.

Le but est d'empêcher le mal au personnel et de minimiser les dommages pour l'équipement après le maintien de la stabilité du reste du réseau. En plus, pour n'importe quel type de défaut, le système de protection doit priver d'énergie un nombre minimal possible de consommateurs. Cette propriété du système de protection est connue sous le nom de sélectivité, dont le résultat est une continuité de service maximale avec le minimum de déconnexions du réseau. Le système de protection doit être également fiable, rapide et économique autant que possible. Pour atteindre ces objectifs, les systèmes de protection doivent être conçus convenablement et leurs relais de protection doivent être ajustés en coordination entre eux.

2. Coordination des relais

La coordination des relais de protection est la détermination des paramètres de fonctionnement (Relay Setting) du système de protection pour avoir un fonctionnement coordonné des protections. Si un défaut se produit sur une ligne de transmission, il doit être détecté par les relais situés aux extrémités de cette ligne (connus comme relais primaires), ces relais à leurs tours commandent leurs disjoncteurs associés pour éliminer le défaut. Si le relais primaire ou le disjoncteur associé ne fonctionne pas, le défaut doit être éliminé par les relais secours (Relais Backup) et les disjoncteurs des lignes adjacentes. Puisque, généralement les relais secours éliminent et mettent hors service une plus grande partie du réseau, ils doivent fonctionner plus lentement pour garder la priorité à la protection primaire.

Durant le processus de coordination, la topologie et les conditions de fonctionnement du réseau doivent être prises en compte. Les paramètres de réglage ont besoin d'être recalculés fréquemment pour faire face aux changements des conditions de fonctionnement du réseau. En effet, après chaque variation dans le réseau, les calculs ont besoin d'être fait rapidement pour ajuster les paramètres de réglage des relais aux nouvelles conditions, d'où le besoin d'un outil efficace pour le calcul de ces paramètres. A chaque étape le relais placé doit être coordonné avec tous ses relais primaires. Quand ce processus est réalisé sur les boucles ou mailles multiples du réseau, le même relais peut servir comme relais primaire pour certains relais et comme relais secours pour d'autres relais. Ce problème fait que la procédure de coordination est itérative pour les mailles multiples du réseau.

La théorie des graphes orientés évalue efficacement les connectivités du réseau électrique. Pour avoir une convergence rapide dans une telle procédure, les relais doivent être coordonnés état par état selon une séquence optimale des états des relais [1]. Une telle séquence des relais est représentée par une matrice connue par Relative Sequence Matrix (RSM). Le grand problème pour trouver une RSM est de déterminer sa première ligne connue par Break Point Set (BP). L'ensemble des BP est l'état convenable des relais pour commencer la coordination des relais à chaque itération. Puisque le temps de calcul de la procédure de coordination augmente avec la dimension de l'ensemble des BP, on a besoin d'un BP minimale ayant un nombre de relais minimal.

1.3 Technique orientée objets

De nombreuses applications ont été développées ces dernières années en utilisant la Technique orientée objet (TOO). Cet engouement pour la TOO se justifie largement aujourd'hui. La TOO s'appuie sur la métaphore des objets communiquant entre eux. Selon la TOO, un système peut être vu comme un ensemble d'objets qui collaborent pour assurer une mission globale. Actuellement la MOO des réseaux électriques fait sortir deux grandes structures de classes : la structure des éléments physiques du système électrique et les méthodes d'analyse (applications) appliquées au système ou sur ces éléments [2,3,4,5]. Dans ce travail, le processus de création des structures de classes représentatives des entités diverses du réseau électrique dans son ensemble sont divisées en abstractions distinctes. On considère

deux abstractions principales : le réseau électrique (classes des éléments physiques) et les fonctions de calcul (classes des applications).

1.4 Aperçu sur les travaux de coordination des relais de protection

La coordination des relais de protection fait toujours un thème de recherche qui intéresse les compagnies d'électricité et les académistes. Actuellement, la tendance est la combinaison de plusieurs techniques dans le but d'une meilleure coordination des relais. Plusieurs tentatives ont été faites dans ce sens. Askarian et Razavi ont développés une méthode qui combine la théorie des graphes orientés et les systèmes experts [1]. Javad Sadeh a utilisé une méthode d'optimisation analytique pour avoir les réglages optimaux des paramètres des relais [6]. Razavi et Askarian ont développé une méthode basée sur la théorie des graphes orientés et les algorithmes génétiques pour la coordination des relais [7]. Pandit et Soman ont utilisé la technique orientée objets pour le développement d'une application de coordination des relais [8]. Vaidyanathan et Soman ont également traité la coordination des relais à distance en appliquant la technique orientée objets [10].

1.5 Objectif de cette étude

Le but de cette étude est de développer une méthode analytique pour la conception d'un système de protection sélectif. Pour y faire on a besoin d'analyser les dépendances des relais du système de protection. La théorie des graphes orientés est une méthode analytique très efficace qui résout ce problème mais elle est difficile à implémenter vue sa complexité. Basés sur la puissance de la TOO dans le domaine de réseaux électriques [10,11,12,13], nos travaux de thèse se situent dans ce contexte. En effet on a essayé d'exploiter les avantages de la TOO pour combler les inconvénients de cette méthode analytique et bénéficier de ses grands avantages. Comparés aux méthodes qui existent, les avantages de ces TOO sont liés à la décomposition du problème en objets réels ce qui réduit largement la complexité des systèmes. La modélisation orientée objets de la théorie des graphes orientés est présentée en détail au chapitres 3.

Pour satisfaire les attentes mises sur les approches orientées objets, des méthodes et des outils pour mener à bien et maîtriser le processus de conception sont nécessaires. Donc,

comme pour la conception de tout système complexe, apparaît la nécessité de modèles préalables sous forme de schémas et de plans. Ces modèles sont détaillés dans toutes les phases de ce travail.

6. Structure de la thèse

Cette thèse est organisée en cinq chapitres. Le sujet et l'organisation de la thèse ainsi que l'importance des systèmes de protection sont décrits dans l'introduction générale.

- Le chapitre 1 introduit et présente les défauts dans les réseaux électriques ainsi que les conséquences de ces défauts, les relais de protections et leurs rôles, les concepts de bases d'un système de protection et les critères de coordination des relais à maximum de courant et à distance.
- Le chapitre 2 présente d'abord un aperçu sur l'approche orientée objets (TOO) et son intérêt dans le processus de développement d'applications réseaux électriques et spécialement la coordination des relais de protection. Ensuite les modèles orientés objets développés et utilisés dans cette thèse pour la protection des réseaux électriques sont bien détaillés et présentés.
- Le chapitre 3 traite la coordination des relais par la combinaison de la technique orientée objets et la théorie des graphes orientés. L'ensemble des Break Points (BP) et l'ensemble des paires séquentielles (SSP) ont été déterminés en utilisant l'implémentation orientée objets.
- Le chapitre 4 décrit les critères de coordination des relais à maximum de courant en détailles et présente le modèle orienté objets de la coordination des relais à maximum de courant. Un test de fonctionnement de la coordination développée a été fait sur une variante de réseau électrique.
- Le chapitre 5 propose une coordination orientée objets des relais à distance pour la protection des réseaux électriques après avoir décrit les critères de coordination des relais à distance en détailles. Un test de fonctionnement de la coordination à distance développée a été également fait.
- Enfin, la conclusion qui résume brièvement ce travail de recherche et les contributions majeures.

Chapitre 1

Protection des Réseaux Electriques et Critères de Coordination

1.1 Introduction

Les défauts sur les réseaux électriques provoquent des perturbations affectant leur fonctionnement et la qualité d'alimentation de la clientèle. Le système de protection protège les réseaux contre les effets de ces défauts. Un défaut est une situation anormale, dans la majorité des cas c'est un court circuit. En général, le système de protection ne peut pas éviter les endommages au réseau, il fonctionne après que quelques dégâts ont déjà été produits. Le but du système de protection est de protéger les personnes et de limiter les dégâts d'équipements en isolant l'ouvrage en défaut du reste du réseau avec un grand degré de fiabilité et le plus vite possible. Quand un défaut a lieu, le système de protection doit détecter le défaut et l'éliminer le plus vite possible en isolant uniquement si c'est possible l'élément en défaut ou un ensemble minimal d'éléments, c'est la propriété de sélectivité d'un système de protection.

Ce chapitre définit les défauts dans les réseaux électriques ainsi que les conséquences de ces défauts, les relais de protections et leurs rôles, les concepts de bases d'un système de protection et les critères de coordination des relais à maximum de courant et des relais à distance.

1.2 Défauts et leurs conséquences

Les réseaux électriques sont conçus et construits de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement du réseau et affecter la qualité d'alimentation de la clientèle. Les conséquences des défauts de court circuit sont variables et dépendent fortement de l'intensité du courant de défaut, qui dépend alternativement du type de défaut, du point du défaut, de la mise à la terre du système, de l'impédance de source, et de

l'impédance du défaut. La durée du défaut est également très importante dans l'estimation des conséquences d'un défaut.

1.2.1 Défauts

Les défauts sont définis comme étant des événements qui contribuent à la violation des limites de conception des composants du réseau électrique du point de vue isolants, isolation galvanique, niveau de tension et de courant etc. [14]. Le court circuit est défini comme étant une connexion anormale (relativement de basse impédance) entre deux points de potentiels différents, produite accidentellement ou intentionnellement. Le terme défaut ou court circuit est souvent utilisé pour décrire un court circuit.

Les courts circuits sont principalement caractérisés par :

- Leurs durées :
 - Auto-extincteurs : lorsqu'ils disparaissent d'eux-mêmes ;
 - Fugitifs : ils disparaissent après l'ouverture des disjoncteurs de protection et ne reparissent pas lors de la remise en service ;
 - Permanents : ils nécessitent la mise hors tension et l'intervention du personnel d'exploitation ;
- Leurs origines :
 - Mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux) ;
 - Surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique ;
 - Ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive ;
- Leurs localisations : interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique;
- Leurs formes :
 - Monophasés (entre une phase et la terre) : 80 % des cas ;
 - Biphasés (entre deux phases avec ou sans mise à la terre) : 15 % des cas, ces défauts dégénèrent souvent en défauts triphasés ;
 - Triphasés (entre trois phases) : 5 % seulement dès l'origine, les courts circuits biphasés et triphasés sont souvent regroupés sous l'appellation de courts circuits polyphasés.

Sur les réseaux HT et THT, les courants de court circuit les plus élevés atteignent plusieurs dizaines de Kilo Ampères, par exemple, les installations du réseau français à 400 kV sont conçues pour tenir un courant de court circuit de 40 KA et même de 63 KA sur quelques sites [15]. Dans certains pays, des valeurs de 50 KA sont courantes. Il est important de signaler que les courants de défaut sont principalement de la fréquence du réseau mais ils peuvent également contenir des composantes à haute fréquence. De telles composantes peuvent comprendre le courant dérivé d'un condensateur ou capacités parasites dans les câbles et des douilles.

1.2.1.1 Défaut à la terre

Les courants de défaut à la terre dépendent de l'impédance du réseau vue par le point de défaut et de l'impédance de défaut. L'intensité du courant de défaut monophasé dépend en grande partie de la mise à la terre du réseau et peut être d'une grande intensité (de même ordre que les courants de défauts triphasés dans un réseau à défaut franc) ou de petite intensité (quelques Ampères dans un réseau à grande impédance de terre). Les courants de défaut à la terre peuvent avoir une évolution semblable à celle des courants triphasés [15].

1.2.1.2 Défaut polyphasé

Les courants très élevés se rencontrent la plupart du temps en cas de défaut triphasé. Ils ne sont alors limités que par les impédances naturelles du réseau. Certaines compagnies d'électricité adoptent des dispositions constructives (installation de réactances de limitation par exemple) pour en réduire le niveau.

Les courants de court circuit triphasés diminuent très rapidement lorsque le défaut s'éloigne des postes THT/HT. Les défauts triphasés provoquent des courants de défaut proportionnels aux courants de charge. Ces défauts peuvent être dus à un conducteur cassé, fonctionnement d'un fusible dans une ou deux phases, ou un défaut de fonctionnement du disjoncteur dans une ou plusieurs phases.

1.2.2 Conséquences

Les conséquences d'un défaut peuvent être divisées en deux parties, une partie provoquée par le déclenchement du défaut (par exemple panne d'isolation) et une partie qui dépend de la durée du défaut. Les conséquences initiales (de la première partie) ne peuvent

pas être réduites par une détection rapide de défaut, tandis que celles dues à la durée du défaut peuvent l'être. Ces conséquences sont généralement :

- Au point de défaut, la présence d'arcs de défaut, avec :
 - Détérioration des isolants ;
 - Fusion des conducteurs ;
 - Incendie et danger pour les personnes ;
- Pour le circuit défectueux :
 - Les efforts électrodynamiques, avec :
 - déformation des jeux de barres,
 - arrachement des câbles ;
 - Suréchauffement par augmentation des pertes joules, avec risque de détérioration des isolants ;
 - Pour les autres circuits électriques du réseau concerné ou des réseaux situés à proximité :
 - les creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut, de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes,
 - la mise hors service d'une partie du réseau plus ou moins grande, suivant son schéma et la sélectivité de ses protections,
 - l'instabilité dynamique et/ou la perte de synchronisme des machines,
 - les perturbations dans les circuits de contrôle-commande.

Les échauffements et les efforts électrodynamiques affectent plus *la tenue et la durée de vie du matériel* lorsqu'ils sont importants et maintenus, les interrompre rapidement évite le vieillissement rapide du matériel. Donc, plus le défaut peut être éliminé rapidement, moins sont les conséquences.

1.2.2.1 Qualité de la fourniture

Dans la plus part des cas, les courts circuits se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tensions souvent inadmissibles. Cette baisse de tension peut entraîner des difficultés qui ne disparaissent pas forcément avec l'élimination du défaut.

1.2.2.2 Coût

Les conséquences d'un défaut sont directement liées au coût. La conséquence initiale a pu par exemple mener à l'isolation d'une panne dans un câble afin que le câble soit réparé. Si

le courant de défaut est permis de persister, le câble sera de plus en plus endommagé de sorte qu'il devra être substitué. Par la suite, le courant de défaut endommagera non seulement le câble, mais également tout autre matériel dans le chemin du courant de défaut, tels que des disjoncteurs, transformateurs de mesure, transformateurs, ou même des générateurs. La substitution ou la réparation d'une partie du câble n'est pas très chère, mais la substitution d'un transformateur de puissance est certainement très chère. Un autre aspect du coût est que, plus les dégâts sont grands plus le temps de réparation est long avant que le câble puisse être mis en service. Selon la configuration du réseau, le nombre de clients qui pourraient être sans puissance pendant la réparation est plus ou moins grand.

1.2.2.3 Creux de tension

Un court circuit provoque normalement des courants élevés dans le chemin du courant de défaut. En même temps, la tension chutera provoquant une immersion de tension qui peut être notée par toutes les grandes parties du réseau et dérangent des processus sensibles. Les baisses de tension sont plus importantes lorsqu'elles sont proches du point de défaut, elles peuvent être source de graves désordres, même sur les parties saines du réseau. Elles peuvent être:

- Brèves, c'est le cas de coupures suivies de réenclenchements automatiques ou de permutation de source. Elles gênent surtout les matériels électroniques, moins les machines à forte inertie (four, ventilateur) ;
- Longues du fait des travaux préalables de remise en ordre avant la remise sous tension, et alors affecter financièrement l'entreprise.

Il est à noter que même après l'élimination du défaut, cette perte de stabilité peut s'aggraver. Le maintien en service de toutes les machines est d'autant plus probable que le creux ou manque de tension est de plus courte durée [15,16].

1.3 Elimination des défauts

Les courts circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, Il s'avère que la rapidité d'élimination d'un défaut est essentielle pour réduire les risques. Lorsqu'un court circuit apparaît sur un ouvrage, les protections provoquent le déclenchement des disjoncteurs encadrant cet ouvrage. Si cette fonction est correctement exécutée, les disjoncteurs des autres ouvrages ne doivent pas être déclenchés. Dans le cas contraire, les

disjoncteurs d'autres ouvrages doivent être déclenchés, pour assurer l'élimination du défaut, mais en nombre aussi réduit que possible.

Dans la plupart des réseaux de transport, c'est le maintien de la stabilité transitoire de fonctionnement des groupes générateurs qui impose le temps maximal d'élimination des défauts, essentiellement des défauts polyphasés qui sont les plus contraignants. Ce temps maximal se situe le plus souvent dans la fourchette 100 à 200 ms, des valeurs plus basses de l'ordre de 60 à 80 ms peuvent être nécessaires dans des situations de réseau contraignantes [16]. Le temps de fonctionnement des disjoncteurs modernes (ouverture des pôles et coupure du courant) étant de l'ordre de 30 à 50 ms [17]. Ces exigences sur les temps d'élimination des défauts, imposent aux protections les plus rapides de fonctionner en un temps de 20 à 30 ms [17]. Aujourd'hui, les défauts électriques sont automatiquement éliminés par des fusibles et des disjoncteurs sophistiqués.

1.3.1 Fusible

Les fusibles permettent d'interrompre automatiquement un circuit parcouru par une surintensité pendant un intervalle de temps donné. L'interruption du courant est obtenue par la fusion d'un conducteur métallique calibré. Ils sont surtout efficaces pour la protection contre les courts circuits, vis-à-vis desquels ils agissent, le plus souvent, en limiteurs de la valeur crête du courant de défaut.

Le fusible est ainsi un excellent dispositif pour l'élimination des défauts mais il présente un certain nombre d'inconvénients qui limitent son utilisation [18] :

- Ils sont assez souvent générateurs de surtensions à la coupure ;
- Ils exigent malheureusement d'être remplacés après chaque fonctionnement ;
- En régime triphasé, ils n'éliminent que les phases parcourues par un courant de défaut, ce qui peut présenter un danger pour le matériel et le personnel ;
- Leur calibre doit être bien adapté pour éviter un fonctionnement intempestif en cas de surcharge momentanée.

Les fusibles sont des appareils monophasés, pour pallier cet inconvénient potentiel, les fusibles peuvent être associés à des interrupteurs ou à des contacteurs avec lesquels ils constituent des combinés capables d'assurer automatiquement la coupure des phases saines

lors du fonctionnement de l'un d'eux de façon à éviter la marche monophasée dangereuse. Les combinés présentent, en outre, l'avantage d'interrompre en triphasé en cas de fusion d'un seul ou de deux fusibles.

1.3.2 Disjoncteur

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales et anormales du réseau. Il est très généralement associé à un système de protection (relais), détectant un défaut et élaborant des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé par un autre disjoncteur ou dans le cas où le défaut présente un caractère fugitif.

Sa fonction principale est d'interrompre le flux de courant détecté lors d'un défaut. Le principe de base de tous les disjoncteurs est d'essayer de détecter le passage du courant par la valeur zéro et d'interrompre le flux de courant à ce moment là (où le niveau d'énergie à interrompre est à son minimum). C'est l'appareil de protection capable d'une totale capacité d'intervention sans provoquer de surtension excessive sur le réseau.

Le disjoncteur ne réussit pas souvent à interrompre le courant durant la première tentative, plusieurs cycles de la fréquence fondamentale du courant sont nécessaires pour une interruption complète du flux de courant, ce qui affecte la vitesse du disjoncteur. Les disjoncteurs rapides utilisés dans la HT sont d'un cycle, par contre ceux utilisés dans la BT prennent 20 à 50 cycles pour ouvrir [18]. Dans le cas des lignes électriques, beaucoup de défauts sont temporaires. Pour distinguer entre un défaut permanent et un défaut temporaire le concept d'auto-enclenchement est utilisé. Quand le disjoncteur déclenche il reste ouvert un certain temps ensuite il ferme automatiquement. Cette action permet au relais de vérifier si le défaut continu d'exister, et dans ce cas de déclencher de nouveau. Si le défaut a disparu, le relais ne fonctionne pas et la ligne va rester en service

Le disjoncteur permet d'établir ou d'interrompre le courant, par rapprochement et séparation des contacts jusqu'aux valeurs les plus élevées des courants de défaut. Le disjoncteur HT est caractérisé essentiellement par la technique utilisée pour la coupure.

Historiquement, les milieux choisis pour la coupure sont l'air, l'huile, l'air comprimé, le gaz SF6 ou le vide.

Les disjoncteurs sont assez souvent équipés d'un relais auxiliaire nommé relais de défaillance du disjoncteur (BF). Si le disjoncteur échoue dans l'opération d'ouverture quand c'est nécessaire, le relais BF initialise une opération de fonctionnement des autres disjoncteurs qui vont déconnecter l'élément en défaut (souvent d'autres éléments non affectés par le défaut sont également déconnectés).

1.4 Systèmes de Protection

1.4.1 Constitution

Le rôle fondamental d'un système de protection dans un réseau électrique, est de détecter les défauts possibles et de mettre hors tension la portion du réseau affecté par le défaut. Quelque soit la technologie, le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

- Des capteurs ou réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs à surveiller à des niveaux utilisables par les protections ;
- Un système de relais de protection (Relais) ;
- Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs).

Un exemple d'un système de protection pour une ligne HT est donné par la figure 1.1. L'autre extrémité de la ligne a un système de protection similaire qui protège la ligne par l'ouverture du disjoncteur de cette extrémité. Dans le cas d'un défaut, les deux relais ont besoin de fonctionner, donc les deux disjoncteurs s'ouvrent et la ligne est mise hors service.

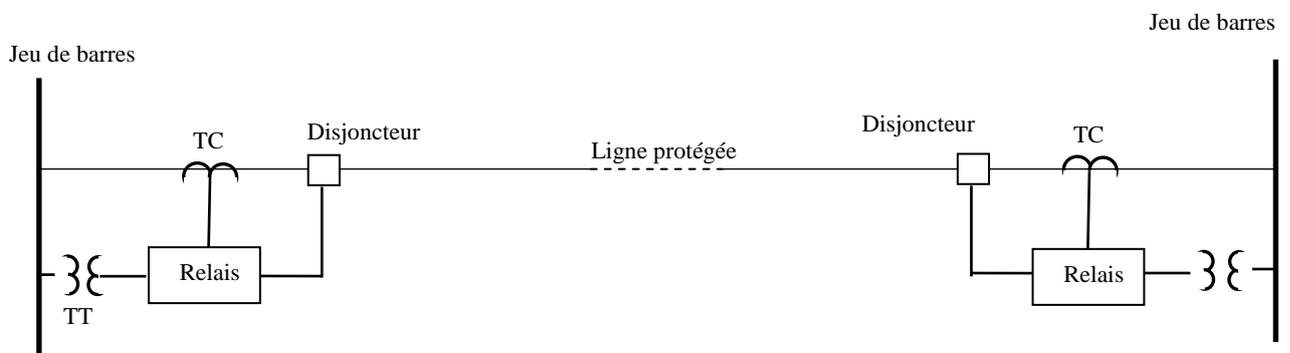


FIGURE 1.1 Constitution d'un système de protection

Les relais de protection sont connectés aux transformateurs pour recevoir des signaux d'entrée et aux disjoncteurs pour délivrer des commandes d'ouverture ou de fermeture. Donc en cas de défaut, la tâche du disjoncteur est d'éliminer le défaut tandis que la tâche du système de relais de protection est de détecter ce défaut. En HT, les relais sont situés dans des sous stations. Le temps d'élimination de défauts comprend :

- Le temps de fonctionnement des protections (détection du défaut) ;
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs (élimination du défaut).

1.4.2 Réducteurs de mesure

Pour des raisons de dimensionnement et de coût, les relais de protection sont prévus pour des courants et des tensions de valeurs réduites. De plus, pour assurer la sécurité des opérateurs, il faut interposer une séparation galvanique entre le réseau surveillé qui se trouve à tension élevée et le circuit de mesure à tension réduite mis à la terre en un point [14,17]. On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT). Pour assurer une bonne protection contre les défauts, la caractéristique essentielle d'un réducteur de mesure est sa précision.

1.4.2.1 Transformateur de courant

Du point de vue électrique, les TC ont plusieurs rôles :

- Délivrer à leur secondaire une intensité, image fidèle de celle qui circule, dans le conducteur HT concerné ;
- Assurer l'isolement galvanique entre la HT et les circuits de mesure et de protection ;
- Protéger les circuits de mesure et de protection de toute détérioration lorsqu'un défaut survient sur le réseau HT.

Les transformateurs de courant utilisés permettent de réduire le niveau des courant de milliers d'Ampères vers des sorties standards de 5A ou 1A pour un fonctionnement du réseau normal. Durant le défaut, le niveau du courant du transformateur augmente. Le choix du transformateur est critique pour un fonctionnement correct du relais.

Avec cette image de l'intensité dans le conducteur HT, le relais élabore à son tour un ordre de déclenchement en fonction du type de protection qu'il réalise et des valeurs auxquelles il a été préréglé (seuil(s), temporisation(s)). Cet ordre est transmis à un ou

plusieurs appareils de coupure (disjoncteur, contacteur, interrupteur). Suivant le type de protection à réaliser, les TC sont associés et utilisés selon des schémas différents, ils peuvent être une partie isolée ou une partie du disjoncteur.

1.4.2.2 Transformateur de tension

Le réducteur de tension TT est un véritable transformateur, dont le primaire reçoit la tension du réseau, et le secondaire restitue une tension image. Puisque les niveaux de tension dans le réseau sont de l'ordre de kilovolts, les transformateurs de tension sont utilisés pour abaisser les tensions à des niveaux acceptables par les relais. Ils sont fournis sous forme standard dont la tension du secondaire est 100V ou 10V (tension entre phases). Les difficultés rencontrées pour la réalisation de cet appareil sont :

- Fourniture d'une tension secondaire avec la précision requise lorsque la tension primaire est faible. En effet, dans ce cas, les phénomènes d'hystérésis sont particulièrement sensibles ;
- Lors des cycles de déclenchement et réenclenchement après ouverture des disjoncteurs d'une phase saine, la phase reste chargée. Un régime oscillatoire amorti apparaît, créé par la capacité de la ligne et l'inductance de l'appareil. Elle peut être à très basse fréquence, ce qui provoque la saturation de son circuit magnétique. Au réenclenchement il fournit alors une tension très faible, ce qui peut entraîner un fonctionnement incorrect des protections.

1.4.3 Système de relais de protection

1.4.3.1 Relais

Un des équipements les plus importants utilisés dans la protection des réseaux électriques est le relais de protection (figure 1.1). Le relais de protection mesure des grandeurs d'entrée et les compare aux seuils de réglage du relais qui définissent à leur tour les caractéristiques de fonctionnement. Il assure donc une opération logique entre une information d'entrée et l'information de sortie correspondante. Ces caractéristiques sont différentes suivant le principe du relais utilisé.

Généralement, le fonctionnement du relais est basé sur la comparaison de la grandeur mesurée et la caractéristique de fonctionnement. Quand les seuils de la caractéristique sont dépassés, le relais suppose que ceci est dû à des défauts affectant la grandeur mesurée, il

délivre alors une commande pour faire fonctionner le disjoncteur associé. Cette opération est souvent dite déclenchement du relais signifiant l'ouverture du disjoncteur.

Comme c'est déjà indiqué, le relais est raccordé à des transformateurs auxiliaires du fait que le signal d'entrée est très faible. Pour couvrir tous les besoins et fournir plusieurs niveaux des grandeurs d'entrée, la majorité des conceptions des relais permettent des connexions multiples aux transformateurs auxiliaires nommées prises de réglage (Tap Setting). Donc derrière le courant ou la tension d'entrée et les valeurs de sorties de déclenchement, le relais possède un nombre de connexions d'entrée/sortie qui sont également très utiles lors de la coordination des relais.

La structure d'un relais de protection dépend largement de la technologie de réalisation. Ainsi, ils peuvent être de type électromagnétique, statique, digital ou numérique.

1.4.3.2 Relais électromagnétiques

Pendant longtemps, les relais ont été exclusivement du type électromécanique, basés sur deux principes simples :

- L'attraction magnétique provoquée par un courant parcourant un solénoïde à noyau de fer ;
- Le couple fourni par la réaction des courants induits dans un rotor massif.

Les relais électromagnétiques sont simples et spécialisés (contrôle du courant, tension, fréquence, etc.) et ils ont une bonne durée de vie (plus de 25 ans). Mais ils ont une faible précision et exigent malheureusement une puissance importante pour fonctionner (plusieurs kVA) ce qui exige un dimensionnement très large des transformateurs de courant [19]. Ainsi, à l'heure actuelle la technologie électromagnétique tend à disparaître à cause de son coût de fabrication élevé et de ses performances insuffisantes.

Cependant, les relais électromagnétiques ont été largement utilisés et testés que les relais modernes utilisent leurs principe de fonctionnement. D'un autre coté, cette technologie robuste représente un bon choix pour certaines applications et elle est encore utilisée par un grand nombre de réseaux électriques (essentiellement en HT).

1.4.3.3 Relais statique

La technologie statique analogique, apparue vers 1970, qui utilise des circuits intégrés analogiques et logiques a fait apparaître les relais analogiques qui sont composés grossièrement de trois blocs [19,20] :

- Un bloc d'adaptation et de filtrage, constitué de petits transformateurs, d'impédances et de filtres passe-bas destinés à éliminer les composantes transitoires rapides ;
- Un bloc de traitement et de détection, composé d'un circuit analogique adapté, transformant la grandeur surveillée en une tension ou un courant continu proportionnel, et d'une bascule servant à détecter le passage d'un seuil ;
- Un bloc de sortie, comprenant un temporisateur, par exemple un circuit RC, et un relais de sortie électromécanique.

Les principaux avantages des relais analogiques sur les relais électromagnétiques sont leur sensibilité, leur précision, leur faible puissance de fonctionnement (quelques VA), et permettent de réduire les dimensions des transformateurs de courant. Par contre, ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire et leurs circuits analogiques sont affectés par les interférences électromagnétiques et le niveau des courants et des tensions ce qui affecte la sensibilité de ce type de relais [19].

1.4.3.4 Relais digital et numérique

Enfin, dans les années 80, la technologie numérique a permis grâce aux progrès considérables des microprocesseurs, de réaliser des unités de protection entièrement numériques. Elles sont composées [19] :

- D'un bloc d'adaptation et de filtrage, comparable à celui des relais analogiques ;
- D'un convertisseur analogique numérique qui numérise le signal par échantillonnage ;
- D'un système de traitement comportant un microprocesseur et ses annexes et des mémoires conservant les logiciels d'exploitation et de traitement ainsi que les données ;
- D'un système de sortie et de communication avec un automate ou un calculateur, les actionneurs placés dans les disjoncteurs sont commandés directement par le système de sortie.

La différence entre un relais digital et numérique réside dans le type de microprocesseur utilisé. Les relais numériques présentent les mêmes avantages que les relais

analogiques. De plus, ils peuvent assurer des fonctions multiples parfois très complexes et ils sont capables de s'autocontrôler. Mais ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire également. Ces unités à vocation étendue sont :

- Flexibles (le choix des protections se fait par une simple programmation) ;
- Paramétrables (choix de réglages étendu) ;
- Fiables (elles sont équipées d'auto surveillance) ;
- Economiques (leur câblage et leur temps de mise en œuvre sont réduits).

Elles permettent ainsi de réaliser, grâce à des algorithmes performants et à leurs communications numériques, une véritable conduite des réseaux électriques.

1.4.4 Principes de fonctionnement des relais de protection

Tous les paramètres d'un réseau électrique peuvent être utilisés pour sa surveillance et la détection de défauts. Il s'agit le plus souvent de mesures du courant et de la tension du réseau. En général, quand un défaut se produit le courant augmente et la tension baisse. A travers la variation de ces deux grandeurs, d'autres paramètres varient également et on obtient des mesures de paramètres plus complexes :

- Déphasage par comparaison des phases ;
- Puissance apparente en effectuant le produit du courant par la tension ;
- Puissances active et réactive à partir de la puissance apparente et du déphasage ;
- Impédance en effectuant le quotient de la tension par le courant ;
- Composante homopolaire par addition et composante inverse par des circuits déphaseurs.

Le principe de fonctionnement d'un relais est basé sur la détection de ces variations à l'intérieur de sa zone de protection. Les relais sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée auxquelles ils répondent. La majorité des relais de protection utilisés dans les réseaux électriques sont décrit ci dessous.

1.4.4.1 Relais de mesure

Un équipement de protection est généralement composé de plusieurs fonctions élémentaires de mesure, souvent appelées relais de mesure. Ces relais doivent effectuer une

mesure correcte avec une précision suffisante malgré la présence des régimes transitoires perturbateurs sur les courants et les tensions qui apparaissent au moment du court circuit.

1.4.4.1.1 Relais de mesure de courant

Ces relais de courant mesurent un courant ou une combinaison de courants (courant direct, inverse, homopolaire). Il en existe une grande variété qui se différencie par la définition de la grandeur mesurée et du mode de temporisation :

- Valeur instantanée, valeur de crête, valeur moyenne ou valeur efficace ;
- Valeur mesurée sur une demi-alternance, sur deux demi-alternances successives, sur la valeur moyenne de plusieurs demi-alternances, à pourcentage, etc. ;
- Valeur instantanée ou temporisée.

1.4.4.1.2 Relais de mesure de tension

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne. Ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires. Dans certains cas, pour rendre ces relais insensibles au niveau général de tension du réseau, la mesure est réalisée en comparant la valeur de la tension entre phase et neutre et la valeur de la tension composée entre phases en quadrature (par exemple, comparaison de la tension simple V avec la tension composée U en repérant par A, B, C les phases et par N le neutre).

1.4.4.1.3 Relais de mesure d'impédance

Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs d'une même phase pour évaluer l'impédance du réseau sur cette phase, vue du point où est situé le relais de mesure. Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trios phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tensions et courants directs, inverses ou homopolaires. Pour étudier ce type de relais, il est intéressant d'utiliser le diagramme des impédances (R , X) qui permet de représenter directement la grandeur mesurée par le relais.

1.4.4.1.4 Relais de mesure de puissance

La mesure de la puissance dans un réseau triphasé peut être effectuée de différentes manières :

- Par des relais de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasée ;
- Par des relais de puissance dits à angle dont l'angle θ affectant la mesure est obtenu par un raccordement particulier des grandeurs V et I (alimentation par exemple du relais par le courant de la phase A et la tension entre les deux phases A et B).

1.4.4.2 Relais directionnel

La généralisation de l'ensemble des protections intégrées et numériques rend l'utilisation des protections directionnelles simple et peu coûteuse. Ce type de protection apparaît donc aujourd'hui comme une excellente opportunité pour améliorer à la fois la puissance transitée sur un réseau et la qualité de service.

Le concept direction est très important dans plusieurs applications des relais de protection. Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Elle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale. Dans le cas d'une protection directionnelle de courant, l'élément défectueux est parcouru par un courant de défaut avec un changement de sens. Dans le cas d'une protection directionnelle d'impédance, la direction est détectée en déterminant l'angle de déphasage entre les tensions de références et le courant de défaut. Dans le plan d'impédance, la direction est détectée par le quadrant où se trouve l'impédance calculée.

Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court circuit entre phases et/ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé). Les protections directionnelles sont donc un moyen complémentaire aux protections à maximum de courant, permettant, dans les situations précédemment citées, d'assurer une bonne isolation de la portion de réseau en défaut.

1.4.4.3 Relais d'impédance

Le relais d'impédance mesure une tension et un courant et fait une évaluation de l'impédance de l'objet protégé. Le relais à distance est un autre nom du relais d'impédance, il sera abordé en détails dans la section 1.7.2.

1.4.4.4 Relais différentiel

La protection différentielle est un principe commun de protection pour les transformateurs, moteurs, et générateurs. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller (un moteur, un transformateur, un jeu de barres) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cette partie. Elle est basée sur la comparaison du courant d'entrée et de sortie d'un élément, si la comparaison indique la présence d'une différence cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être significative pour qu'elle soit attribuée à un défaut.

1.4.4.5 Relais pilote

Le relais pilote n'est pas vraiment un principe de relais. Il peut être composé de n'importe quel type de base mentionné ci-dessus, la différence est qu'une liaison est ajoutée de sorte que deux relais qui protègent une ligne de transmission puissent communiquer l'un avec l'autre même lorsque placés aux extrémités séparées d'une ligne de transmission. Si le concept du relais pilote est interprété comme capacités de deux ou davantage de relais pour communiquer l'un avec l'autre, la plus grande utilisation des relais numériques pour la protection des réseaux fournira une excellente plateforme pour tous les relais pour être relais de pilote.

1.5 Concepts des systèmes de protection

1.5.1 Fiabilité

La notion de fiabilité recouvre à la fois l'absence de fonctionnement intempestif (sûreté) et l'absence de défaut de fonctionnement (sécurité). Le non fonctionnement d'une protection est désagréable s'il conduit à une élimination tardive et non sélective des défauts. En fonction du type de protection et de son rôle dans le réseau, des objectifs de sécurité, de sûreté et de disponibilité (probabilité de pannes) sont fixés par les exploitants. La fiabilité d'un système de protection a donc un double objectif :

- Etre sûr du déclenchement à sécurité ;
- Ne pas avoir de déclenchement intempestif à disponibilité.

Après avoir subi, en conception et fabrication, de nombreux tests, cet objectif est maintenant atteint avec des protections à technologie numérique, elles peuvent être placées dans des environnements sévères où :

- En permanence, elles pratiquent des autocontrôles ;
- Lors d'une défaillance, elles fournissent un autodiagnostic qui indique la cause et ainsi diminue le temps d'indisponibilité.

Toutefois, quel que soit le type de protection, l'objectif global ne peut être atteint que si :

- Les capteurs sont de bonne qualité ;
- L'alimentation auxiliaire est fiable ;
- La mise en œuvre est correctement effectuée et les réglages bien faits.

1.5.2 Protection primaire et protection de secours

La protection principale pour une zone de protection donnée est appelée protection primaire (Primary Protection). Elle doit fonctionner le plus rapidement possible et isoler et mettre hors service le minimum d'ouvrages du réseau. Du à plusieurs facteurs, la protection primaire peut ne pas fonctionner lors d'un défaut. Donc il est important d'ajouter à la protection primaire des protections supplémentaires alternatives qu'on appelle protection de secours (Backup Protection). Le système de protection de secours est un système de protection secondaire contre la plupart des défaillances du système de protection primaire d'un équipement.

Puisque les réducteurs de mesure et les disjoncteurs sont des composants très chers, il n'est pas toujours pratique de dupliquer chaque système de protection primaire. Le système de protection de secours est généralement moins rapide que le système de protection primaire et met hors service une partie importante du réseau pour pouvoir éliminer le défaut. Il existe deux types de protections de secours [21]:

- Protection de secours locale (dupliquée), elle se trouve dans la même sous-station que la protection primaire et utilise les mêmes éléments (réducteurs de mesure, disjoncteurs), donc elle peut tomber en panne pour les mêmes raisons que la protection primaire ;
- Protection de secours éloigné ou distante, elle se situe dans une sous-station adjacente et elle est complètement indépendante de la protection primaire, donc pas de défaillances communes qui peuvent affecter les deux protections en même temps.

Mais la configuration complexe du réseau peut affecter l'habilité de la protection de secours éloignée à détecter tous les défauts pour lesquels on a besoin de secours. De plus elle isole une grande partie du réseau comparée à la protection de secours locale. Elle est prévue spécialement contre les défaillances des disjoncteurs.

Pour illustrer les protections citées, considérons un défaut au point F de la figure 1.2

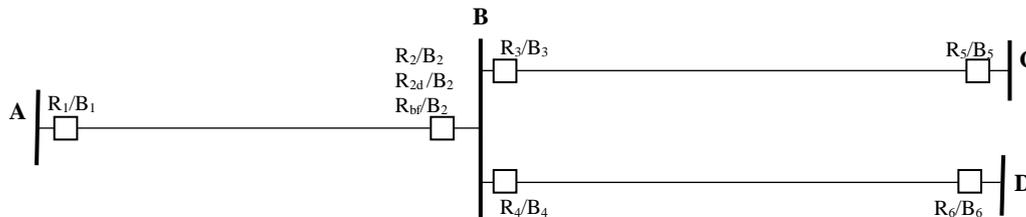


FIGURE 1.2 Protection primaire, dupliquée et de secours

Le défaut se situe la ligne AB à protéger. Les relais primaires R_1 et R_2 vont éliminer ce défaut par l'ouverture des disjoncteurs B_1 et B_2 . A la station B, le relais R_{2d} (dupliqué du primaire) ouvre le disjoncteur B_2 pour couvrir la panne possible du relais R_2 . Le relais R_{2d} va fonctionner en même temps que le relais R_2 et peut utiliser le même équipement de protection ou un équipement différent. Pour les lignes HT, on prévoit souvent des TC séparées mais les mêmes TT. Par contre en BT il est rare de ne pas partager tous les réducteurs de mesures.

Le relais de défaillance du disjoncteur R_{bf} , qui est la protection de secours locale, fonctionne moins rapide que R_2 et R_{2d} et va ouvrir les disjoncteurs B_2 , B_3 et B_4 .

Les relais R_5 et R_6 constituent la protection de secours éloignée de la protection primaire R_2 . Il n'existe pas d'éléments partagées entre ces deux protections ni de pannes communes entre les relais R_2 d'un coté et R_5 et R_6 de l'autre coté. Ces protections de secours éloignées doivent être moins rapides que les protections R_2 , R_{2d} et R_{bf} , et elles vont mettre hors service des parties importantes du réseau (ici les lignes BC et BD) et donc toute charge connectée à ces lignes sera privée d'énergie.

Chaque relais est un relais primaire pour certains défauts, et pour chacun de ces défauts d'autres relais peuvent être des relais de secours pour lui. Les critères de coordination doivent être réalisés pour toutes ces paires de relais primaire/secours.

En réalité le problème n'est pas assez simple, ce même relais considéré primaire est probablement un relais secours pour d'autres relais qui sont des relais primaires pour différents défauts. Pour illustrer les différentes paires de relais primaire/secours, considérons la figure 1.3, où tous les relais sont supposés directionnels, donc sensibles uniquement aux courants qui sortent des jeux de barres où ils sont placés.

Dans cet exemple, le relais R_{12} est :

- Un relais primaire pour les paires de relais primaire/secours R_{12}/R_1 et R_{12}/R_{10} , donc R_{12} doit coordonner avec R_1 et R_{10} pour les défauts F_1, F_2 et F_3 ;
- Un relais secours pour les paires de relais primaires/secours R_7/R_{12} et R_8/R_{12} , donc R_{12} doit coordonner avec R_7 et R_8 pour les défauts sur les lignes PF et PC respectivement ;

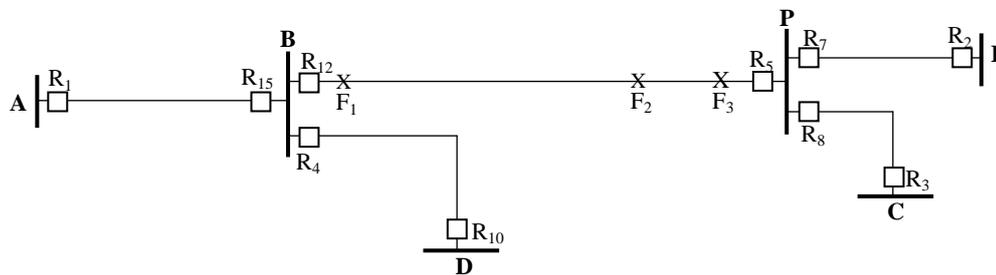


FIGURE 1.3 Un réseau électrique avec des relais directionnels

Les relais R_{12} et R_5 sont des relais primaires pour les défauts F_1, F_2 et F_3 . Les relais R_1 et R_{10} sont des relais secours pour le relais primaire R_{12} à moins que la protection locale soit utilisée. La coordination des paires de relais p/s doit être réalisée également pour plusieurs défauts différents. Par exemple, la paire R_{12}/R_1 doit coordonner pour les défauts F_1, F_2 et F_3 dans les deux cas où la ligne BD est en service ou non.

1.5.3 Sélectivité et zones de protection

Quand un défaut se produit, le système de protection doit choisir et ouvrir le disjoncteur qui convient pour déconnecter la plus petite partie possible du réseau. Par

exemple, si un défaut affecte une ligne, il doit être détecté par les deux relais d'extrémités (primaires) qui à leurs tours vont ouvrir leurs disjoncteurs associés afin d'éliminer ce défaut. Dans le cas où ces relais ou disjoncteurs tombent en panne, la protection de secours doit réagir pour éliminer le défaut par l'ouverture des disjoncteurs de la ligne adjacente. La protection de secours doit toujours fonctionner moins rapide pour garder la priorité à la protection primaire afin que les parties déconnectées du réseau soient les plus petites que possible, cette propriété du système de protection est connue sous le nom de sélectivité.

La sélectivité consiste à ne mettre hors tension que la partie du réseau concernée par un défaut et seulement celle-ci. Le résultat de la sélectivité est une continuité de service maximale avec le minimum de coupures. Pour réaliser une protection efficace et sélective, la protection est construite autour du concept de zones des relais ou zones de protection de sorte que :

- Chaque ouvrage du réseau doit être entouré d'au moins d'une zone de protection d'un relais. Donc chaque relais (et son disjoncteur) participe au moins à deux zones;
- Les zones de protection adjacentes doivent être interdépendantes pour éviter qu'aucune partie d'un ouvrage ne soit laissée sans protection. Sans cette interdépendance, les limites entre les zones vont être sans protection, mais il faut que la zone commune soit très petite pour minimiser la probabilité qu'un défaut se produit dans cette zone, un tel défaut va faire fonctionner les deux protections des deux zones ensemble et donc une grande partie du réseau est hors service.

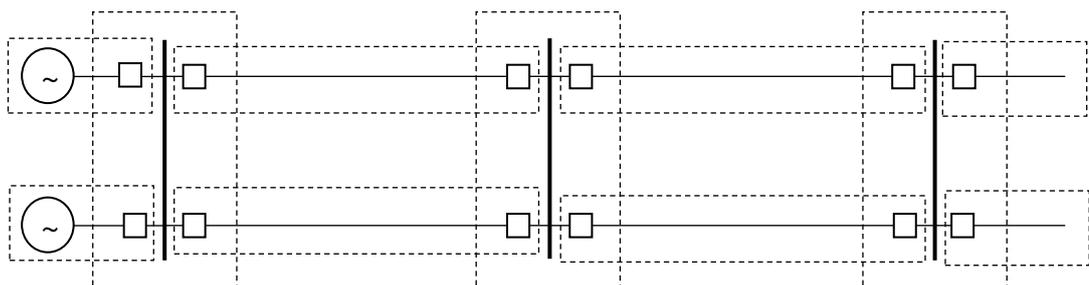


FIGURE 1.4 Zones de protections interdépendantes

La zone de protection idéale de chaque relais couvre exactement son ouvrage (le composant pour lequel le relais est installé) comme c'est illustré à la figure 1.4. Un relais avec

une telle zone peut déclencher instantanément pour n'importe quel défaut à l'intérieur de cette zone de protection.

1.6 Conception des systèmes de protection

La fonction principale d'un système de protection est de mettre hors service n'importe quel ouvrage qui commence à fonctionner d'une manière anormale. D'un autre côté, quand un défaut se produit, le système de protection doit déconnecter un nombre de consommateur le plus petit que possible par son principe de sélectivité afin de garantir une continuité de service maximale. Ce résultat doit être réalisé tout en restant fiable, rapide et économique dans la mesure du possible, ce qui exige que le système de protection soit convenablement conçu et les relais soient en bonne coordination. Pour commencer la conception d'un système de protection il faut :

- Connaître les courants de défauts possibles à survenir pour chaque ouvrage. Donc quelques analyses et calculs de courts circuits doivent être menés pour le réseau d'étude, en considérant différents types de défauts, afin de déterminer les valeurs maximales et minimales des courants de courts circuits ;
- Le concepteur doit décider ensuite où placer l'équipement de protection (relais et équipement associé) selon les valeurs de courts circuits. Généralement, une protection rapide nécessite d'être placée à l'extrémité de chaque ouvrage qui devra supporter un courant de court circuit maximal. Pratiquement l'emplacement des protections est aussi basé sur d'autres considérations tels que :
 - Le type de matériel de protection disponible ;
 - La longueur de la ligne à protéger ;
 - Le coût de la protection ;
 - La charge connectée ;
- Le choix de l'équipement de protection y compris les relais pour chaque ouvrage. Chaque équipement choisi doit satisfaire aux spécifications du réseau (systèmes de tension, courants de répartition de charges, courants de courts circuits à interrompre). Il doit également être en mesure de détecter tout défaut dans la longueur de sa ligne (ou ouvrage) et si c'est possible dans sa ligne adjacente.

Pour assurer la coordination de protection, chaque relais doit pouvoir faire la différence entre un défaut sur sa ligne et un défaut sur une ligne adjacente. Pour atteindre cet objectif, un

ensemble de grandeurs de fonctionnement convenables doivent être choisies, il s'agit par exemple du courant pour le relais à maximum de courant, de l'impédance pour le relais à distance. Et pour garantir la sélectivité, chaque relais doit:

- Fonctionner le plus rapidement possible pour les défauts dans sa zone primaire de protection;
- Fonctionner après un temps de retard (temporisation) pour les défauts ayant lieu dans les zones primaires des autres relais afin de donner la priorité aux relais primaires de fonctionner dans leurs zones de protection et d'éliminer le défaut.

Pour satisfaire ces besoins, une sélection convenable des caractéristiques et des paramètres de fonctionnement des relais doit être faite. La caractéristique de fonctionnement est la courbe qui représente la relation entre les différentes valeurs des grandeurs appliquées aux relais et les temps de fonctionnement correspondants.

Finalement, les relais doivent pouvoir fonctionner en coordination en faisant un ajustement convenable de leurs paramètres de fonctionnement (Settings). Ces paramètres dépendent des conditions de fonctionnement du réseau (configuration, charges), par conséquent ils sont variables en fonction du temps. Donc, il est nécessaire de revoir et de modifier ces paramètres après chaque événement ou perturbation dans le réseau qui touche significativement les courants de défauts.

1.7 Critères de coordination des relais de protection

Dans un réseau de transport, les relais à maximum de courant sont normalement utilisés pour la protection contre les défauts à la terre et les relais à distance sont utilisés pour la protection contre les défauts de phases. Dans les réseaux BT, et spécialement les réseaux de distribution, les relais à maximum de courant sont utilisés pour la protection contre les défauts à la terre et de phases en même temps.

1.7.1 Relais à maximum de courant (OverCurrent Relay)

Quand un défaut se produit sur un réseau, le courant de court circuit augmente dramatiquement au voisinage du point de défaut par rapport à la valeur du courant de charge avant défaut. Donc, le principe de protection le plus simple est d'utiliser la grandeur de courant pour la détection de défauts. En effet, si la valeur du courant détectée par le relais

dépasse la valeur du seuil on suppose qu'un défaut s'y produit et un signal de déclenchement est délivré. Le relais basé sur ce principe est dit relais à maximum de courant (Overcurrent Relay).

Pour illustrer l'utilisation du relais à maximum de courant, considérons la figure 1.5. Dans ce réseau, le courant de défaut (vu par ce relais) est d'autant plus faible que le défaut se produit à l'extrémité éloigné de la ligne, il est d'autant plus fort que le défaut se produit à proximité du disjoncteur. On voit clairement la variation du courant de défaut en fonction du point de défaut.

En général, si le courant de défaut minimal, prévu à l'intérieur de la zone de protection, est supérieur au courant de charge maximal prévu, il y a présence d'un défaut dans la zone de protection et le relais doit déclencher.

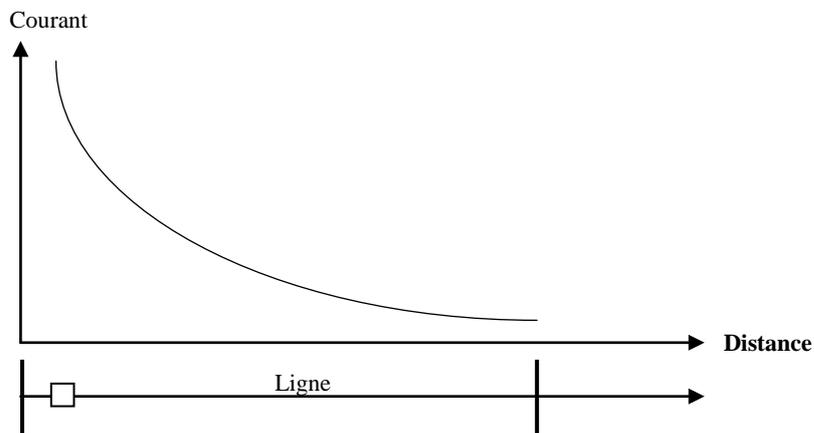


FIGURE 1.5 Courant de défaut en fonction du point de défaut

Cependant, il est très difficile de distinguer le niveau du courant de défaut du courant de surcharge avec ce type de relais. Pour remédier à cette difficulté, plusieurs variantes de relais à maximum de courant ont été développées utilisant le principe cité ci-dessus combiné à un temps de retard du fonctionnement du relais (Relais temporisé). Dans ce cas, le relais ne déclenche que si le courant détecté dépasse le seuil de courant de fonctionnement pendant un temps au moins égal au temps de retard (temporisation) sélectionné. Cette temporisation peut être à temps indépendant ou à temps inverse [17].

Pour la protection à temps indépendant (figure 1.6.a), la temporisation (T) est constante, elle est indépendante de la valeur du courant détecté.

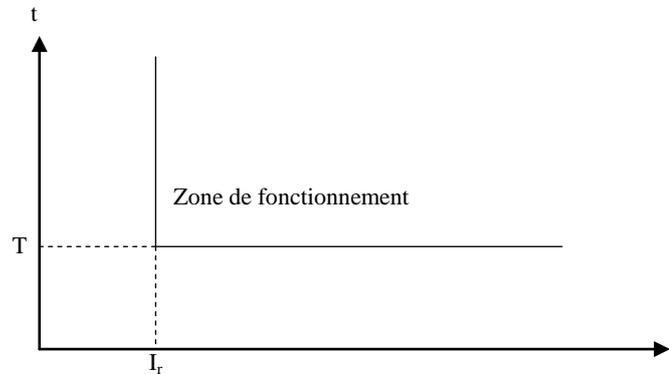


FIGURE 1.6.a Caractéristique à temps indépendant [15]

Cependant, il est souvent préférable d'avoir le temps de fonctionnement qui varie en fonction du courant (figure 1.6.b). Une telle caractéristique est connue sous le nom de caractéristique à temps inverse. Généralement, la temporisation est représentée en fonction du rapport du courant détecté et le seuil de fonctionnement (I/I_r)

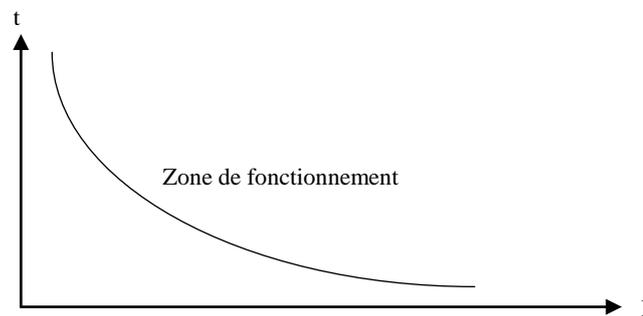


FIGURE 1.6.b Caractéristique à temps inverse [14,15]

Ce type de relais est constitué d'une unité instantanée et d'une unité de temporisation :

- L'unité instantanée est un relais à temps indépendant, il fonctionne instantanément (sans aucun temps de retard) quand le courant dépasse un certain seuil appelé seuil de courant instantané (Instantaneous Current Setting) ;
- L'unité de temporisation est un relais avec une caractéristique à temps inverse, cette unité est utilisée pour tous les courants de défauts qui sont *inférieurs à la valeur du seuil de courant instantané* mais supérieurs au courant de charge maximal. Il existe deux paramètres associés à cette unité :
 - Le courant de fonctionnement (Pickup Current Setting), c'est le courant minimal pour lequel le relais va être sensible ;

- Le temps de retard (Time Dial Setting : TDS), ou le facteur de temporisation (Time Multiplier Setting : TMS), il fournit un facteur de graduation pour le temps de fonctionnement du relais. Le temps de fonctionnement de l'unité de temporisation a toujours une relation non linéaire avec le rapport I/I_r (courant détecté divisé par le courant de fonctionnement "Pickup"), et une relation linéaire avec le TDS (ou TMS).

La figure 1.7 décrit une famille de courbes [17], qui montrent que la variation du courant de fonctionnement fait déplacer la caractéristique du relais horizontalement, tandis que la variation du TMS fait déplacer la caractéristique verticalement.

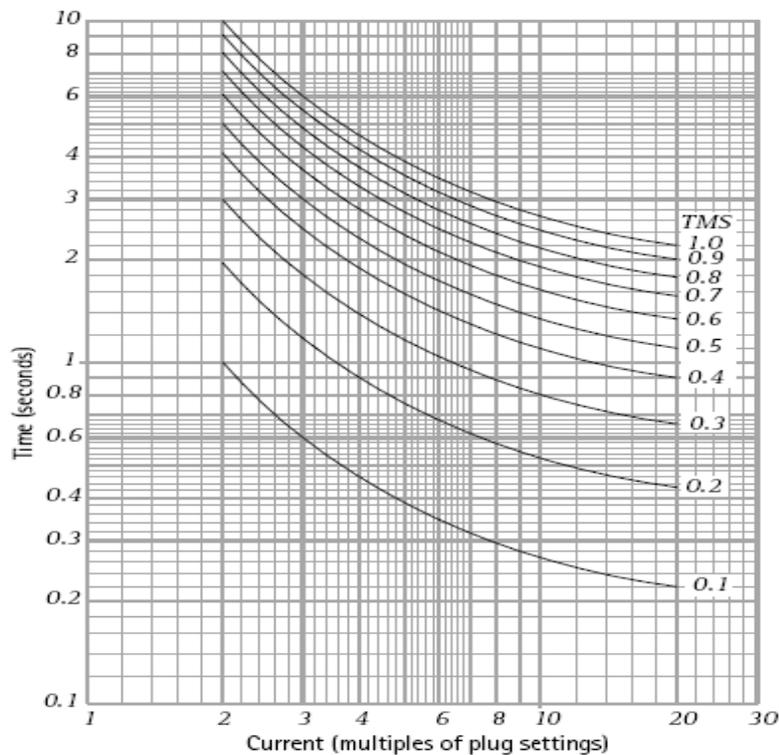


FIGURE 1.7 Caractéristique standard IDMT du relais [17]

Donc, la coordination des relais à maximum de courant est un processus qui fait déterminer trois paramètres:

- **Le seuil du courant instantané**, il est choisi pour protéger la plus grande partie possible de la ligne. Ce paramètre est déterminé en utilisant le courant de défaut maximal pour un défaut au jeu de barres éloigné de la ligne. Ce courant de défaut est multiplié par un facteur de sécurité (environ 1.3) pour éviter que l'unité instantanée dépasse les jeux de barres éloignés;

- **La courant de fonctionnement**, il doit être en mesure de réaliser:
 - La sélectivité, de sorte que le relais ne peut pas fonctionner sous les conditions de charges;
 - La sensibilité, de sorte que le relais puisse détecter les courants de défauts faibles, quand le courant de fonctionnement est faible le relais devient à la fois plus sensible et plus rapide face à ces courants de défauts faibles;
- **La temporisation** (TDS ou TMS).

La sélectivité est atteinte en gardant le courant de fonctionnement au *dessus d'une valeur limite inférieur* qui est la plus grande valeur des [21]:

- Courant de fonctionnement minimal ;
- Courant de charge maximale (multiplié par un facteur de sécurité pour que le relais ne fonctionne pas en cas de surcharge, 1.25 à 1.5 pour les défauts de phases et 0.05 à 0.1 pour les défauts à la terre).

La sensibilité est réalisée en gardant le courant de fonctionnement au *dessous d'une valeur limite supérieur* qui est la plus petite valeur des [21] :

- Courant de défaut au jeu de barres éloigné (multiplié par un facteur de sécurité de 0.2);
- Courant minimale à travers le relais pour n'importe quel défaut dans sa zone primaire (multiplié par un facteur de sécurité de 0.6).

Le TDS doit être en mesure de répondre non seulement à un fonctionnement le plus rapide possible de la protection primaire, mais de réaliser aussi une coordination convenable quand les relais fonctionnent en secours pour les lignes adjacentes. Le critère de base de coordination à réaliser, est que le temps de fonctionnement du relais secours doit dépasser celui de son relais primaire d'un intervalle de temps de coordination (Coordination Time Interval CTI) d'environ 0.3 [6,7,21], pour tout défaut où la relation protection primaire/secours existe. Cette condition doit être satisfaite pour tous les types de défauts.

Un système est dit en bonne coordination si tous ces critères de coordination sont satisfaits pour toutes les paires de relais primaire/secours possibles du réseau. L'intervalle de temps de coordination permet au relais primaire d'avoir suffisamment de temps pour fonctionner, si uniquement s'il tombe en panne que le relais secours fonctionne pour éliminer le défaut. Cet intervalle de temps tient compte du temps de fonctionnement du disjoncteur et

des autres équipements de protection et d'une marge de sécurité. De plus, pour satisfaire les critères de coordination cités, on doit aussi assurer que la protection primaire est accomplie dans un délai maximal (1s) pour tous les défauts [7].

1.7.2 Relais à distance (Distance Relay)

Pour le relais à maximum de courant, le seuil de fonctionnement doit être compris entre le courant de charge maximal et le courant de défaut minimal expérimenté par le relais. Mais dans les réseaux, ces paramètres ne sont pas toujours bien définis ni suffisamment distincts les uns des autres pour permettre un choix sûr du seuil de fonctionnement. Dans ce cas, le relais à distance constitue un excellent équipement de protection. Le principe du relais à distance est basé sur *la mesure du courant et de la tension au point de défaut*. A l'aide de ces informations le relais calcule l'impédance de la ligne protégée (ou autre ouvrage). Cette protection exploite le principe de la baisse importante d'impédance d'un élément lorsqu'il est en court circuit. L'impédance mesurée est proportionnelle à la distance entre le relais et le point de défaut sur la ligne, c'est pourquoi le mot distance est utilisé. Ce principe est utilisé principalement pour la protection des lignes HT dans les réseaux maillés.

Le calcul de l'impédance dans les systèmes triphasés est utilisé parce que chaque type de défaut produit une impédance différente. A cause de cette différence, les réglages des relais à distance ont besoin d'être choisis pour distinguer entre le défaut à la terre et le défaut de phases.

De plus la résistance de défaut crée des problèmes pour les mesures de distance du fait qu'il est difficile de prévoir cette résistance. Ce qui contribue à des erreurs de calcul de l'impédance (connue par l'impédance apparente) vue par le relais situé à une extrémité de la ligne en utilisant les mesures de courant et de tension à cette extrémité [17]. Quand l'impédance apparente est calculée, elle est comparée aux réglages qui définissent la caractéristique de fonctionnement du relais.

Les caractéristiques de fonctionnement des relais à distance sont toujours des figures géométriques telles que des cercles, des droites ou leurs combinaisons. Cela dépend du principe de fonctionnement interne du relais. Les caractéristiques les plus connues sont des

cercles d'impédances (en ohm) ou d'admittances ($1/Z$ en mho) dans le plan (R, X) comme c'est indiqué à la figure 5.8.

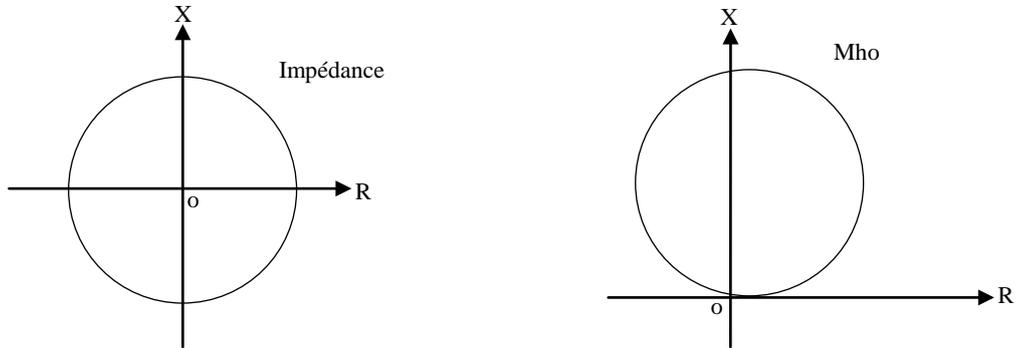


FIGURE 1.8 Caractéristiques de fonctionnement du relais à distance

Le relais à distance directionnel peut être obtenu en utilisant des caractéristiques compensées qui font déplacer le centre des caractéristiques du relais à partir de l'origine du plan (R, X). Plusieurs zones de protection (normalement trois) sont réalisées par la combinaison de plusieurs unités des relais à distances de caractéristiques et de temporisations différentes. La temporisation augmente toujours avec les zones.

La figure 1.9 montre l'utilisation d'un relais de protection à distance conventionnel. La zone de protection de chaque relais est répartie en trois zones.

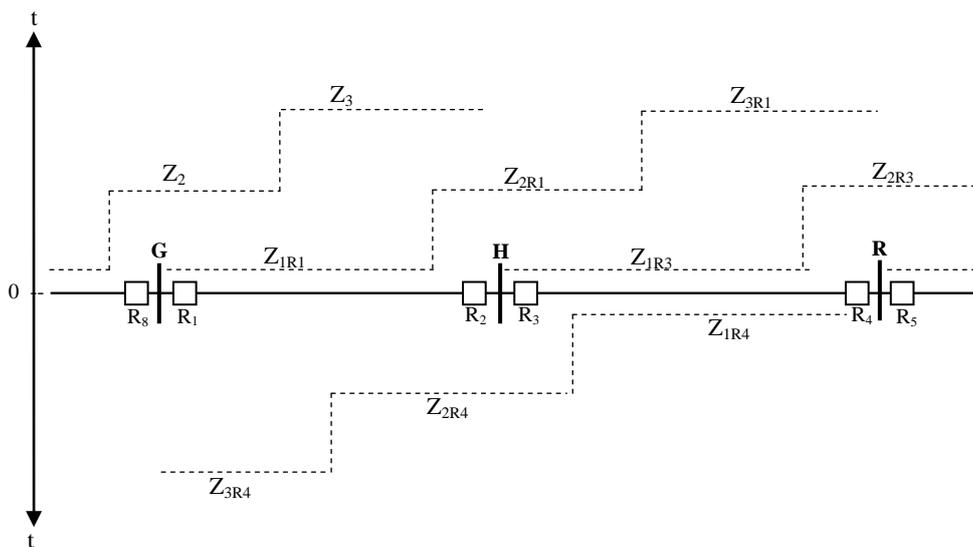


FIGURE 1.9 Zones de protection du relais à distance

La zone 1 (zone instantanée) concerne la protection primaire de la ligne à protéger. Elle doit fournir une protection instantanée autant que possible à cette ligne, mais jamais au delà de la portée du jeu de barres éloigné. Donc, il est avantageux que la zone 1 soit entre 85% à 95% de la longueur de la ligne.

La zone 2 est la zone temporisée et doit prendre en considération le jeu de barres éloigné de la ligne sous toutes les conditions pour réaliser la protection primaire de la ligne. Il est aussi désirable que la zone 2 couvre autant que possible les lignes adjacentes pour fournir une protection de secours rapide. Donc, elle est caractérisée par [10,17] :

- Un paramètre de fonctionnement minimal désiré qui est l'impédance au jeu de barres éloigné multiplié par un facteur de sécurité de 1,2 à 1.3 ;
- Un temps de retard minimal associé à chaque relais qui doit assurer la coordination avec les zones 1 de tous ses relais primaires (environ 0.3s).

On doit essayer d'assurer que les zones 2 de toutes les paires de relais primaire/secours ne soient pas interdépendantes, ou que la temporisation de la zone 2 du relais secours dépasse celle du relais primaire d'un intervalle de coordination (0.3s). Dans un réseau, il existe plusieurs difficultés pour réaliser ces paramètres de fonctionnement à cause du nombre important de relais mis en jeu ainsi que le nombre de lignes adjacentes qui sont de différentes longueurs. La structure maillée du réseau exige également une procédure de coordination itérative.

La zone 3 est utilisée principalement pour la protection de secours de la ligne primaire et de toutes les lignes adjacentes. De plus sa portée est au delà de tous les jeux de barres éloignés secondaires. Cependant, elle doit fonctionner uniquement si l'impédance vue par elle est inférieure à l'impédance due à une surcharge pour éviter les coupures inutiles. La temporisation des zones 3 de chaque relais doit dépasser celle de la zone 2 de tous les relais primaires d'un intervalle de coordination. Ce temps doit être également choisi pour assurer la coordination de la zone 3 de toutes les paires de relais primaire/secours. La coordination de la zone 3 est encore un processus itératif à cause de la structure maillée du réseau.

Comparé au relais à maximum de courant, le relais à distance est moins sensible aux changements de la configuration du réseau, de plus il est utilisé pour la protection contre les défauts de phases où le relais à maximum de courant est inadéquat.

La figure 1.10 montre les caractéristiques de fonctionnement des trois zones du relais à distance situé au point G (cercles continus) et du relais situé au point H (cercles en pointillés) du réseau de la figure 1.9. Le fonctionnement du relais à lieu si l'impédance vue par le relais est à l'intérieur du cercle (zone).

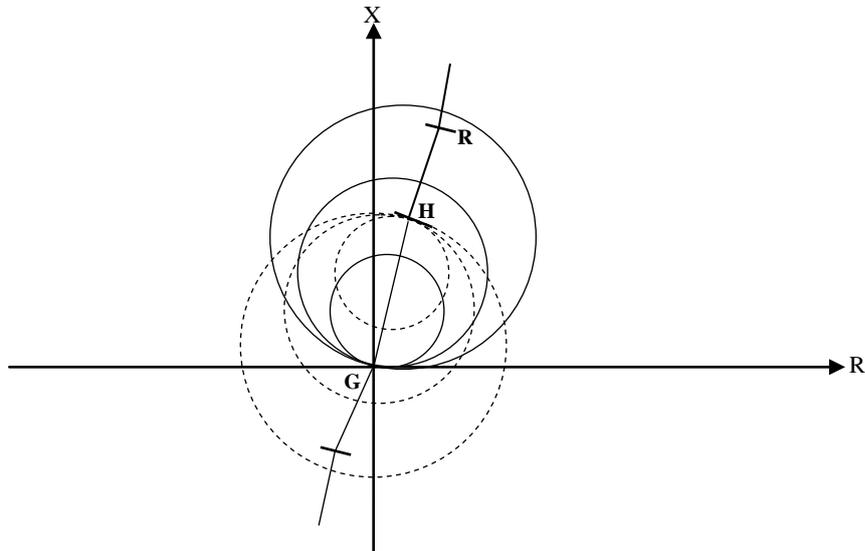


FIGURE 1.10 Zones de protection du relais à distance Mho pour les relais en G et H pour la protection de la ligne GH [19]

L'impédance apparente calculée, l'impédance de la ligne protégée et la portée du relais à distance sont représentés dans un plan (R, X) :

- La ligne protégée est représentée par une droite de l'origine jusqu'au point correspondant à l'impédance de la ligne pour un fonctionnement normal du réseau ;
- L'impédance apparente vue par le relais lors d'un défaut.
- L'impédance apparente vue par le relais durant un fonctionnement normal du réseau représente l'impédance de charge de la ligne (figure 1.11). A l'aide des grandeurs mesurées qui sont la tension et le courant, l'impédance est calculée par l'équation 1.1.

$$Z_d = \frac{V}{I} \quad (1.1)$$

Avec,

V est la tension du jeu de barres de connexion

I est le courant circulant à travers la ligne

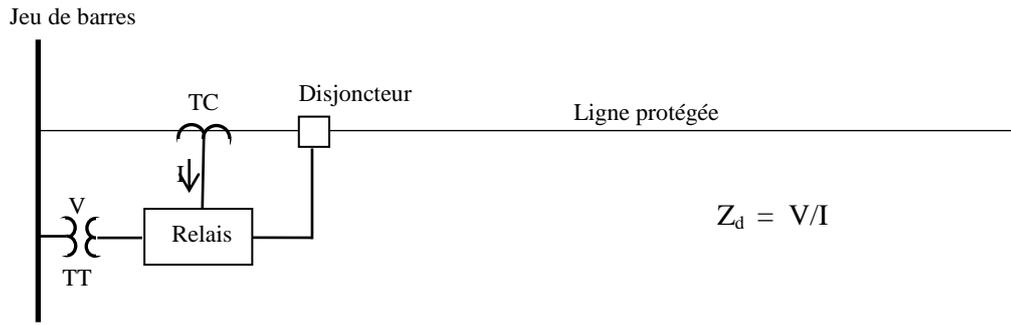


FIGURE 1.11 Impédance de la ligne pour un fonctionnement normal

Quand un défaut se produit, la valeur de l'impédance apparente vue par le relais tend à être égale à l'impédance entre le relais et le point de défaut (figure 1.12). Z_{ap} est calculée comme suit :

$$Z_{ap} = \frac{V_f}{I_f} \quad (1.2)$$

Avec,

V_f est la tension du jeu de barres de connexion en présence d'un défaut

I_f est le courant de défaut circulant à travers la ligne et le relais

Z_{ap} est l'impédance apparente

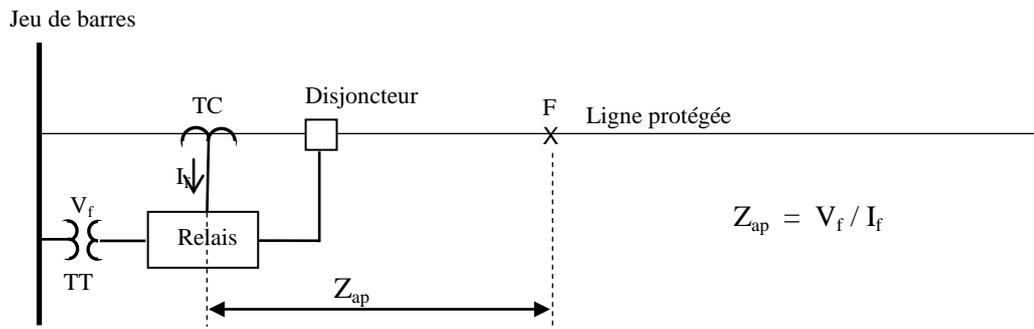


FIGURE 1.12 Impédance apparente de la ligne en présence d'un défaut

Par conséquent, l'impédance apparente se déplace du point de l'impédance de charge au point de l'impédance en présence de défaut (figure 1.13). La relation entre l'impédance de la ligne protégée (impédance de la zone de protection) et l'impédance de la portée du relais est donnée par l'équation ci-dessous :

$$Z_R = \frac{Z_l}{\cos(\tau - \theta_l)} \quad (1.3)$$

Où,

Z_R est la portée de l'impédance du relais utilisé pour la protection de la ligne OA

Z_l est l'impédance de la zone de protection de la ligne

τ est l'angle de Z_R

θ_l est l'angle de Z_l

Z_R marque le diamètre du cercle qui passe par l'origine.

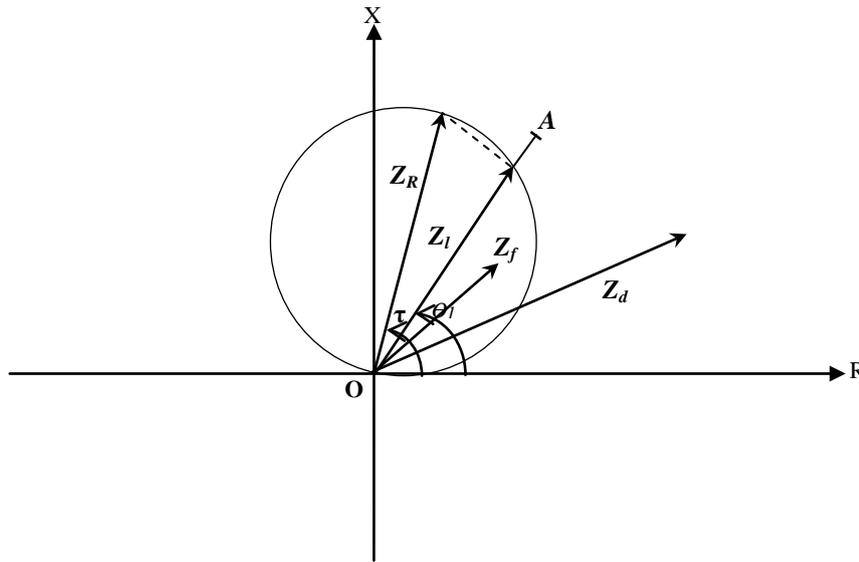


FIGURE 1.13 Conditions de fonctionnement du relais à distance Mho

Dans le cas d'un fonctionnement anormal (présence de défaut sur la ligne), si l'impédance apparente mesurée par le relais est à l'intérieur de la caractéristique de fonctionnement (cas de Z_f), le relais déclenche et ouvre son disjoncteur associé qui contrôle la ligne protégée. Si l'impédance mesurée est à l'extérieur (cas de Z_d), le relais ne fonctionne pas et la ligne est toujours en service.

1.8 Conclusion

Les défauts dans les réseaux électriques et leurs conséquences ont été évoqués dans ce chapitre. Les systèmes de protections contre ces défauts et leurs concepts généraux ont été présentés ainsi qu'un aperçu sur la technologie des relais utilisés. La protection primaire et la protection secours ont été introduites et les grands critères de coordination des relais à maximum de courant et à distance ont également été présentés.

Chapitre 2

Modélisation Orientée Objets des Réseaux Electriques

2.1 Introduction

Il s'agit dans ce chapitre de présenter la technique orientée objets (TOO) et les différents mécanismes utilisés par cette approche et de mettre en évidence leurs intérêts dans le processus de développement des applications logicielles. Nous décrivons d'abord les principes et les mécanismes de base de l'orienté objets, ensuite les différentes méthodes qui existent et les différents modèles de représentation objets du standard UML (Unified Modeling Language). L'intérêt des TOO dans le développement des applications réseaux électriques et spécialement la coordination des relais de protection est soulevé. Enfin nous présentons les modèles orientés objets développés et utilisés dans cette thèse pour la modélisation et la protection des réseaux électriques.

2.2 Eléments de base de la technique orientée objets

La conception par objet est la méthode qui conduit à des architectures logicielles fondées sur les objets. Pour la détermination des objets, il faut simplement se rattacher aux objets physiques ou abstraits qui nous entourent autrement dit les objets spécifiques au domaine d'étude et d'application.

Deux notions principales sont à la base de la technique orientée objets : l'objet et la classe. Un objet est une entité cohérente rassemblant des données et du code travaillant sur ses données. Une classe peut être considérée comme un moule à partir duquel on peut créer des objets [22].

2.2.1 Notion d'objet

Le terme objet est utilisé pour parler d'une chose précise ou d'un ensemble de choses similaires. Il sert à représenter aussi bien des entités réelles que abstraites. Donc un objet modélise une partie de la réalité qui existe dans le temps et dans l'espace. En fait les objets représentent les abstractions existant dans le monde réel ou abstrait ayant un rôle bien défini dans le domaine du problème en traitement [23]. Du point de vue informatique un objet possède un état, un comportement et une identité.

$$\text{Objet} = \text{Etat} + \text{Comportement} + \text{Identité}$$

- **Etat d'un objet :** Un objet possède généralement des attributs (un attribut est une information qui décrit l'objet) qui ont une valeur donnée à un moment donné dans le temps. L'état d'un objet est l'ensemble des valeurs des attributs à un moment donné durant la vie de l'objet. En général, il est conseillé d'encapsuler l'état d'un objet plutôt que de l'exposer aux accès directs d'objets clients.
- **Comportement d'un objet :** Les objets interagissent avec d'autres objets en démontrant un comportement donné. Ce comportement (aspect dynamique de l'objet) est décrit par des fonctions qui peuvent être appliquées sur ou par l'objet. En d'autres mots, le comportement d'un objet décrit son activité externe visible. Lorsqu'un objet effectue une action sur un autre objet, on dit qu'il lui transmet un message.
- **Identité d'un objet :** L'identité d'un objet est cette propriété qui le distingue de tous les autres objets. L'identité d'un objet permet de faire distinction entre les objets de même type.

2.2.2 Notion de Classe

Un ensemble d'objets partageant une structure et un comportement communs peuvent être regroupés dans une classe. Un objet est un individu appartenant à une classe. La création d'un objet à partir de sa classe est appelée instanciation (on dit que l'objet est une instance d'une classe). Une classe décrit donc les caractéristiques générales d'un ensemble d'objets ayant même structure et même comportement. On peut dire que la classe est un modèle d'objets qui décrit leur structure interne.

Une classe comprend généralement une interface qui permet l'interaction des instances de cette classe avec les autres objets du problème. L'interface d'une classe définit la visibilité des attributs et des fonctions de l'objet, elle peut être de type publique, protégé ou privé.

- publique (public) : une déclaration accessible à tous les clients ;
- protégée (protected) : une déclaration qui n'est accessible qu'à la classe, à ses amies et à ses sous-classes ;
- privée (private) : une déclaration qui n'est accessible qu'à la classe et à ses amies.

2.2.3 Rôle des classes et des objets

Les classes et les objets sont deux concepts différents mais intimement liés. Chaque objet est l'instance d'une certaine classe, et chaque classe possède zéro ou plusieurs instances. Pour la majorité des applications, les classes sont statiques, ainsi leur sémantique et leurs relations sont fixées préalablement à l'exécution d'un programme. La classe de la plupart des objets est statique ce qui signifie que, dès qu'un objet est créé sa classe est fixée. Tout au contraire, les objets sont couramment créés et détruits à un rythme élevé durant la vie d'une application. La différence entre un objet et une classe est :

- Le concept de l'objet désigne un objet en particulier ;
- Le concept de classe quant à lui n'est qu'une abstraction qui doit représenter un ensemble d'objets qui partagent une structure commune et un comportement commun.

2.3 Modélisation orientée objets (MOO)

L'orientée objet est une technique de modélisation des systèmes. Ainsi, la modélisation orientée objets utilise les classes et les objets comme blocs de base pour modéliser n'importe quel type de système sous forme d'objets. Elle comporte quatre mécanismes principaux qui permettent de représenter les relations entre objets et classes : l'abstraction, l'encapsulation, la modularité et la hiérarchie.

2.3.1 Abstraction

Une abstraction est une représentation des caractéristiques essentielles d'un objet qui permettent de le distinguer de tous les autres. Une abstraction s'intéresse à l'apparence extérieure d'un objet et permet de séparer le comportement essentiel de l'objet de son implantation [24]. L'abstraction se concentre sur les caractéristiques essentielles d'un objet selon le point de vue de l'observateur.

2.3.2 Encapsulation

L'abstraction et l'encapsulation sont deux concepts complémentaires. L'abstraction concerne la description des aspects externes d'un objet tandis que l'encapsulation vise à mettre en œuvre ces aspects (description ou comportement). En d'autres termes, l'encapsulation est le procédé de séparation des éléments d'une abstraction (sa structure) et son comportement. L'encapsulation est habituellement obtenue grâce au masquage des informations. Souvent la structure de l'objet ainsi que le codage de ses méthodes (opérations) sont cachés [22,23].

L'encapsulation est un concept très important dans la programmation orientée objets. L'encapsulation est simplement le fait que les données qui forment un concept sont réunies dans un objet, aussi complexes soient-elles. L'avantage de l'encapsulation est la possibilité d'évolution d'une classe.

2.3.3 Modularité

La modularité consiste à décomposer un système en un ensemble de composants plus simples et faiblement couplés appelés modules. Dans des langages comme le C++ et Java, les classes et les objets forment la structure logique d'un système, les modules contiennent les abstractions décrites par ces classes et forment l'architecture physique du système. Pour des systèmes incluant des milliers de classes, les modules sont un moyen de traiter la complexité. La modularité permet :

- Un regroupement des informations de même nature ;
- Un accès précis et rapide aux informations liées ;
- Une analyse et un test de chaque module séparément ;
- La possibilité de modifier un module sans connaître ni affecter la structure des autres modules.

2.3.4 Hiérarchie

Il est souvent difficile de maîtriser toutes les abstractions à cause de leur nombre. L'encapsulation permet de gérer partiellement la complexité. La modularité aide aussi en regroupant les abstractions qui sont reliées. Mais cela n'est pas suffisant. En effet, les abstractions forment aussi une hiérarchie qui est aussi un système de classification. Un premier exemple de hiérarchie est l'héritage. Ce dernier dénote une relation "est un" d'une abstraction. Un second exemple de hiérarchie est l'appartenance ("partie de") pour laquelle

une abstraction fait partie d'une autre abstraction. Alors que les hiérarchies "est un" désignent des relations de généralisation/spécialisation, les hiérarchies "partie de" décrivent des relations d'agrégation.

2.3.4.1 Héritage

L'héritage permet de spécialiser une classe en dérivant une autre classe dont les propriétés sont plus spécifiques que celles de la classe dont elle dérive et qui ajoute aussi certaines fonctionnalités à la classe mère. Certaines propriétés peuvent demeurer inchangées et sont donc partagées par les deux niveaux de la hiérarchie. On dit que la classe de base est une superclasse et que la classe dérivée est une sous-classe.

L'héritage est basé sur l'idée qu'un objet spécialisé bénéficie ou hérite des caractéristiques de l'objet le plus général auquel il rajoute ses éléments propres. En termes de concepts objets cela se traduit de la manière suivante :

- On associe une classe au concept le plus général, nous l'appellerons classe de base ou classe mère ou super – classe ;
- Pour chaque concept spécialisé, on dérive une classe du concept de base. La nouvelle classe est dite classe dérivée ou classe fille ou sous-classe.

2.3.4.2 Agrégation

L'inclusion (aussi appelée agrégation ou composition) est une relation entre les classes qui est parallèle à la relation d'agrégats entre les objets. Elle permet l'expression des relations de type : « maître et esclave », « une partie de », « composé de » etc. Dans l'agrégation l'une des classes est plus importante que l'autre.

2.4 Développement orienté objets d'un système

Un système orienté objet est développé suivant trois phases : l'analyse orientée objet, la conception orientée objet et la programmation orientée objet. Le but du modèle objet est :

- S'éloigner de l'espace de la machine et se rapprocher de l'espace du problème ;
- Développer une approche mieux adaptée à la résolution de la plupart des problèmes en ce concentrant sur les objets au lieu des actions.

L'approche orientée objets permet de se rapprocher de l'espace du problème, c'est à dire d'utiliser une syntaxe et une terminologie très proche de celle que l'on utilise lorsqu'on

écrit la démarche sur papier. La modélisation orientée objet permet également une lecture plus facile du programme puisque celui ci est écrit de la même façon que le problème est défini.

2.4.1 Analyse orientée objets

L'analyse orientée objets (AOO ou OOA : Object Oriented Analysis) permet d'analyser les spécificités d'un problème dans le but d'une meilleure compréhension du système que l'on doit développer. L'élaboration d'un modèle du système est basé sur des objets (contiennent des données et ont leurs propres comportements) issus du domaine d'application.

2.4.2 Conception orientée objets

La conception orientée objet (COO ou OOD : Object Oriented Design), la COO est une méthode de conception incorporant le processus de décomposition orientée objets et une notation permettant de dépendre à la fois les modèles logiques/physiques et statiques/dynamiques du système à concevoir.

2.4.3 Programmation orientée objets

La programmation orientée objets (POO ou OOP : Object Oriented Programming) utilise les objets et non les algorithmes comme blocs fondamentaux, chaque objet est une instance d'une certaine classe et les classes sont reliées l'une à l'autre par des relations d'héritage. Ainsi, la POO est une méthode d'implantation par laquelle les programmes sont organisés en un ensemble d'objets coopératifs, chaque objet représentant une instance d'une classe, chaque classe faisant partie d'une hiérarchie de classes unies par des relations d'héritage.

La programmation orientée objet est un outil performant qui nous permet d'affronter de façon efficace les tâches de programmation les plus ardues. Dans la programmation orientée objet, l'unité de programmation est la classe. La classe réunit les données et les fonctions que l'on peut utiliser avec ces données. Une classe peut donner naissance à plusieurs objets. Donc, certains langages de programmation sont orientés objets et d'autres ne le sont pas.

2.5 Méthodes orientées objets

Il n'existe pas de méthode universelle, les principales méthodes connues aujourd'hui sont :

- **Méthode de conception OOD** : de Grady Booch, la deuxième version de cette méthode a été présentée en 1990 [23]. OOD est une méthode pour la décomposition de logicielles en un ensemble de classes et d'objets.

- **Méthode d'analyse OOA** : proposée par Coad et Yourdon utilise de manière explicite l'héritage pour la mise en commun des attributs et des services. Elle se compose de cinq activités principales [22] :
 - Trouver les classes et les objets.
 - Identifier les structures.
 - Identifier les sujets.
 - Définir les attributs.
 - Définir les services.

- **Méthode d'analyse et de conception OMT** : de James Rumbaugh et Michael Blaha. La méthode OMT (Object Modeling Technique) s'applique à tous les processus de développement d'un logiciel, de l'analyse à l'implantation [24]. La méthode OMT semble relativement complète pour aborder une large catégorie de problèmes, elle utilise trois vues importantes :
 - le modèle objet qui représente l'aspect statique d'un logiciel (définitions des classes, relations d'héritages, d'agrégation,...).
 - Le modèle dynamique qui présente le comportement du logiciel au cours du temps.
 - Le modèle fonctionnel qui prend en compte l'aspect fonction de transformation du logiciel.

- **Méthode Objectory d'Ivar Jacobson** : Objectory (ou OOSE : Object Oriented Software Engineering) aborde aussi bien l'analyse que la conception des systèmes de taille importante. Elle couvre tout le cycle de développement d'un logiciel et propose un processus de développement complet [25].

2.6 Langage unifié de modélisation(UML)

Le langage UML (Unified Modeling Language) est un formalisme qui permet de décrire un système de manière graphique. La spécification du langage de description de systèmes UML est une tâche qui a été entreprise par Grady Booch et James Rumbaugh en 1994.

Le but d'UML est de décrire les systèmes complexes en utilisant des concepts orientés objets. UML est bien structuré pour être utilisable par des machines mais il est également très graphique, permettant d'offrir un langage commun de description et de représentation universel. Ainsi les échanges de données sont plus faciles ce qui conduit à une réutilisation de plus en plus importante [26]. Les diagrammes proposés dans UML sont classés selon deux aspects :

- L'aspect statique du système qui est décrite par le diagramme de classes (et le diagramme d'objets).
- L'aspect dynamique du système qui s'exprime via les diagrammes de collaboration (ou d'interaction), les diagrammes séquentiels, et les diagrammes d'activité.

2.6.1 Modèle statique (Diagramme de classes)

Le diagramme de classes permet de représenter la structure des classes qui forment l'architecture du système. C'est un diagramme de base à tous les autres diagrammes, il décrit le système en termes de classes et de relations entre classes :

- Une classe est représentée graphiquement par un rectangle à trois compartiments. Le premier compartiment donne le nom de la classe, le deuxième décrit ses attributs et le troisième présente la liste de ses opérations.
- Les relations entre les classes sont exprimées graphiquement par des chemins entre les rectangles avec des textures des décorations sur les chemins et leurs extrémités.

Normalement, la valeur des attributs d'un objet n'est pas accessible directement par un autre objet, les attributs sont masqués à l'intérieur d'un objet. L'interaction entre les objets s'opère en activant différentes opérations déclarées dans l'interface. Ainsi, les opérations de l'interface d'une classe sont accessibles à d'autres classes. Plusieurs niveaux de protections sont généralement disponibles. Par exemple C++ offre trois niveaux d'accessibilité [27] :

- **Niveaux privé -** : Seuls les objets de même classe et les fonctions et les objets amis peuvent y accéder (c'est le niveau de protection le plus élevé).
- **Niveaux protégé #** : Seuls les objets de même classe et les objets de classes dérivées peuvent y accéder (c'est le niveau de protection intermédiaire).
- **Niveaux publique +** : L'effet de l'encapsulation est éliminé. Les opérations et les attributs placés dans ce niveau sont accessibles par tous (c'est le niveau de protection le plus faible).

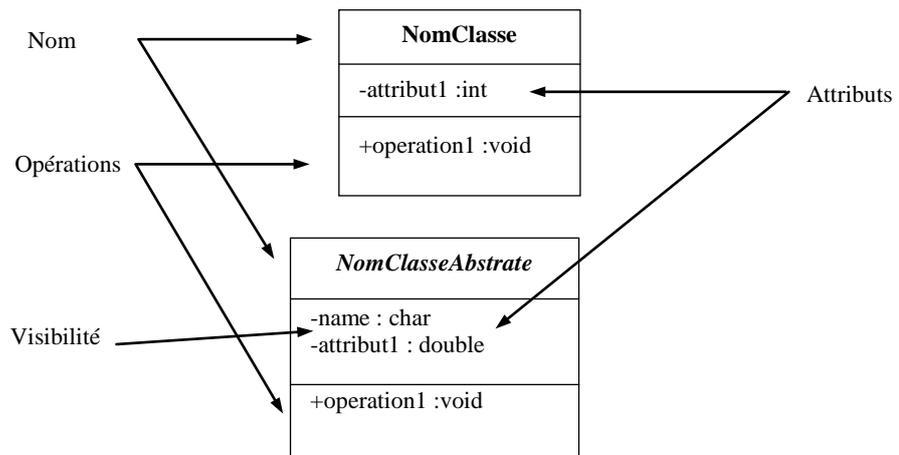


FIGURE 2.1 Symboles d'une classe en UML [26]

2.6.1.1 Associations

La relation d'association exprime une abstraction du lien qui existe entre les objets. Normalement, on doit spécifier les rôles des classes et la nature de cette association. Il existe plusieurs types d'associations, une association normale est une connexion entre classes (figure 2.2).

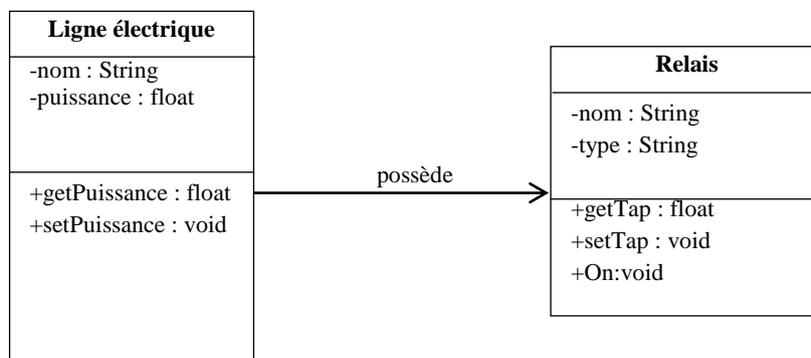


FIGURE 2.2 Association normale en UML

2.6.1.2 Agrégation

La notation UML utilise une flèche dont la pointe est un losange pour représenter l'agrégation. Le symbole de l'agrégation par référence est un losange. Ce losange placé du côté tout de l'association, ne peut apparaître qu'à une seule extrémité de l'association. La figure 2.3 représente un exemple d'agrégations. L'agrégation par composition est représentée par un losange plein placé à l'extrémité de la relation. Dans cet exemple, la composition est essentielle car une ligne de transmission possède un Enroulement et quand il disparaît, le relais disparaît également (devient non fonctionnel).

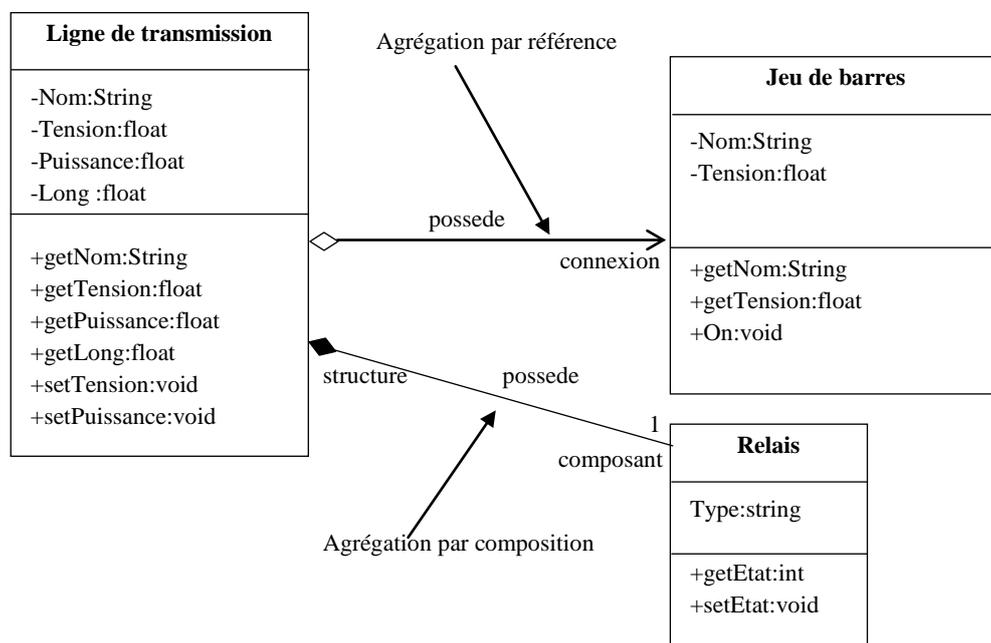


FIGURE 2.3 Agrégation par référence et agrégation par composition

2.6.1.3 Héritage

En notation UML, la relation d'héritage est représentée par une flèche à l'extrémité triangulaire et dont la pointe est orientée vers la classe mère. La sous classe hérite des attributs et opérations de la super classe. On parle d'héritage multiple lorsqu'une classe spécifique hérite de plusieurs classes générales. L'exemple de la figure 2.4 montre une généralisation appliquée aux différents types de relais de protection.

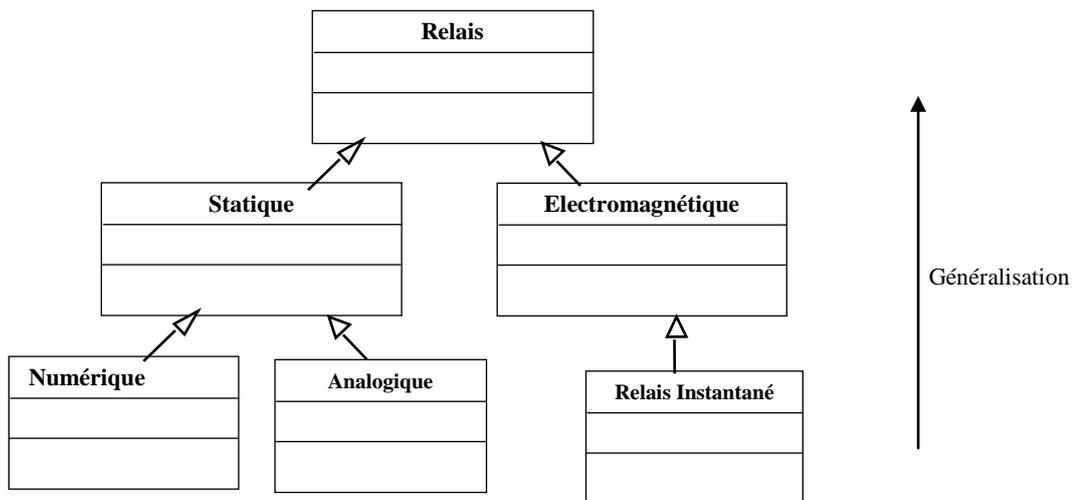


FIGURE 2.4 Généralisation et spécialisation des classes

2.6.1.4 Package

Pour les systèmes logiciels formés d'un très grand nombre de classes, il convient de regrouper celles-ci en entités logiques distinctes appelées packages ou paquets. En langage UML, un package est représenté graphiquement par une icône de dossier. Les packages sont également dotés d'un niveau de visibilité, et peuvent avoir des relations entre eux. Les liens et les relations entre les packages sont illustrés à la figure 2.5 par une flèche pointillée (allant dans le sens de la dépendance [26]).

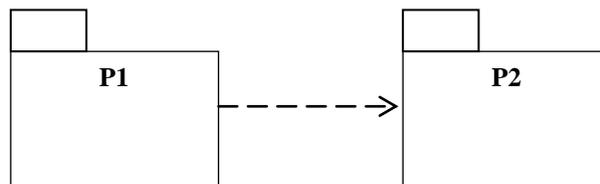


FIGURE 2.5 Représentation de deux packages en UML

2.6.1.5 Template

Les classes paramétriques ou Templates sont des modèles de classes. La figure 2.6 montre la notation d'un Template en UML, elle est représentée par un rectangle (comme pour une classe) assorti d'un petit rectangle contenant les paramètres de type du template (ici, le paramètre T).

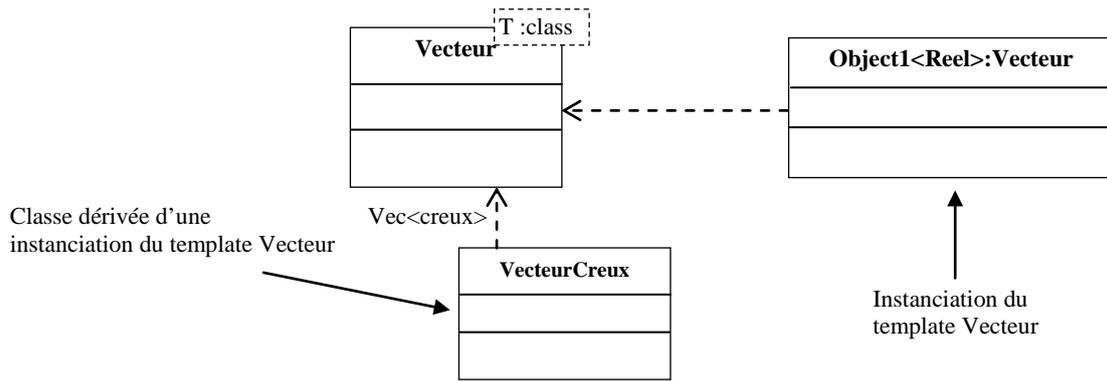


FIGURE 2.6 Template en UML [28]

2.6.2 Modèle dynamique

Le modèle statique permet de modéliser les principaux éléments formant le système, tandis que le modèle dynamique a pour but de modéliser l'évolution de chaque élément en fonction des messages qu'ils reçoivent et les interactions entre ces éléments dans le temps et dans l'espace. La représentation graphique de ce modèle est décrite principalement par des diagrammes d'état.

2.6.2.1 Diagramme d'états

Le diagramme d'états montre les états que peuvent prendre les objets et comment les événements extérieurs (messages reçus, temps écoulé etc.) peuvent provoquer un changement d'état. Un tel type de diagramme doit être associé à toute classe dont les objets peuvent prendre des états facilement identifiables.

Le but d'un diagramme d'état est de fournir une description détaillée des différents états d'une classe au comportement dynamique en identifiant les transitions entre les états. La figure 2.7 montre les principaux symboles utilisés dans les diagrammes d'états [26].

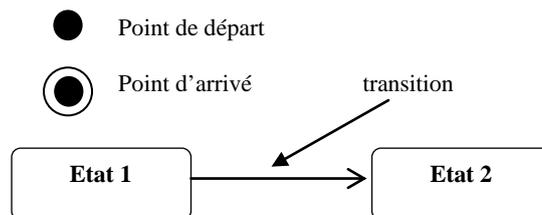


FIGURE 2.7 Les principaux symboles des diagrammes d'états

2.6.2.2 Diagramme d'activités

Le diagramme d'activité sert à décrire le travail effectué dans les opérations d'une classe à un niveau plus élevé. Il se rapproche conceptuellement aux organigrammes introduits en génie logiciel.

2.6.2.3 Diagrammes séquentiels

Le diagramme séquentiel s'intéresse à la manière dont plusieurs objets interagissent entre eux. Il se base sur la séquence des messages envoyés entre les objets. Les diagrammes séquentiels possèdent un axe vertical qui représente le temps et un axe horizontal qui montre l'ensemble des objets en interaction dans un processus.

2.6.2.4 Diagramme de collaboration

Le diagramme de collaboration s'intéresse également à la modélisation dynamique de l'interaction entre les objets participant à la réalisation d'un point fonctionnel, cependant il vise principalement à représenter et à illustrer les liens entre les objets et comment ils interagissent, le temps étant ici une variable secondaire. Généralement, les diagrammes de collaboration sont plus utiles que les diagrammes séquentiels.

2.7 Avantages de la conception orientée objets

Les avantages inhérents à la conception de systèmes selon la technique orientée objets sont :

- Modularité : cette technique permet de découper un système complet en un ensemble de modules qui sont indépendant.
- Réutilisabilité : les classes produites peuvent être regroupées en bibliothèques et être réutilisés. L'héritage permet également de réutiliser des classes en les spécialisant.
- Abstraction de données et masquage de l'information: les classes n'indiquent pas la représentation physique des données qu'elles utilisent, mais se contentent de présenter les services qu'elles offrent. Le concept de généricité permet encore d'accroître cette abstraction, en proposant des classes qui sont paramétrées par des types de données.
- Extensibilité : les classes sont définies en termes de services. Dès lors, un changement de représentation interne de données ou une modification de celles-ci n'altère pas la façon dont les autres classes les utilisent.

- Lisibilité : l'interface (documentée) permet d'avoir un mode d'emploi clair et précis de l'utilisation d'une classe, qui est d'autant plus clair que l'implantation des classes est cachée.

2.8 Modélisation orientée objets des réseaux électriques

Les réseaux électriques deviennent de plus en plus complexes, la maîtrise des régimes de fonctionnement perturbés et la conception de protections sûres et sélectives contribuent à augmenter cette complexité. On constate que l'application de la MOO a beaucoup d'avantages vue que la structure physique d'un réseau électrique est très adaptable à une structure de classes [1,2,5,11,29]. Dans la plus part des travaux de recherches, la MOO fait sortir trois grandes structures de classes :

- Structure des éléments physiques du système électrique, elle est représentée en premier lieu ;
- Structure des méthodes d'analyse des réseaux électriques appliquées au système ;
- Structure utilitaire qui concerne les fonctions de calcul (matrices, algorithmes, etc.).

La figure 2.8 montre les grandes abstractions des réseaux électriques ainsi que les relations existant entre elles. Trois abstractions principales sont considérées le réseau électrique (classe Network), les fonctions de calcul (classes Applications) et les moyens de calcul (classe Computation).

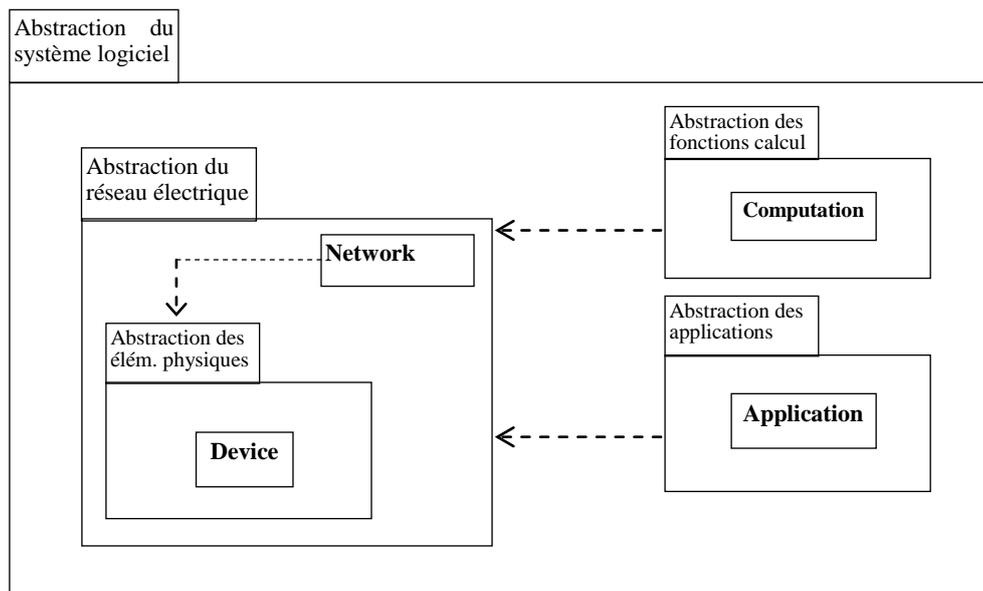


FIGURE 2.8 Grandes abstractions des réseaux

2.8.1 Modélisation des éléments physiques

On entend par élément physique tout dispositif qui relié d'une manière ou d'une autre au réseau électrique fait partie de sa constitution. La majorité des travaux apparus ces dernières années ont classifié les classes des éléments physiques du réseau électrique selon une hiérarchie tirée de sa structure réelle [29]. Cette classification est basée en premier lieu sur le nombre de jeux de barres de connexion que chaque élément possède. D'un autre coté, la MOO de chaque élément est basée sur son modèle algébrique. Dans ce travail actuel de thèse, la classification considérée présente les classes suivantes :

- Jeux de barres (Bus).
- Eléments en série (ou branche, avec deux connexions).
- Eléments en dérivation (ou shunt, avec une connexion).
- Eléments de protection (Relais de protection).

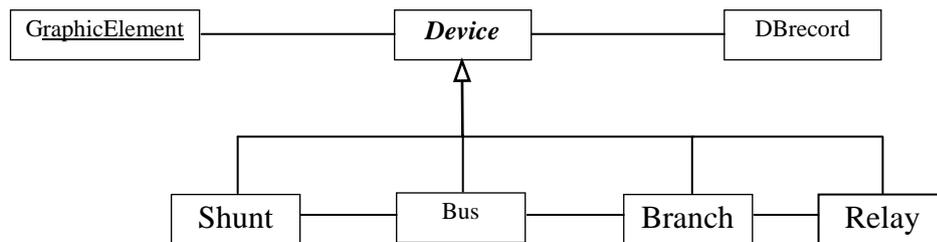


FIGURE 2.9 Structure des éléments physiques

2.8.2 Diagramme de classe (classe Network)

Le réseau électrique est représenté par une classe appelée Network. La classe Network est responsable de la création et de la destruction des éléments physiques qui constituent le réseau électrique. La classe Network est la classe de base pour toutes les applications de simulation. Un objet réseau électrique de type Network, contient tous les éléments physiques du réseau à étudier. Ces éléments sont stockés sous forme de listes, représentées dans la classe par des attributs de type List telles que la liste des jeux de barres et la liste des lignes de transmission. Ces listes stockent des pointeurs vers chaque élément (dans le cas du langage C++) et pas directement les éléments. La figure 2.10 représente le diagramme de la classe Network avec ses différentes classes et liaisons.

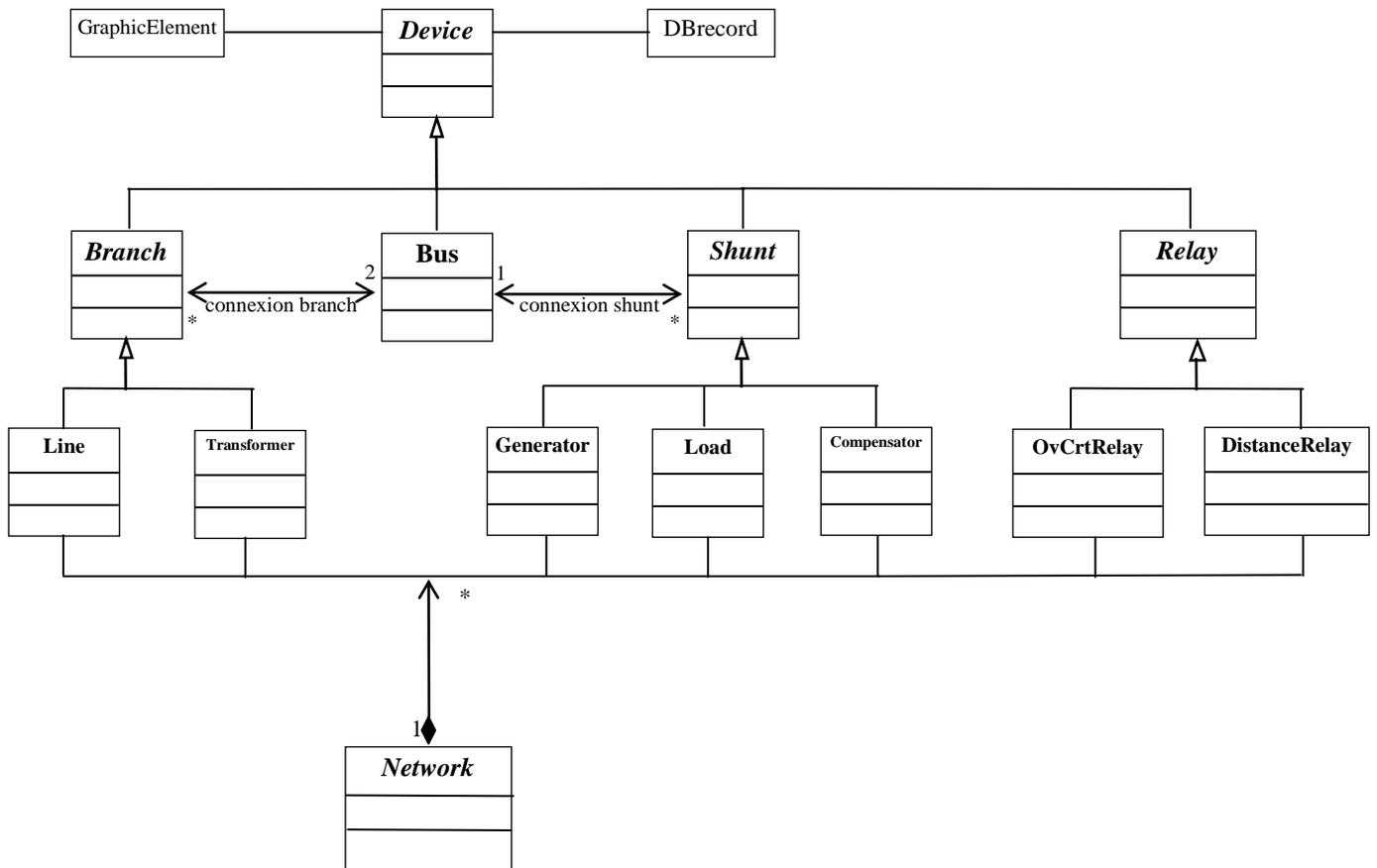


FIGURE 2.10 Diagramme de classes

2.9 Implémentation des éléments physiques du réseau

Le principe de la modélisation orientée objets est de classifier les classes des éléments physiques du réseau électrique selon une hiérarchie tirée de sa structure réelle. Cette classification est basée en premier lieu sur le nombre de jeux de barres de connexion que chaque élément possède. D'un autre coté, la MOO de chaque élément est basée sur son modèle algébrique. Le travail effectué dans le cadre du projet SHABAKA à l'université de Batna a permet le développement orienté objets d'une grande variété d'éléments qui constituent les réseaux électriques [29,30], dans se travail on se concentre sur la description des éléments impliqués dans l'application de protection des réseaux électriques. L'implémentation de ces éléments et de tous les programmes développés est faite dans l'environnement de C++ Builder5 [31].

2.9.1 Elément jeu de barres

La classe Bus représente un jeu de barres d'un réseau électrique. Ces objets représentent les points de raccordement de la structure d'un réseau électrique. La figure 2.11 montre cette classe en détails.

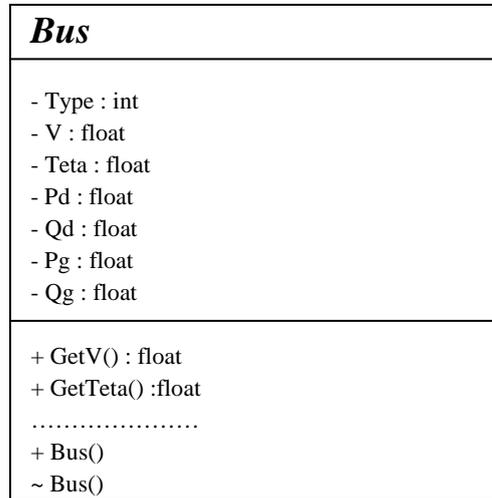


FIGURE 2.11 Classe Bus

Les principaux attributs et méthodes de la classe Bus sont :

- Type : type de jeux de barres (de charge, de génération ou de référence) ;
- V, Teta : module et phase de la tension du jeu de barres ;
- Pd, Qd : puissance active et réactive de charge au jeu de barres ;
- Pg, Qg : puissance active et réactive de génération au jeu de barres ;
- GetV() : fonction membre pour accéder à l'attribut V ;
- GetTeta() : fonction membre pour accéder à l'attribut Teta ;
- Bus() : constructeur ;
- ~Bus() : destructeur.

2.9.2 Eléments en série

La classe Branch est représentée par la figure 2.12, elle sert de base à tous les éléments séries du réseau électrique (la ligne et le transformateur).

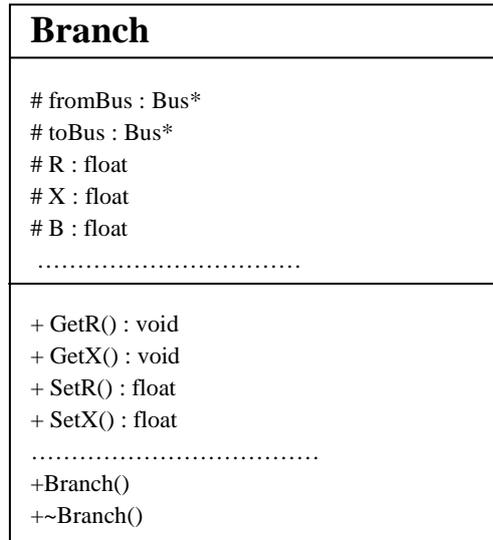


FIGURE 2.12 Classe Branch

Les principaux attributs de cette classe sont :

- fromBus, toBus : pointeurs aux objets jeux de barres Bus auxquels l'élément est relié ;
- R, X, B : résistance, réactance et susceptance de l'élément ;

2.9.3 Elément ligne de transmission

La classe Line représente les lignes de transmission du réseau électrique. L'implémentation orientée objets de ce modèle est représentée par la figure 2.13. Elle dérive directement de la classe Branch et ainsi elle hérite tous ses attributs et méthodes.

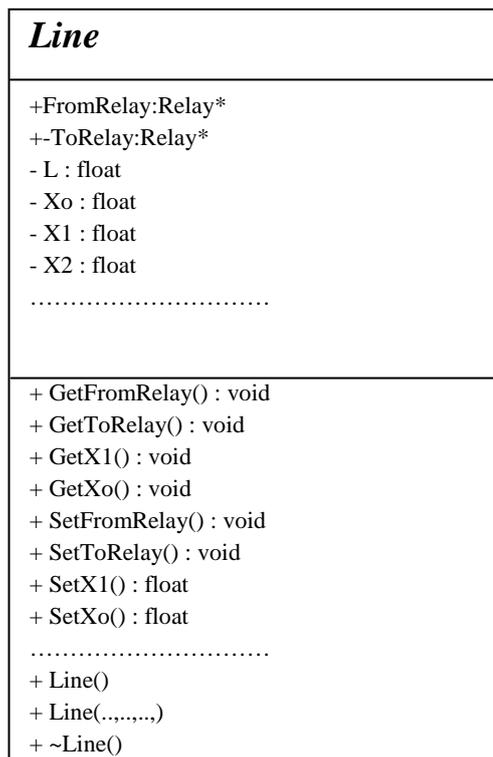


FIGURE 2.13 Classe Line

Les principaux attributs et méthodes de cette classe sont :

- FromRelay : le premier relais de protection du coté jeu de barres émetteur ;
- ToRelay : le deuxième relais de protection du coté jeu de barres récepteur (coté éloigné de la ligne) ;
- L : longueur de la ligne ;
- Xo, X1, X2 : réactance homopolaire, directe et inverse de la ligne ;
- GetFromRelay(), GetToRelay() : méthodes d'accès aux deux relais de protection de la ligne en lecture ;
- GetX1(), GetXo() : méthodes d'accès aux paramètres X1 et Xo en lecture ;
- SetX1(), SetXo() : méthodes d'accès aux paramètres X1 et Xo en écriture ;
- SetFromRelay(), GetToRelay() : méthodes d'accès aux deux relais de protection de la ligne en écriture ;
- Line() et Line(.....) : deux constructeurs de la classe Line ;
- ~Line() : destructeur de la classe line.

2.9.4 Eléments de protection

La classe Relay est une classe abstraite, elle sert de base à tous les éléments de protection du réseau électrique. Cette classe est illustrée par la figure 2.14.

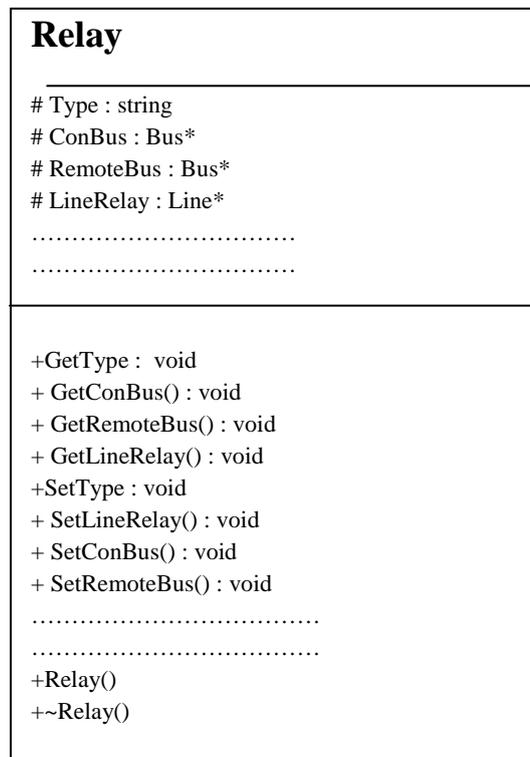


FIGURE 2.14 Classe Relay

Les principaux attributs et méthodes de cette classe sont :

- Type : indique le type du relais ;
- ConBus, RemoteBus : pointeurs aux objets jeu de barres de connexion et jeu de barres éloigné ;
- LineRelay : pointeur vers l'objet **Line** où le relais se trouve ;
- GetType() : méthode d'accès au type de relais en lecture ;
- GetConBus(), GetRemoteBus() : méthodes d'accès aux jeux de barres de connexion en lecture ;
- GetLineRelay() : méthode d'accès en lecture à la ligne primaire (où le relais se trouve) ;
- SetType() : méthode d'accès au type de relais en écriture ;
- SetConBus(), SetRemoteBus() : méthodes d'accès aux jeux de barres de connexion en écriture ;
- SetLineRelay() : méthode d'accès en écriture à la ligne primaire ;
- Relay() : méthode ou fonction de création de la classe de l'élément ;
- ~Relay() : méthode ou fonction de destruction de l'élément.

Dans ce travail on a considéré les deux types de relais à maximum de courant et à distance. Les deux classes correspondantes OvCrtRelay et DistanceRelay présentées aux figures 2.15 et 2.16 dérivent de la classe de base Relay, donc elles héritent tous les attributs et les fonctions de classe Relay.

2.9.4.1 Eléments de protection relais à maximum de courant

La classe OvCrtRelay est conçue et développée pour représenter le modèle orienté objet du relais à maximum de courant destiné à la protection des lignes de transmission. Le principe de fonctionnement de ce relais est décrit en détail au chapitre un. Basé sur les caractéristiques de ce relais et les grandeurs qu'il implique pour la protection et la coordination, la classe OvCrtRelay est développée.

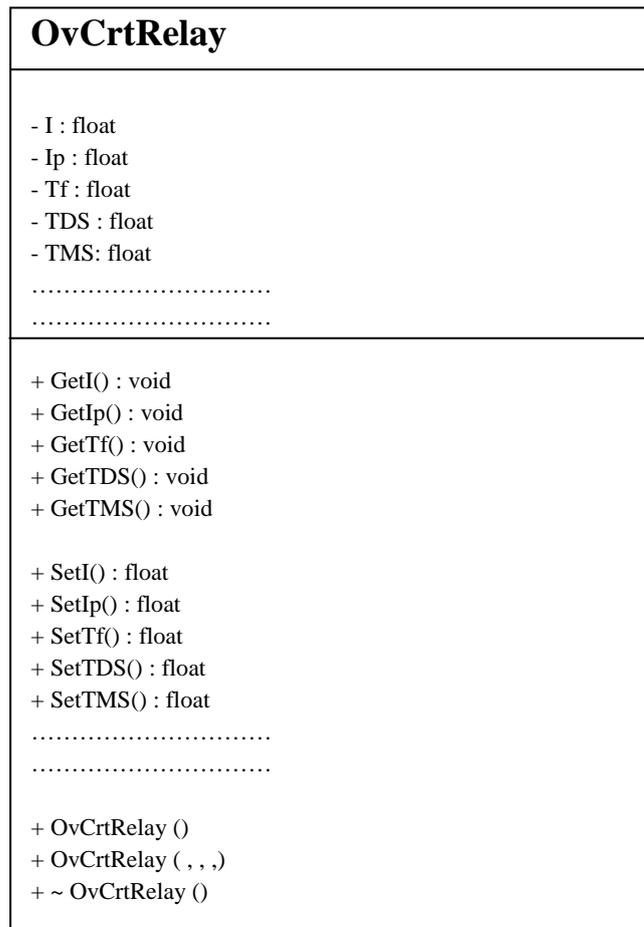


FIGURE 2.15 Classe OvCrtRelay

Les principaux attributs et méthodes de cette classe sont :

- I : courant détecté par le relais ;
- Ip : seuil de fonctionnement du relais ;
- Tf : temps de fonctionnement du relais ;
- TDS : temps de retard (temporisation) de fonctionnement du relais ;
- TMS : facteur de temporisation ;
- GetI(), GetIp(), GetTf(), GetTDS(), GetTMS() : méthodes d'accès aux paramètres I, Ip, Tf, TDS et TMS en lecture ;
- SetI(), SetIp(), SetTf(), SetTDS(), SetTMS() : méthodes d'accès aux paramètres I, Ip, Tf, TDS et TMS en écriture ;
- OvCrtRelay () et OvCrtRelay (.....) : deux constructeurs de OvCrtRelay ;
- ~ OvCrtRelay () : destructeur de la classe OvCrtRelay.

2.9.4.2 Eléments de protection relais à distance

Le relais à distance décrit au chapitre un est présenté par le modèle orienté objet ci-dessous. Toutes les caractéristiques du relais à distance sont traduites par des attributs et des fonctions qui décrivent son fonctionnement pour la protection des lignes de transmission.

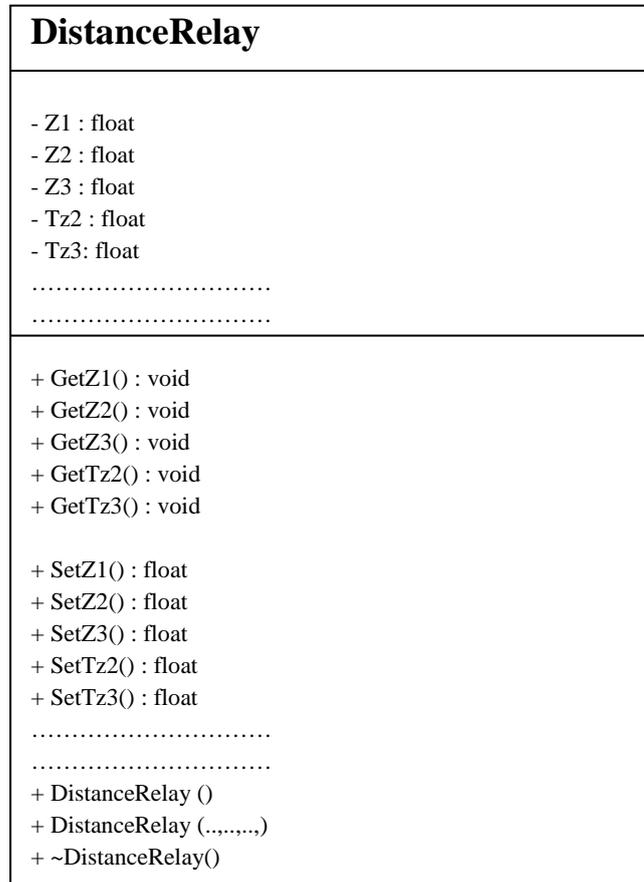


FIGURE 2.16 Classe DistanceRelay

Les principaux attributs et méthodes de cette classe sont :

- Z1 : impédance de réglage de la zone1;
- Z2 : impédance de réglage de la zone2;
- Z3 : impédance de réglage de la zone3;
- Tz2 : temps de retard (temporisation) de la zone2;
- Tz3 : temps de retard (temporisation) de la zone3;
- GetZ1(), GetZ2(), GetZ3(), GetTz2(), GetTz3() : méthodes d'accès aux paramètres Z1, Z2, Z3, Tz2 et Tz3 en lecture ;
- SetZ1(), SetZ2(), SetZ3(), SetTz2(), SetTz3() : méthodes d'accès aux paramètres Z1, Z2, Z3, Tz2 et Tz3 en écriture ;
- DistanceRelay () et DistanceRelay (.....) : deux constructeurs de DistanceRelay ;
- ~ DistanceRelay () : destructeur de la classe DistanceRelay.

2.9.5 Elément réseau électrique

Le réseau électrique est représenté par une classe appelée Network, illustrée par la figure 2.17. La classe Network est la classe de base pour toutes les applications de simulation des réseaux électriques, elle est responsable de la création et la destruction des éléments physiques qui constituent le réseau d'étude.

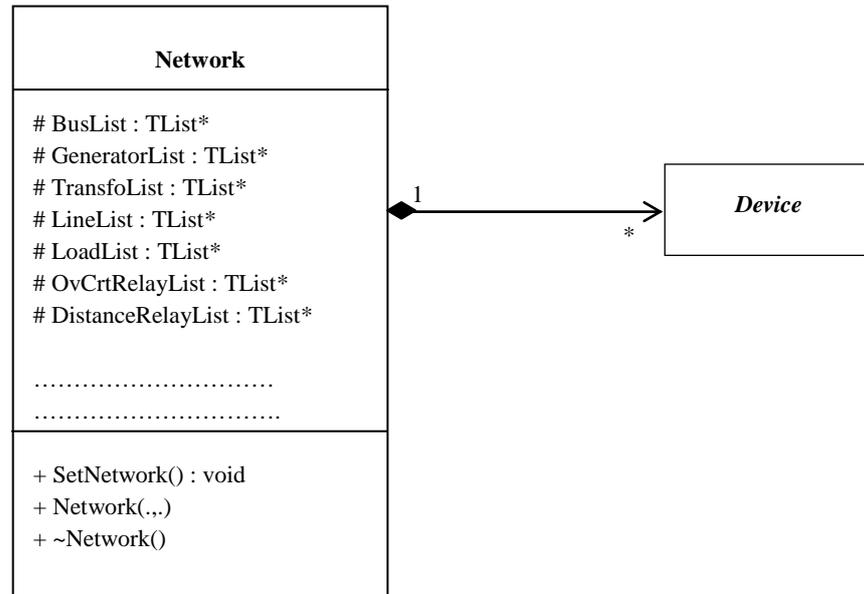


FIGURE 2.17 Classe Network

Les principaux attributs et méthodes de cette classe sont :

- BusList : liste des jeux de barres du système ;
- GeneratorList : liste des générateurs du système ;
- LineList : liste des lignes du système ;
- TransformerList : liste des transformateurs du système ;
- LoadList : liste des charges du système ;
- OvCrtRelay, DistanceRelay : liste de tous les relais du réseau considéré ;
- Set Network () : mise à jour des données à partir de la base de données ;
- Network (.,.) : constructeur de la classe Network ;
- ~ Network : destructeur de la classe.

Un objet réseau électrique de type Network, contient dans sa composition tous les éléments physiques du système à étudier. Ces éléments sont stockés sous forme de listes, représentées des attributs de type List telles que la liste des jeux de barres et la liste des lignes.

2.10 Modélisation des fonctions de calcul et des applications

Généralement toutes les applications réseaux électriques ont besoin de certaines structures de données bien précises tels que les complexes, les vecteurs, les matrices, les matrices creuses, la factorisation, les listes chaînées etc. Ainsi plusieurs auteurs [11,5,30] ont pensé à réaliser une sorte de bibliothèque mathématique spéciale pour les réseaux électriques qui englobe ces structures et en utilisant la TOO. Actuellement, l'utilisation des templates semble répondre à toutes les exigences vu qu'ils ont un aspect général et particulier en même temps.

2.10.1 Applications ou fonctions d'analyse des réseaux électriques

L'abstraction des applications représente les méthodes d'analyse des réseaux électriques. Ces applications dérivent toutes de la classe Network. Les applications dépendent du système électrique, donc les algorithmes d'analyse seront exécutés sur la base des données représentant le système à étudier.

L'abstraction des applications définit les classes représentant les différentes méthodes d'analyse et de synthèse appliquées aux réseaux électriques. Cette abstraction est illustrée par la figure 2.18. Dans cette abstraction la classe Network sert de base dans la structure hiérarchique des classes représentant toutes les applications qui peuvent exister.

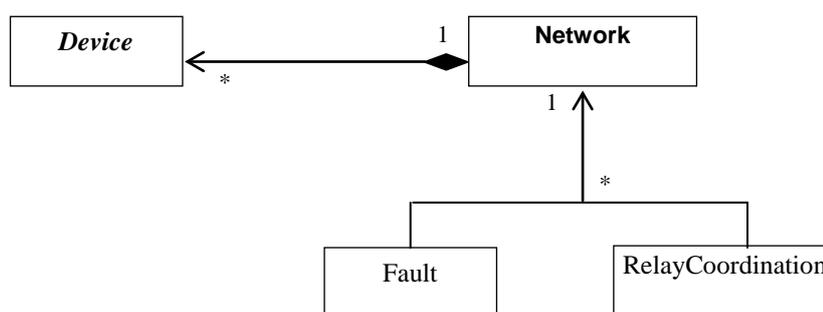


FIGURE 2.18 Réseau électrique avec éléments physiques et applications

D'une manière générale, chaque application a besoin d'une série d'informations sur le réseau électrique et ses éléments constituants pour monter les structures mathématiques (matrices, systèmes linéaires, ensemble d'équations algébriques, etc.). C'est pourquoi, dans ce

travail, les applications sont représentées par une structure hiérarchique qui dérive directement de la classe Network qui représente le réseau électrique. La figure 2.19 présente quelques applications d'analyse des réseaux électriques tels que l'écoulement de puissance (LoadFlow), le calcul des courants de court circuit (Fault) et la coordination des relais (RelayCoordination). Elles dérivent de la classe de base Network.

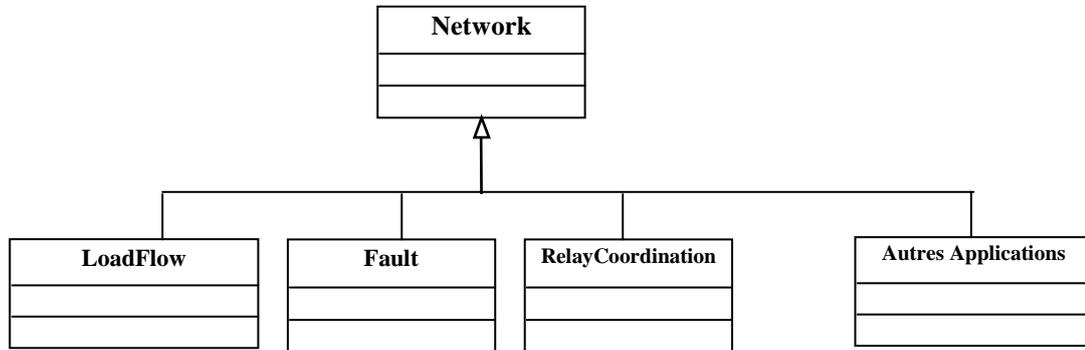


FIGURE 2.19 Diagramme de classes des applications

La figure 2.20 montre la structure de classes pour représenter la coordination des relais à maximum de courant (OvCrtRelayCoord) et des relais à distance (DistanceRelayCoord).

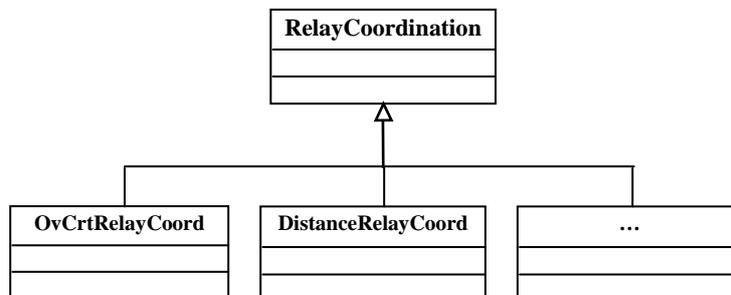


FIGURE 2.20 Structure de classes de la coordination des relais (RelayCoordination)

2.10.2 Fonctions de calcul

Les applications réseaux électriques nécessitent des calculs énormes et assez compliqués. La conception des objets de calcul se concentrent principalement sur les données et les algorithmes. Dans l'analyse des réseaux les algorithmes utilisent souvent les matrices

creuses et les graphes orientés. Généralement les fonctions de calcul dans les réseaux peuvent être classées en deux types :

- Les calculs concernant les matrices et les matrices creuses ;
- Les calculs concernant les graphes orientés.

Les calculs dans la théorie des graphes orientés sont nécessaires pour évaluer la structure ou la connectivité du réseau comme dans le cas de la coordination des relais de protection. En effet la coordination des relais est très bien résolue par la théorie des graphes orientés ce qui implique le développement d'une classe correspondante qui sera détaillée au chapitre suivant.

2.11 Conclusion

Ce chapitre a donné un aperçu général sur la technique orientée objets. Les différents modèles orientés objets des éléments constituant les réseaux électriques choisis et développés ont été présentés avec les principaux attributs et méthodes. Les modèles orientés objets des relais à maximum de courant et à distance ont été décrits en détails. La structure générale des applications réseaux électriques a été présentée et le modèle orienté objets de l'application de coordination des relais de protection a été décrit en général et sera détaillé aux chapitres suivants.

Chapitre 3

Coordination des Relais par la Combinaison de la Théorie des Graphes Orientés et l'Approche Orientée Objets

3.1. Introduction

Les chapitres précédents ont présenté les concepts de base de la protection et la modélisation orientée objets des réseaux électriques. La complexité de la topologie d'un réseau électrique de grande taille constitué de boucles multiples et de lignes adjacentes de longueurs différentes pose des difficultés sérieuses dans la coordination des relais à maximum de courant et à distance. Puisque la coordination convenable entre toutes les paires de relais (primaires/secours) d'un réseau donné est très importante, un moyen systématique pour déterminer toutes ces paires de relais est nécessaire. On a adopté la théorie des graphes orientés pour résoudre ce problème.

Ce présent chapitre traite la coordination des relais par la combinaison de la technique orientée objets et la théorie des graphes orientés. L'ensemble des Break Points (BP) et l'ensemble des paires séquentielles (SSP) ont été déterminés en utilisant l'implémentation orientée objets.

3.2 Coordination des relais pour la protection des réseaux

Le rôle principal d'un système de protection d'un réseau de transport est de sentir les défauts sur les lignes ou les sous stations pour isoler rapidement ces défauts par l'ouverture de tous les chemins où le courant de défaut provient. Cette sensation et ouverture doit se produire le plus rapidement possible pour minimiser les dégâts. Cependant, elle doit être très sélective et donc ne mettre hors service que la partie endommagée pour avoir un minimum d'utilisateurs privé d'énergie.

3.2.1 Problème de coordination des relais

Le problème de coordination des relais de protection est très compliqué et cette tâche doit être très fiable. Ce besoin a conduit à munir le système d'une protection primaire et d'une protection secondaire, cette dernière doit fonctionner uniquement si la protection primaire tombe en panne. La protection primaire est conçue pour fonctionner le plus rapidement possible dans le but d'un minimum de coupures. La protection de secours fonctionne plus lentement (pour donner au système de protection primaire le temps de fonctionner) et affecte généralement une grande partie du réseau.

Chaque ligne a une variété de relais à ses extrémités. Typiquement il y a les relais directionnels à maximum de courant et les relais à distance. Généralement le premier type pour la protection contre les défauts à la terre et le deuxième contre les défauts de phases. En fait, chacun de ces types de relais est lui-même une collection de relais. Le relais à maximum de courant est généralement constitué d'une unité instantanée et d'une unité de temporisation où le temps de retard (temporisation) dépend du courant. Le relais à distance est constitué d'une unité instantanée (zone 1) et généralement de plusieurs unités de temporisation souvent deux (zone 2, zone 3).

Dans la figure 3.1 tous les relais sont supposés directionnels et sont sensibles uniquement aux courants sortant des jeux de barres où ils sont placés sans faire attention s'ils sont de type à maximum de courant ou à distance.

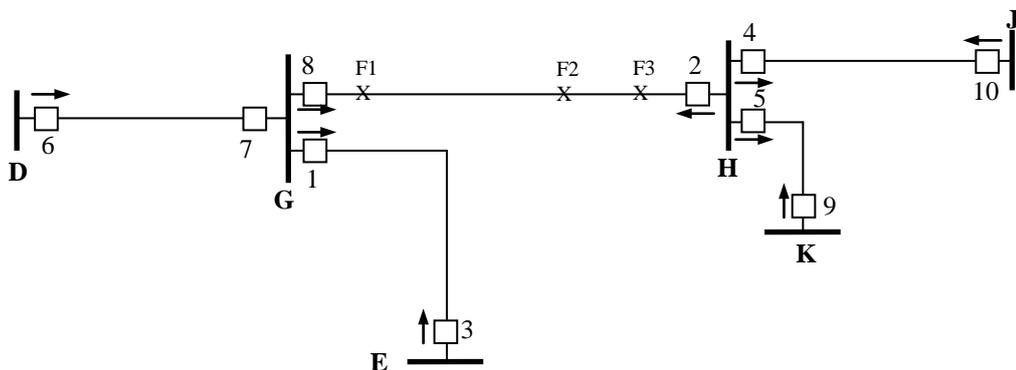


FIGURE 3.1 Un réseau électrique avec des relais directionnels

Les relais R_8 et R_2 sont des relais primaires pour les défauts F_1 , F_2 et F_3 . Les relais R_6 et R_3 sont des relais de secours pour R_8 à moins que la protection de secours locale soit utilisée. On voit que la coordination des paires de relais doit être réalisée pour :

- Plusieurs défauts différents ;
- Toutes les conditions d'anomalies du réseau où une ligne est hors service.

Par exemple, dans la figure 3.1 la paire de relais primaire/secours (p/s) R_8/R_6 doit coordonner pour les défauts F_1 , F_2 et F_3 dans les deux cas où la ligne GE est en service ou non. Le nombre total de paires de relais p/s en défaut pour toutes les paires de relais considérées pour tous les défauts (pour toutes les conditions du réseau) devient très grand même pour un réseau de petite taille. Les performances de chaque paire p/s doit être vérifiée pour la coordination de chaque paire en défaut.

Ces calculs sont simples pour les relais à maximum de courant, on doit calculer le temps de fonctionnement du relais primaire et du relais de secours pour vérifier que le relais secours fonctionne lentement. S'il tombe en panne pour n'importe quelle paire de défaut, le réglage du relais primaire ou du relais secours doit être modifié. Pour les relais à distance, on doit vérifier (par le calcul de la distance apparente jusqu'au point de défaut) que le relais secours doit être convenablement coordonné.

Le grand nombre de paires de relais impliquées en défaut signifie que ces calculs doivent être répétés plusieurs fois. De plus, plusieurs contraintes sont à satisfaire :

- Chaque relais spécifié est un relais primaire pour plusieurs défauts ;
- Pour chaque défaut, d'autres relais sont des relais de secours pour ce relais spécifié ;
- Ce même relais est probablement un relais secours pour d'autres relais qui sont des relais primaires pour différents défauts.

Par conséquent chaque relais considéré doit rencontrer des états différents pour les contraintes de coordination de ses paires. Par exemple, le relais R_8 participe dans 4 paires p/s : R_8/R_6 , R_8/R_3 , R_4/R_8 et R_5/R_8 . Le relais R_8 est un relais primaire dans les deux premières paires et un relais secours dans les deux dernières.

- Dans les deux premières paires, R_8 doit coordonner avec R_6 et R_3 pour les défauts F_1 , F_2 et F_3 .
- Dans les deux dernières paires, R_8 doit coordonner avec R_4 et R_5 pour tous les défauts sur les lignes HJ et HK respectivement.

Tous les relais du réseau doivent rencontrer simultanément un grand nombre de contraintes similaires. Le problème majeur n'est pas uniquement l'effort pris pour satisfaire ces contraintes mais il se peut que le processus soit faux, c.à.d. quand on se met à vérifier les paires p/s en défaut, tout changement nécessaire dans le réglage des relais perturbe la coordination convenable des paires déjà vérifiées. De plus, après une série de modifications dans les réglages, on peut rester vraiment au début du processus de coordination avec toutes les paires qui viennent d'être vérifiées. A ce point on doit faire face au fait qu'il est possible que toutes les contraintes ne peuvent pas être satisfaites avec les relais existants, et il est peut être nécessaire de remplacer ces relais par d'autres relais avec des caractéristiques différentes ou d'utiliser des relais pilotes.

3.2.2 Théorie des graphes orientés

Le processus de la coordination d'un système de relais directionnels entraîne le réglage des relais un par un, à chaque étape le relais considéré (réglé) coordonne avec tous ses relais primaires c.à.d. les relais situés dans la direction en aval. Dans ce processus de réglage, la complexité du problème augmente quand le dernier relais dans la boucle est réglé. A ce point, le relais réglé en premier agit comme relais de fermeture de boucle et par conséquent il a besoin d'être vérifié pour la coordination convenable avec tous ses relais en aval.

Considérons la figure 3.2. Soit R_1 le premier relais à régler, il doit être réglé pour coordonner avec son relais primaire R_4 . Ensuite on règle R_2 pour coordonner avec R_1 , R_3 pour coordonner avec R_2 , et R_4 pour coordonner avec R_3 . Maintenant, on réalise que le réglage de R_4 a été modifié par rapport à ce qu'il été quand R_1 a été réglé. On refait le réglage de R_1 pour coordonner avec les nouveaux réglages de R_4 , de cette façon la boucle est fermée, et on refait le processus par le réglage de tous les relais dans la boucle à nouveau.

Ce processus itératif converge vers une solution, mais pour minimiser le nombre d'itérations il est important d'identifier le nombre minimum de tels relais de démarrage (Starting Relays) [21], ces relais sont connus par « Break Points (BP) ».

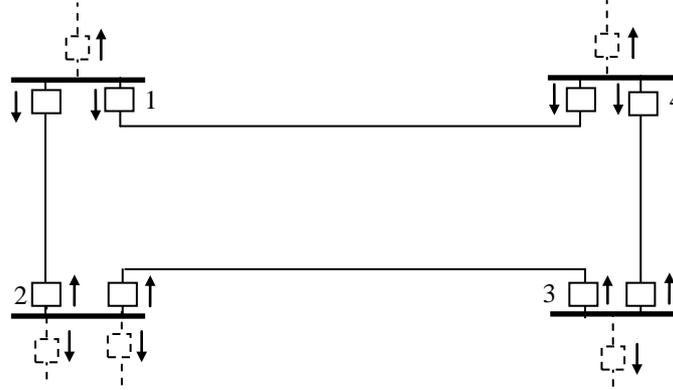


FIGURE 3.2 Exemple de coordination des relais

Le schéma est conçu pour choisir un minimum de BP qui ouvrent les boucles du graphe du système. De plus, puisque les lignes de transmission sont protégées par des relais directionnels aux extrémités, on doit considérer les boucles formées dans les deux sens, le sens des aiguilles d'une montre et le sens inverse. L'approche est de représenter le réseau par un graphe dirigé (orienté) avec des directions arbitraires assignées à chaque ligne.

On applique donc la théorie des graphes orientés pour obtenir une matrice de boucles qui donne l'orientation de chaque ligne dans chaque boucle particulière. Quand toutes les boucles dans une orientation particulière sont obtenues, les boucles correspondantes pour les directions opposées peuvent être déduites directement. Alors l'ensemble minimal des BP qui ouvrent toutes les boucles dans les deux directions est obtenu.

L'étape suivante est d'obtenir la séquence des relais arrangés de telle façon que, à chaque fois qu'un relais (autre que les relais BP) est à régler, tous ses relais primaires sont déjà réglés dans les étapes précédentes. Ce qui signifie que ce relais peut être réglé pour coordonner avec tous ses relais primaires. Le réglage des relais dans ces séquences signifie également que chaque relais est visité une seule fois par itération parmi tous les relais.

Dans la troisième étape et la dernière, on forme l'ensemble des paires séquentielles (SSP). Puisqu'on considère toujours l'opération de secours d'un relais particulier avec tous ses relais primaires, la formation de toutes les paires de relais p/s arrangées de sorte que les relais secours suivent la séquence du paragraphe précédent forme l'ensemble des paires séquentielles.

L'ensemble SSP est utilisé dans la coordination des relais comme suit :

- Pour les relais à maximum de courant, les paires de relais sont prises une par une et les relais secours sont réglés pour coordonner avec le relais primaire pour tous les courants de défaut considérés. Quand une itération est achevée pour toutes les paires de relais, ceux correspondant aux relais BP sont vérifiés pour une coordination convenable. Dans le cas où on n'a pas de coordination, le réglage de ces relais BP est modifié pour coordonner et une deuxième itération pour l'ensemble des paires de relais est faite. Ce processus est répété jusqu'à obtenir une coordination satisfaisante pour toutes les paires de relais.
- Pour les relais à distance, chaque paire de relais p/s est coordonnée pour toutes les impédances de défaut considérées, et les itérations sont similaires à celles des relais à maximum de courant.

On a montré au chapitre 4 que, du fait de la nature inverse de la caractéristique du relais à maximum de courant, ces itérations convergent très rapidement

La théorie des graphes orientés est une méthode qui permet une procédure ordonnée pour trouver un ensemble minimal de BP et l'ensemble des paires séquentielles SSP pour un réseau arbitraire [1,21]. L'idée de base est d'utiliser la matrice de boucles fondamentale (B_f) pour trouver une matrice L' qui identifie toutes les boucles dans le réseau [1,21]. Cette matrice L' considère la direction de chaque boucle et identifie la direction de chaque ligne avec la direction de la boucle, ces boucles sont alors analysées dans les deux directions. Il est important de trouver en premier lieu les BP ensuite l'ensemble des paires séquentielles SSP.

3.3 Coordination des relais en utilisant la théorie des graphes orientés

Considérons le réseau électrique de la figure 3.3 de 6 jeux de barres et 7 lignes. Cet exemple va être utilisé comme réseau test dans les chapitres quatre et cinq. Chaque ligne est protégée contre les défauts par des relais directionnels aux deux extrémités. Chaque ligne et chaque disjoncteur doit être muni d'un nombre de relais directionnels.

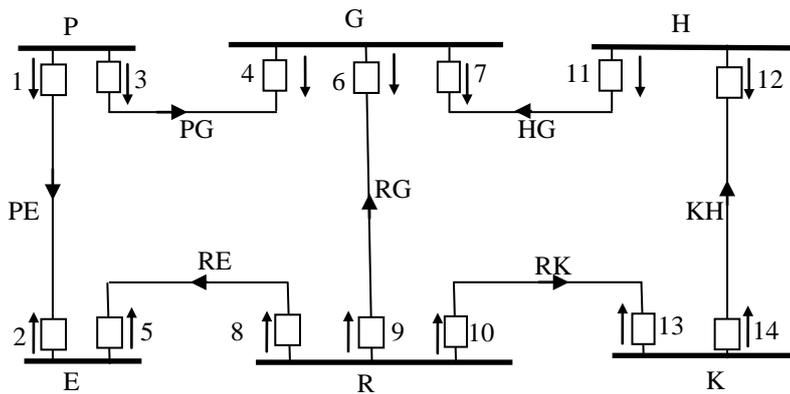


FIGURE 3.3 Réseau électrique de 6 jeux de barres

Les relais et les disjoncteurs correspondant sont supposés dans cette étape initiale comme indiqué à la figure 3.3. L'ensemble des paires séquentielles SSP est obtenu à travers les étapes suivantes [1] :

- A partir du graphe orienté du réseau, la matrice des boucles du graphe est obtenue ;
- Ensuite, l'ensemble des Breaks Points BP du réseau est déterminé ;
- La séquence dans laquelle les relais doivent être réglés (la matrice des séquences relative RSM) est déterminée ;
- Finalement, l'ensemble des paires séquentielles SSP qui va guider le processus de coordination est obtenu.

3.3.1 Matrice des boucles

3.3.1.1 Graphe orienté du réseau

Le graphe orienté du réseau est schématisé avec les jeux de barres et les lignes qui sont nommées. Des directions arbitraires sont assignées à chaque ligne figure 3.4.

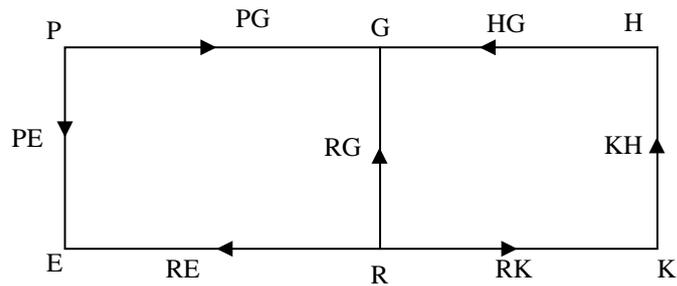


FIGURE 3.4 Graphe orienté du réseau de la figure 3.3

3.3.1.2 Arbre du graphe

Un arbre du graphe est déterminé (figure 3.5) et la matrice incidente A est évaluée en utilisant :

- Les liens (links) de cet arbre comme des colonnes initiales ;
- Les branches comme des sous colonnes.

Avec,

Arbre quelconque : c'est une liaison non fermée entre tous les sommets (nœuds)

Branches : ce sont les lignes qui existent entre ces sommets

Links ou **liens** : ce sont le reste des lignes du réseau

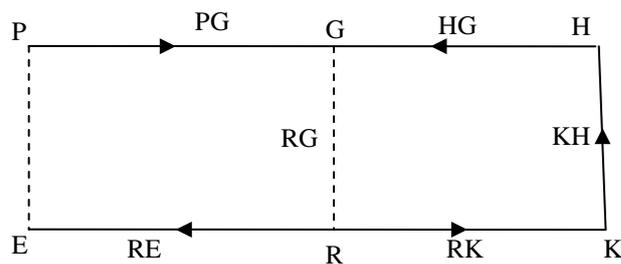


FIGURE 3.5 Arbre du graphe orienté

L'arbre de la figure 3.5 du réseau considéré est caractérisé par :

Branches : PG, HG, KH, RK, RE

Liens : PE, RG

3.3.1.3 Matrice incidente

Pour la détermination de la matrice incidente, les caractéristiques du réseau sont :

- Nombre de lignes $e = 7$
- Nombre de jeux de barres $v = 6$
- Nombre de liens $l = e - v + 1 = 2$
- Nombre de branches $b = v - 1 = 5$

		$\xrightarrow{\hspace{1.5cm}}$ Lignes						
		PE	RG	PG	HG	KH	RK	RE
A = Bus	↓	P	G	H	K	E		
		1	0	1	0	0	0	0
		0	-1	-1	-1	0	0	0
		0	0	0	1	-1	0	0
		0	0	0	0	1	-1	0
		-1	0	0	0	0	0	-1
		Liens A_l		Branches A_b				

(3.1)

Le jeu de barres R est pris comme jeu de barres de référence (quelconque) et sa ligne est éliminée.

Les éléments A_{ij} de la matrice A sont donnés comme suit :

- $A_{ij} = 1$ si la ligne j est connectée au jeu de barres i et elle est de sens sortant de i ;
- $A_{ij} = -1$ si la ligne j est connectée au jeu de barres i et elle est de sens entrant vers i ;
- $A_{ij} = 0$ si la ligne j n'est pas connectée au jeu de barres i .

La matrice A est ensuite ordonnée, elle est divisée en 2 parties l'une contient uniquement les liens du graphe et l'autre contient uniquement les branches du graphe (équation 3.1). La matrice A est alors écrite sous la forme ci-dessous :

$$A = [A_l \mid A_b] \tag{3.2}$$

3.3.1.4 Matrice des boucles fondamentale

La matrice des boucles fondamentale B_f est formée en utilisant la matrice A ordonnée tel que [32] :

$$B_f = [I \mid B_{fb}] \tag{3.3}$$

Avec,

I est la matrice identité de dimension $l \times l$ (2×2 dans cet exemple).

Dans la théorie des graphes orientés on a la relation suivante [32] :

$$B_{fb}^T = -A_b^{-1} * A_l \tag{3.4}$$

La matrice de boucles fondamentale B_f est alors obtenue :

$$B_{fb}^T = - \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}^{-1} * \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & -1 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 1 & -1 \\ 1 & -1 \\ 1 & -1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \tag{3.5}$$

$$B_{fb} = \begin{bmatrix} -1 & 0 \\ 1 & -1 \\ 1 & -1 \\ 1 & -1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} -1 & 1 & 1 & 1 & -1 \\ 0 & -1 & -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} \tag{3.6}$$

		→ Lignes						
		PE	RG	PG	HG	KH	RK	RE
B _f = Boucles ↓	C1	1	0	-1	1	1	1	-1
	C2	0	1	0	-1	-1	-1	0
		I			B _{fb}			

(3.7)

3.3.1.5 Matrice des boucles simples

On forme la matrice des boucles qui contient toutes les boucles simples du graphe. Cette matrice est constituée de toutes les combinaisons possibles des lignes de B_f après suppression de toutes les lignes correspondant aux boucles multiples qui sont l'union de deux ou plus de boucles fondamentales disjointes. On ignore le signe de B_f temporairement pour trouver toutes les boucles simples et on introduit les signes au dernier stade pour avoir la matrice de boucle signée.

Soit B'_f égale à B_f avec les signes négatifs supprimés.

Soit N la matrice où les lignes correspondent aux nombres binaires de 1 à 2^l-1 (à 3 dans notre exemple), et les colonnes correspondent aux liens.

Les lignes de la matrice N sont arrangées pour avoir la matrice unité dans la partie supérieure de la matrice.

$$N = \begin{bmatrix} I \\ \dots \\ N_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Alors la matrice V est formée suivant l'équation 3.9 [32,33]. Les lignes de cette matrice sont toutes les combinaisons possibles de la matrice des boucles fondamentale.

$$V = N * B'_f \text{ (modulo 2)} \quad (3.9)$$

Les éléments de V représentent le reste de la division par 2 des éléments de $N * B'_f$.

$$V = N * B'_f = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 1 & 1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & 2 & 2 & 2 & 1 \end{bmatrix}$$

→ Lignes

$V = N * B'_f =$ Boucles

		PE	RG	PG	HG	KH	RK	RE
1	0	0	1	0	1	1	1	0
2	1	1	0	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	2	2	2	1

→ Lignes

$V = N * B'_f \text{ modulo 2} =$ Boucles

		PE	RG	PG	HG	KH	RK	RE
1	0	0	1	0	1	1	1	0
2	1	1	0	1	1	1	1	1
3	1	1	1	1	0	0	0	1

(3.10)

Les lignes de V sont les boucles possibles qui comprennent les boucles simples et les boucles multiples. On doit par la suite éliminer toutes les boucles multiples. L'étape suivante est la formulation de la matrice D (qui est symétrique) comme suit :

$$D = V * V^T \tag{3.11}$$

→ Boucles
↓ Boucles

	1	2	3
1	4	3	1
2	3	6	3
3	1	3	4

Avec,

D_{ii} = nombre de lignes de la boucle **i**

$D_{ij} = D_{ji}$ = nombre de lignes communes aux boucles **i** et **j**

La présence des boucles multiples peut être déduite si et seulement si dans n'importe quelle ligne de la matrice l'élément non diagonal est égal à l'élément diagonal. Autrement dit : si $D_{ii} = D_{ij}$ pour un **i** donné, alors **j** est effectivement une boucle multiple et elle doit être éliminée de la matrice N [33,34]. On constate qu'il n'y a pas de boucles multiples pour cet exemple.

L'étape suivante est d'introduire le signe des lignes dans chaque boucle puisqu'on s'intéresse à l'analyse du réseau avec les relais directionnels. Pour trouver ces signes la seule et efficace approche est [33,34] :

Soit **s** le nombre de boucles simples et soit **M** la sous matrice de N contenant uniquement **s** lignes correspondant aux **s** boucles simples. Ces lignes peuvent être identifiées facilement car il y a une correspondance un à un entre les lignes de la matrice D et la matrice N.

$$N = \begin{bmatrix} I \\ - \\ - \\ N_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ - & - \\ 1 & 1 \end{bmatrix} \quad \text{et} \quad M = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ - & - \\ 1 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I \\ (l * l) \\ - \\ M_2 \\ (s - l) * l \end{bmatrix} \tag{3.11}$$

Pour avoir les signes de toutes les boucles on doit déterminer les signes de M_2 .

Soit : $M' = M$ avec signes

$M'_2 = M_2$ avec signes

Alors la matrice de boucles est donnée par [32] :

$$L' = M' * B_f \quad (3.12)$$

La partition précédente de M' et B_f implique :

$$L' = \left[\begin{array}{c|c} L'_{11} & L'_{12} \\ \hline (l * l) & l * (e - l) \\ \hline L'_{21} & L'_{22} \\ \hline (s - l) * l & (s - l) * (e - l) \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c|c} I & \\ \hline (l * l) & \\ \hline M'_2 & \\ \hline (s - l) * l & \end{array} \right] * \left[\begin{array}{cc} I & B_{fb} \\ \hline (l * l) & l * (e - l) \end{array} \right] \quad (3.13)$$

$$= \left[\begin{array}{c|c} I & B_{fb} \\ \hline (l * l) & l * (e - l) \\ \hline M'_2 & L'_2 * B_{fb} \\ \hline (s - l) * l & (s - l) * (e - l) \end{array} \right] \quad (3.14)$$

On constate que :

$$L'_{11} = I \text{ et } L'_{12} = B_{fb}$$

Donc on a uniquement L'_{21} et L'_{22} qui sont inconnues et elles sont liées par les relations suivantes :

$$\begin{aligned} L'_{21} &= M'_{22} \\ L'_{22} &= M'_2 * B_{fb} \end{aligned}$$

Donc :

$$L'_{22} = L'_{21} * B_{fb}$$

La détermination de L'_{21} revient alors à déterminer M'_2 , les éléments de M_2 seront assignés de tous les signes (+) et (-) pour avoir des boucles indépendantes.

On avait :

$$M_2 = [1 \quad 1]$$

Soit \hat{M}_2 la matrice M_2 signée, donc :

$$\hat{M}_2 = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (3.15)$$

On observe que chaque ligne de M_2 correspond à une boucle simple (autre que les boucles fondamentales) quand on signe convenablement les éléments « 1 ».

- On sait qu'une ligne de M_2 avec k éléments « 1 » va produire 2^k lignes de la matrice quand les éléments « 1 » seront signés de tous les (+) et (-) possibles.
- Uniquement 2^{k-1} combinaisons sont indépendantes car les autres 2^{k-1} combinaisons sont obtenues en inversant tout simplement les signes de la première combinaison 2^{k-1} ($2^k = 2 * 2^{k-1}$) [32].

Et puisqu'il y a une boucle simple correspondant à chaque ligne de M_2 , on peut conclure qu'uniquement une combinaison hors les 2^{k-1} combinaisons va représenter cette boucle simple. Cette unique combinaison peut être obtenue par :

$$\hat{M}_2 * B_{fb} \quad (3.16)$$

Ce produit ci dessus doit contenir uniquement les éléments 0, +1 et -1. Ce fait est utilisé pour déterminer M'_2 . Il va contenir exactement (s-1) lignes ayant uniquement des éléments 0, +1 et -1, tandis que les autres lignes vont contenir des entiers en valeurs absolues supérieures à 1. Par conséquent :

- Les (s-1) lignes de $\hat{M}_2 * B_{fb}$ vont former $M'_2 * B_{fb} = L'_{22}$;
- Et les lignes correspondantes de \hat{M}_2 vont former M'_2 .

Donc :

$$M_2^{\wedge} * B_{fb} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} -1 & 1 & 1 & 1 & -1 \\ 0 & -1 & -1 & -1 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \\ -1 & 2 & 2 & 2 & -1 \end{bmatrix}$$

$$M_2' * B_{fb} = L'_{22} = [1 \quad 0 \quad 0 \quad 1] \quad (3.17)$$

Et la matrice M_2' est déduite :

$$M_2' = [1 \quad 1] \quad (3.18)$$

Finalement la matrice L' est déterminée :

$$L' = \begin{array}{c|cccccccc} & PE & RG & PG & HG & KH & RK & RE \\ \hline 1 & 1 & 0 & -1 & 1 & 1 & 1 & -1 \\ \hline 2 & 0 & 1 & 0 & -1 & -1 & -1 & 0 \\ \hline 3 & 1 & 1 & -1 & 0 & 0 & 0 & -1 \end{array} \quad (3.19)$$

3.3.2 Détermination des Break Points BP

Nous avons jusqu'ici obtenu toutes les mailles simples possibles pour le réseau donnée. Pour le problème de coordination des relais directionnels on a un relais directionnel à chaque extrémité de la ligne, donc on doit former la matrice de boucles augmentée L_D qui va présenter :

- Les boucles simples (dans le sens de l'aiguille d'une montre et le sens inverse) comme lignes de la matrice ;
- Les relais à chaque extrémité de la ligne comme colonnes de la matrice.

Ainsi on forme L_D à partir de L' comme suit [33] :

$$L_D = \begin{bmatrix} L_1 & L_2 \\ L_2 & L_1 \end{bmatrix} \quad (3.20)$$

Avec,

- L_1 qui contient uniquement les éléments (+) de (L') ;
- L_2 qui contient uniquement les éléments (+) de ($-L'$) ;
- Les colonnes de L_D représentent tous les relais du réseau ;

— Les lignes de L_D représentent toutes les boucles simples du réseau dans les deux directions.

$$L_D = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 4 & 5 & 6 & 7 & 8 & 9 & 10 & 11 & 12 & 13 & 14 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 1' \\ 2' \\ 3' \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \end{matrix} \quad (3.21)$$

Les BP sont le nombre minimal de relais qui vont être réglés initialement. La méthode suivante permet de choisir ces BP de sorte que toutes les boucles du réseau soient ouvertes par l'ouverture de ces relais BP et la somme des éléments dans chaque boucle ouverte est minimale.

Soit W_r le poids de chaque ligne de la matrice L_D , il est égale au nombre d'éléments présents dans la boucle désignée par cette ligne (ligne de la matrice). La colonne W_r qui indique les facteurs de poids obtenue est :

$$W_r^T = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 & 1' & 2' & 3' \end{matrix} \\ \begin{matrix} 6 \\ 4 \\ 4 \\ 6 \\ 4 \\ 4 \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 2 & 3 & 1' & 2' & 3' \\ 6 & 4 & 4 & 6 & 4 & 4 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Le numéro au dessus de chaque élément de W_r^T indique la ligne qu'il représente dans L_D . A chaque colonne de la matrice L_D on affecte ensuite une colonne de poids (colonne chargée) donnée par [33,35] :

$$W_c^T = L_D^T * W_r \quad (3.22)$$

Donc ($W_c = L_D * W_r^T$)

Le résultat de W_c^T est donné ci-dessous :

$$W_c^T =$$

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	10	8	10	10	10	10	10	10	8	10	10	10	10	10

Pour calculer les BP il faut suivre les étapes suivantes :

- 1- La ligne de L_D la moins chargée dans W_r est choisie et la colonne correspondante adjacente (qui a des « 1 » avec cette ligne) à cette ligne la plus chargée dans W_c est choisie.
- 2- Les éléments correspondant à cette colonne (ici 4) dans L_D et toutes les lignes adjacentes (qui s'intersectent avec elle c.à.d. qui ont des 1 avec cette colonne) sont annulées.
- 3- Recalculer W_r et W_c avec la matrice L_D modifiée et refaire les étapes 1 et 2 jusqu'à avoir une matrice L_D nulle.

En général cet ensemble n'est pas unique. Pour cet exemple l'ensemble minimal des BP déterminé est :

$$\{ 7, 1, 6 \} \tag{3.23}$$

3.3.3 Matrice des séquences relatives RSM

On procède au calcul de la matrice RSM dont les lignes indiquent la séquence dans laquelle les relais vont être réglés. On forme la matrice adjacente augmentée A^{\wedge} à partir de la matrice A (déjà déterminée) et on considère les relais dans les deux extrémités de chaque ligne comme colonnes [33]. D'où la dimension de A^{\wedge} est $V*2*e$, elle est déterminée ci dessous comme suit :

		Relais																	
$A^{\wedge} = $	Bus	↓																	

On constate que :

$$A^{\wedge} = [A_1^{\wedge} \mid -A_1^{\wedge}] \quad (3.24)$$

Avec,

$$A_1^{\wedge} = A$$

Pour avoir la matrice RSM, on utilise les BP obtenus et la matrice A^{\wedge} comme suit :

- 1- Les colonnes qui correspondent aux BP sont annulées, ces BP sont considérés comme étant la première ligne de la RSM.
- 2- La matrice A^{\wedge} est balayée pour trouver les lignes qui contiennent soit totalement des éléments négatifs soit uniquement un élément positif c.à.d.
 - Soit tous les éléments sont (-).
 - Ou soit un seul élément (+).

Les lignes avec uniquement des éléments négatifs indiquent que tous les relais loin du jeu de barres correspondant à cette ligne sont déjà réglés dans les lignes précédentes de la RSM, et par conséquent tous les relais du côté de ce jeu de barres peuvent maintenant être réglés (c.à.d. ceux qui ont des (-1) dans cette ligne). Ses relais sont ajoutés à la ligne suivante de la RSM.

- 3- On répète les étapes 1 et 2 jusqu'à avoir une matrice A^{\wedge} complètement nulle, ce qui signifie que tous les relais du réseau sont ajoutés à la RSM.

On obtient finalement la RSM suivante :

$$\text{RSM} = \begin{bmatrix} 7 & 1 & 6 \\ 4 & 3 & \\ 2 & 9 & 11 \\ 8 & 14 & \\ 10 & 13 & \\ 12 & 5 & \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

Cette matrice indique la séquence dans laquelle les relais vont être réglés. La RSM indique que, quand n'importe quel relais dans une ligne particulière de la matrice est à

régler, tous ses relais primaires sont déjà réglés, d'où le réglage convenable de ce relais peut être calculé. Donc en utilisant la matrice RSM, on règle en premier tous les relais de la ligne 1, ensuite ceux de la ligne 2 et ainsi de suite. L'ordre des lignes n'est pas important.

3.3.4 Ensemble des paires séquentielles SSP

Pour régler un relais donné, il faut connaître tous ses relais primaires, ce relais peut être ensuite réglé pour satisfaire l'opération de secours pour tous les défauts pour ces paires p/s. Par conséquent on veut avoir toutes les paires de relais triées par le relais secours dans la séquence indiquée par la RSM. On utilise la matrice adjacente augmentée A^{\wedge} et la RSM pour déterminer l'ensemble des paires séquentielles SSP [33,35].

Le processus de détermination de l'ensemble SSP est décrit selon les étapes suivantes :

1. On considère le premier relais de la RSM comme relais secours, et on veut déterminer tous ses relais primaires.
2. Trouver le jeu de barres le plus proche de ce relais, c.à.d. trouver la ligne de A^{\wedge} où il existe (-1) pour ce relais (intersection entre ligne et colonne est -1). Ensuite, trouver tous les relais vus loin de ce jeu de barres sur les lignes adjacentes, c.à.d. trouver toutes les colonnes qui ont des (+1) avec cette ligne, on ignore les relais (colonnes) complémentaires (relais de l'autre côté de la ligne). Les relais trouvés sont des candidats pour être des relais primaires pour le relais secours.
3. Considérer un candidat des relais primaires trouvés dans l'étape précédente.
4. Tester si le relais est fictif.
5. Si oui, on ignore ce relais fictif et on refait l'étape 2.
6. Si le candidat n'est pas fictif, c'est un relais primaire pour le relais secours considéré. Former la paire de relais primaire/secours trouvée.
7. Est-ce que tous les relais (candidats primaires) sont considérés ?
8. Si non, considérer le candidat suivant et retourner à l'étape 4.
9. Est-ce que tous les relais de la RSM sont considérés ?
10. On considère le relais suivant dans la RSM et on retourne à l'étape 2.
11. Finalement l'ensemble SSP est déterminé.

L'ensemble SSP est utilisée dans la coordination des relais à maximum de courant et des relais à distance aux chapitres quatre et cinq. Pour le réseau considéré à la figure 3.3, l'ensemble des paires séquentielles SSP déterminé est donné par le tableau 3.1.

Tableau 3.1 Ensemble SSP du réseau de la figure 3.3

Relais primaire	Relais secours
12	7
5	1
10	6
8	6
1	4
6	3
7	3
3	2
4	9
7	9
6	11
4	11
2	8
11	14
14	10
9	13
8	13
13	12
9	5
10	5

3.4 Modélisation orientée objets

La coordination des relais d'un réseau maillé implique l'identification de toutes les paires des relais primaire/secours. Si le réseau contient des boucles le procédé est itératif. Il est recommandé de trouver en premier lieu l'ensemble minimal des Break Points des relais qui ouvrent toutes les boucles dans le réseau. Ceci à son tour exige l'identification de l'arbre du graphe du réseau et les liens du graphe. Cette activité est commune à plusieurs applications de la théorie des graphes orientés. Cependant, les méthodes qui calculent toutes les boucles, les BP des relais et le SSP des relais primaires et secours sont des activités spécifiques associées à la coordination des relais.

Donc la classe RelayCoordination dérive de la classe Network (développée au chapitre 2) qui décrit le réseau électrique avec sa configuration et ses liaisons ainsi que l'emplacement des relais de protection de toutes les lignes du réseau.

La coordination des relais à maximum de courant et la coordination des relais à distance diffèrent sur le plan de réglage des relais comme c'est déjà indiqué au chapitre un. Mais la méthodologie de calcul de l'ensemble SSP est identique pour les deux coordinations.

Les deux classes qui correspondent à la protection et la coordination des deux types de relais OvCrtRelayCoord et DistanceRelayCoord dérivent de la classe générale RelayCoordination comme indiqué au chapitre 2.

3.5 Implémentation orientée objets

L'application de coordination des relais basée sur la théorie des graphes orientés implémentée dans ce travail est représentée par la classe RelayCoordination. Cette classe est illustrée par la figure 3.6. Les objets et les classes sont utilisés pour donner à chaque composant de protection (relais ou fonction de coordination) et à chaque phase de la théorie des graphes orientés la facilité de communiquer avec les autres.

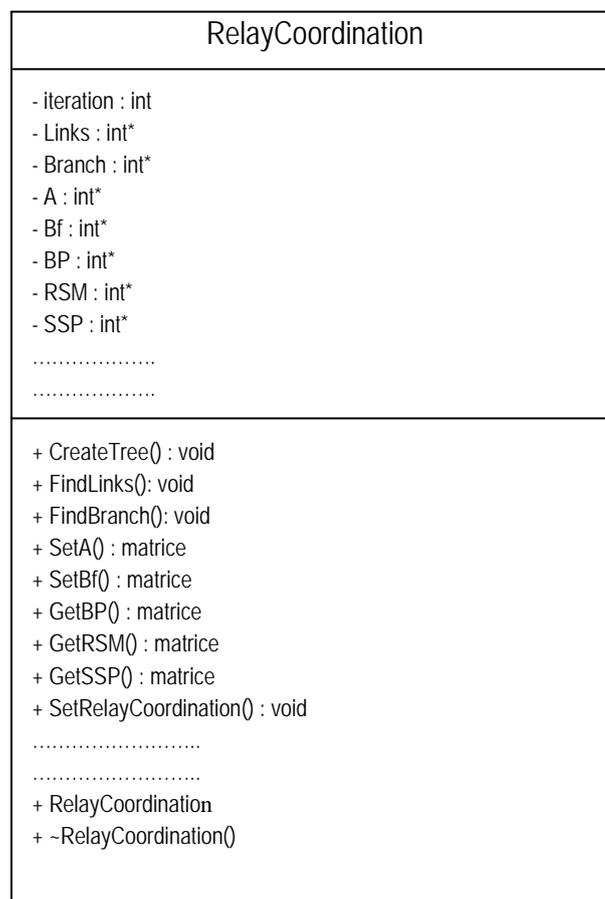


FIGURE 3.6 Classe RelayCoordination

Les principaux attributs et méthodes de RelayCoordination sont :

- Iteration : nombre d'itérations maximales ;
- Links : liens du graphe ;
- Branch : branches du graphe ;
- A : matrice incidente;
- Bf : matrice de boucles fondamentale ;
- BP : ensemble des Break Points ;
- RSM : matrice des séquences relatives ;
- SSP : ensemble des paires séquentielles ;
- CreateTree() : méthode qui permet la création de l'arbre du graphe ;
- FindLinks() : méthode qui permet d'identifier les liens de l'arbre ;
- FindBranch() : méthode qui permet d'identifier les branches de l'arbre ;
- SetA() : fonction membre qui calcule la matrice incidente ;
- SetBf() : fonction membre qui calcule la matrice de boucles fondamentale ;
- GetBP() : fonction qui permet la détermination de l'ensemble des Break Points BP ;
- GetRSM() : méthode qui calcule la matrice de séquences relatives RSM ;
- GetSSP() : fonction qui détermine l'ensemble des paires séquentielles ;
- SetRelayCoordination() : exécute la classe de l'application ;
- RelayCoordination() : constructeur de la classe ;
- ~RelayCoordination() : destructeur de la classe.

D'autres fonctions et attributs sont nécessaires pour l'exécution et la communication de cette classe avec le reste des classes de l'ensemble des programmes développés.

Pour illustrer les activités qu'un objet de type RelayCoordination exécute, un diagramme d'activités pour la coordination des relais est conçu, il est représenté par la figure 3.7. Le diagramme se concentre essentiellement sur la partie formulation de l'ensemble des paires séquentielles SSP d'un réseau électrique.

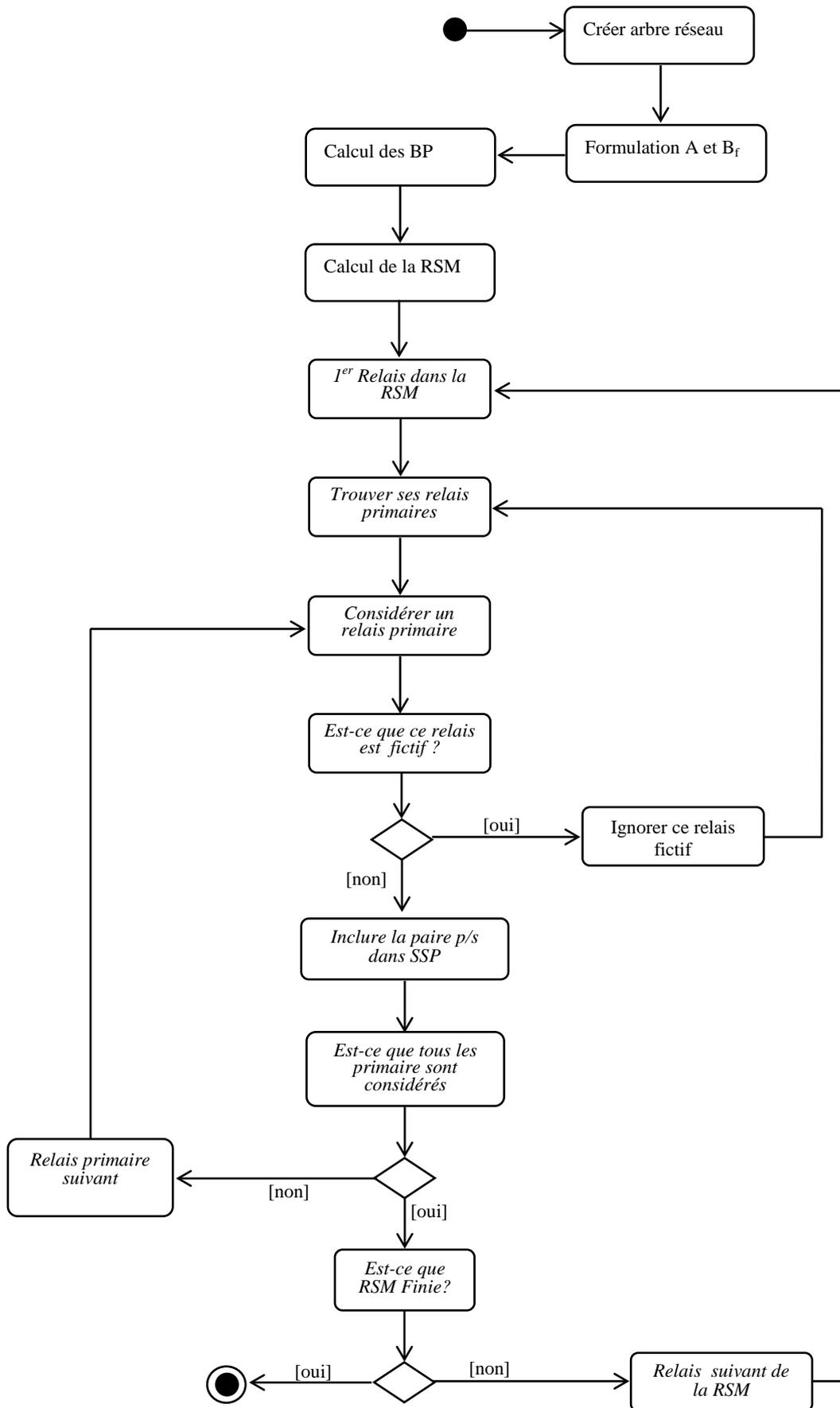


FIGURE 3.7 Diagramme d'activités de l'application RelayCoordination

3.6 Conclusion

Plusieurs travaux ont abordé le sujet de la coordination des relais de protection en utilisant la technique orientée objets [2,9,36,37,38]. Dans ce chapitre on a décrit le modèle orienté objets proposé et développé pour la théorie des graphes orientés. L'implémentation orientée objets a été décrite avec toutes les fonctions nécessaires à la coordination par cette théorie. Donc la détermination de l'ensemble des Break Points (BP) et l'ensemble des paires séquentielles SSP a été faite suivant l'approche orientée objets. Par l'application de la TOO, la complexité de la détermination des BP et de l'ensemble SSP nécessaires pour la coordination a été largement réduite vue la nature simple de l'implémentation orientée.

Chapitre 4

Coordination des Relais à Maximum de Courant

4.1 Introduction

Les principes de fonctionnement et le modèle orienté objets du relais constitué par les paramètres de réglages et les fonctions des relais ont été introduits aux chapitres précédents. L'importance d'utiliser des modèles orientés objets pour les relais a été également soulevé. Dans ce chapitre, on propose une coordination orientée objets de ces relais pour la protection des réseaux électriques. Les critères de coordination des relais à maximum de courant sont décrits en détails et le modèle orienté objets de la coordination des relais à maximum de courant a été présenté. Enfin un test de fonctionnement de la coordination développée a été fait sur une variante de réseau électrique.

4.2 Relais à maximum de courant

L'unité instantanée du relais à maximum de courant est réglée pour fonctionner au delà de la valeur du seuil de courant de fonctionnement. Rappelons que le temps de fonctionnement T est une fonction non linéaire de :

- Courant à travers le relais (courant de court circuit I) ;
- Seuil de fonctionnement en courant (I_r) qui a une relation bien définie avec le Tap du relais qui varie entre 0.5 à 2.5 avec des pas de 0.25. Le relais possède des multiplicateurs de réglage de courant dits prises de réglage (Plug Setting P_s) qui varient de 50% à 200% avec des pas de 25%. Le courant I_r au primaire du transformateur de courant est déterminé par :

$$I_r = CT \times Tap \quad (4.1)$$

Avec,

Tap = $P_s/100$ et CT = rapport du transformateur de courant

- Temps de retard ou temporisation (TDS) ou le facteur de temporisation (TMS), la valeur du TMS varie généralement entre 0.1 à 1.

En général le relais à maximum de courant a une caractéristique de type :

$$T = f(\text{TMS}, I_r, I) \quad (4.2)$$

Sous des suppositions simplifiées l'équation ci-dessus peut être approximée comme suit [17] :

$$T = K_1 \frac{\text{TMS}}{(I/I_r)^{K_2} + K_3} \quad (4.3)$$

Avec,

K_1 , K_2 et K_3 des constantes qui dépendent du type du matériel considéré

4.2.1 Réglage instantané

Le réglage instantané (I_0) est spécifié en fonction du seuil de courant au delà duquel le relais déclenche. Le relais doit être réglé pour protéger contre les défauts sur la ligne primaire et doit inclure un facteur de sécurité pour empêcher les faux déclenchements pour les défauts sur les lignes éloignées. Donc, le réglage va être donné par une grandeur nommée facteur multiplicateur du fonctionnement instantané du relais à maximum de courant (COI d'environ 1.3) multiplié par le courant de défaut maximal sur le jeu de barres éloigné.

Par exemple, dans la figure 4.1 le réglage instantané du relais R_1 doit être COI multiplié par le courant de défaut maximal F_1 . En effet, les défauts F_1 , F_2 , F_3 produisent le même courant de défaut sur le relais R_1 , mais on désire que le déclenchement instantané de R_1 ne se produit pas pour le défaut F_3 puisque R_1 est un relais secours pour R_3 pour ce défaut.

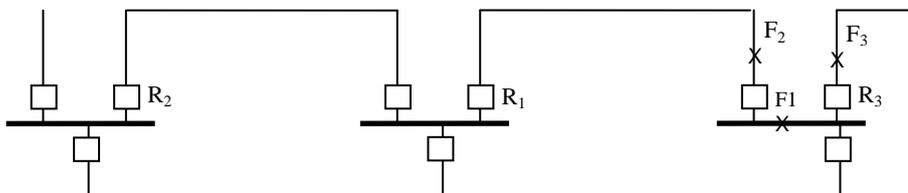


FIGURE 4.1 Une partie d'un réseau électrique

4.2.2 Réglage du temps de retard

4.2.2.1 Réglage du seuil de fonctionnement en courant

Pour régler le seuil de fonctionnement, il faut calculer les deux limites inférieures et supérieures suivantes :

- La limite inférieure est la plus grande valeur de [21] :
 - Le seuil de fonctionnement du courant minimal disponible ;
 - Un facteur multiplié par le courant de charge maximal (ILMX) à travers le relais.
- La limite supérieure est la plus petite valeur de :
 - Le facteur CNRI (facteur de courant du jeu de barres éloigné) multiplié par le courant de défaut du jeu de barres éloigné, pour toutes les lignes ;
 - Le facteur de courant minimal CMNI multiplié par le courant de défaut minimal à travers le relais.

4.2.2.2 Réglage de la temporisation

Une fois le réglage instantané est choisi ainsi que le seuil de fonctionnement, le réglage de la temporisation (TDS ou TMS) est déterminé suivant les critères ci-dessous :

1. Le temps de fonctionnement du relais secours doit dépasser celui du relais primaire d'un intervalle de coordination CTI (0.3s) et ceci pour tous les défauts considérés.

$$T_s > T_p + CTI$$

(4.4)

Où : T_s est le temps de fonctionnement du relais secours
 T_p est le temps de fonctionnement du relais primaire

Il y a de nombreuses équations semblables à l'équation 4.4 pour toute paire de relais primaire/secours pour un défaut donné.

2. De préférence il faut maintenir CTI entre le temps de fonctionnement du relais primaire et du relais secours pour une classe de défauts.
3. Il faut s'assurer également que la protection primaire soit réalisée dans un temps (TOMX) acceptable et ceci pour tous les défauts. Ce retard maximal est d'environ 1s.

Ces critères vont permettre aux relais secours de ne pas fonctionner pour quelques courants de défauts faibles. Les relais à maximum de courant ne sont pas utilisés dans le cas où les courants de défauts sont au dessous du courant de charge maximal.

4.3 Modèles mathématiques des relais à maximum de courant

Une famille de caractéristiques permet de décrire :

- Le temps de fonctionnement du relais en fonction du courant ;
- Le temps de retard avec les modèles désirés.

Dans la modélisation des relais à maximum de courant les différentes caractéristiques de fonctionnement sont décrites par les modèles ci dessous (Norme IEC 60255) [17].

4.3.1 Caractéristique Standard Inverse (SI)

L'équation 4.5 décrit le modèle de la caractéristique standard inverse (SI). Généralement l'utilisation de ce modèle SI est largement suffisant pour la majorité des cas qui se présentent mais l'utilisation des caractéristiques VI et EI peuvent résoudre d'autres problèmes.

$$T = TMS \times \frac{0.14}{M^{0.02-1}} \quad (4.5)$$

Avec,

T est le temps de fonctionnement du relais

$$M = \frac{I}{I_r}$$

TMS est le facteur de temporisation

Les caractéristiques sont souvent données pour des valeurs discrètes du TMS, mais des valeurs continues peuvent être utilisées.

4.3.2 Caractéristique Très Inverse (VI)

Cette caractéristique est utilisée s'il y a une réduction du courant de défaut quand on s'éloigne de la source de puissance, c.à.d. il y a une augmentation de l'impédance de défaut. L'équation 4.6 décrit le modèle de la caractéristique VI.

$$T = TMS \times \frac{13.5}{M^{-1}} \quad (4.6)$$

Pour une réduction du courant de réglage de quatre à sept fois, le temps de fonctionnement de la caractéristique VI est presque doublé comparé à la caractéristique SI.

4.3.3 Caractéristique Extrêmement Inverse (EI)

Avec cette caractéristique décrite par l'équation 4.7, le temps de fonctionnement est approximativement inversement proportionnel au carré du courant appliqué au relais. Elle convient mieux à la protection dans les réseaux de *distribution* où des pics de courant se présentent lors de l'ouverture des circuits.

$$T = TMS \times \frac{80}{M^2 - 1} \quad (4.7)$$

4.4 Coordination des relais à maximum de courant

Comme l'indique l'équation 4.3, la relation entre le temps de fonctionnement, le temps de retard et le seuil de courant est généralement non linéaire. Mais si les seuils de courant sont déterminés en premier, le problème devient linéaire. Par conséquent, le temps de fonctionnement est une fonction linéaire du TMS. Le calcul des deux réglages TMS (ou TDS) et I_r (ou Tap) pour tous les relais d'un réseau est le but de la coordination d'un système de relais à maximum de courant.

La structure de boucles associée à un réseau électrique introduit généralement un grand nombre d'itérations lors du réglage des relais de chaque boucle jusqu'à ce que tous les relais soient coordonnés. L'ensemble des paires séquentielles (SSP) déterminé au chapitre 3 permet de réduire largement le nombre de ces itérations et d'augmenter la rapidité de convergence du processus de coordination. Les algorithmes du processus et leur implémentation sont décrits dans les sections suivantes.

4.5 Algorithme de coordination

Suivant les critères déjà décrits, les réglages des courants instantanés I_0 (ou les Tap correspondants) de tous les relais sont calculés en premier lieu, ensuite les limites maximales et minimales des seuils I_r (ou les Tap correspondants) sont calculées. A ce moment là, l'utilisateur a le choix de fixer la valeur de I_r n'importe où à l'intérieur de ces limites.

Le choix du TDS (ou TMS) est la partie la plus importante dans le processus de coordination. Chaque paire de relais primaire/secours est vérifiée pour fonctionner convenablement face aux différents types de défauts.

Les paires des relais séquentielles SSP développées au chapitre 3 sont utilisées, donc tous les relais secours qui doivent être réglés sont considérés dans la séquence qui va aider le processus de coordination :

1. Tous les relais du système sont initialement réglés à une valeur du TMS égale au Tap minimal disponible sur le relais.
2. Ensuite chaque relais secours est réglé pour qu'il soit en coordination avec tous ses relais primaires pour toutes les paires de courants de défauts qui l'alimentent.
3. Dans la séquence de l'ensemble SSP, à chaque fois qu'on règle un relais, tous ses relais primaires sont déjà réglés dans les étapes précédentes.
4. Le critère principal de coordination pour une paire de relais donnée est que le temps de fonctionnement du relais secours doit être au moins égal au temps de fonctionnement du relais primaire plus l'intervalle de temps de coordination CTI (équation 4.4).

Les étapes principales du processus de coordination sont :

1. Le TDS (ou TMS) de tous les relais est réglé à la valeur minimale possible.
2. Choisir la première paire de relais primaire/secours (p/s) à partir de l'ensemble des paires séquentielles (SSP).
3. Choisir la paire de courants de défauts pour cette paire p/s.
4. Tester la coordination de la paire p/s sur cette paire de courant, c.à.d. est ce que la différence entre le temps de fonctionnement du relais primaire et celui du relais secours est au moins égale à CTI qui est l'intervalle de temps de coordination nécessaire.
5. Augmenter le TDS (ou TMS) du relais secours si nécessaire.
6. Est-ce que le relais est capable de ce TDS (ou TMS)? Si non stopper (problème avec ce relais).
7. S'il existe encore des paires dans l'ensemble SSP, choisir la suivante et retourner à l'étape 3.

8. Tester la coordination des paires (p/s) pour tous les relais secours de la première ligne de la RSM (ensemble des Breack Points). S'il n'y a pas de coordination choisir la première paire (p/s) de l'ensemble SSP et retourner à l'étape 3 pour une autre itération.
9. Si tous les relais sont en coordination avec succès pour toutes les paires de courants de défauts et le processus est terminé.

On observe clairement que *l'ensemble des paires séquentielles SSP est la clé du processus de coordination* en supposant que chaque relais est visité une seule fois par itération, ceci quand son relais secours est en coordination. *A cause de la caractéristique inverse du relais à maximum de courant la convergence du processus est rapide.*

4.5.1 Convergence de l'algorithme

Après chaque passage à travers toutes les paires de relais, on doit revisiter les paires des relais correspondants à la première ligne de la RSM puisque ce sont les points de départ et leurs TDS ont peut être été modifiés. Cette modification peut être nécessaire du fait que le passage précédent a peut être touché quelques TDS des relais primaires.

Cependant, à cause de l'approche séquentielle de l'algorithme et la nature inverse des relais à maximum de courant, la variation de la valeur des TDS des relais de départ diminue rapidement avec chaque itération. Donc, après quelques itérations ces variations sont insignifiantes que le processus itératif peut être stoppé et le réglage final peut être atteint.

4.6 Implémentation orientée objets de la coordination à maximum de courant (Classe OvCrtRelayCoord)

L'application de coordination à maximum de courant implémenté dans ce travail est représentée par la classe OvCrtRelayCoord. Cette classe est illustrée par la figure 4.2. Le programme principal de coordination obtient les données d'entrée concernant la matrice de séquences relatives RSM et l'ensemble des paires séquentielles SSP à partir de la classe RelayCoord développée au chapitre 3. La classe OvCrtRelayCoord dérive de la classe RelayCoord donc elle hérite toutes ses données et ses fonctions ainsi que la configuration du réseau et toutes les liaisons avec l'emplacement de tous les relais.

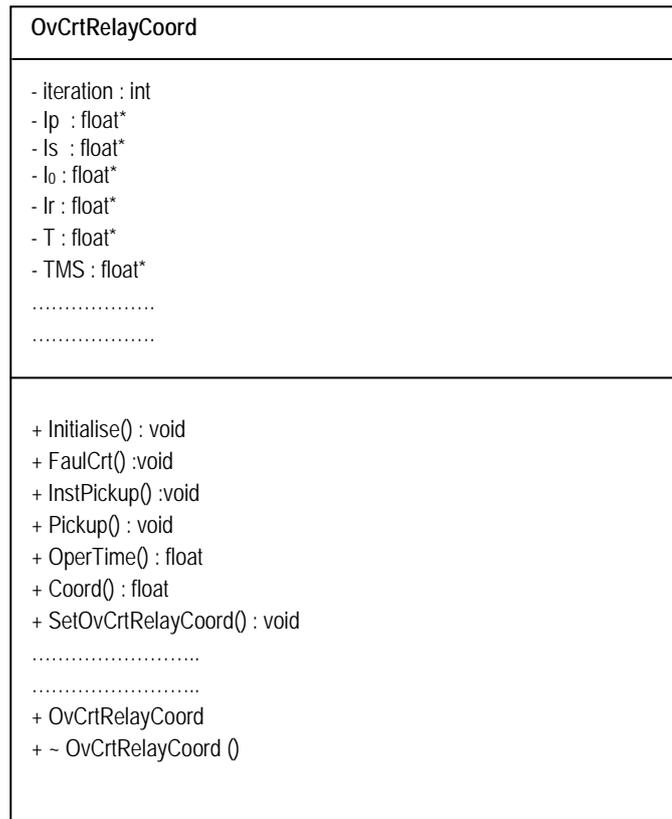


FIGURE 4.2 Classe OvCrtRelayCoord

Les principaux attributs et méthodes de la classe OvCrtRelayCoord sont :

- Iteration : nombre d'itérations maximales ;
- Ip : courant de court circuit primaire ;
- Is : courant de court circuit secours ;
- I₀ : seuil de courant instantané ;
- I_r : seuil de courant de fonctionnement ;
- T : temps de fonctionnement de chaque relais ;
- TMS : multiplicateur du temps de retard de chaque relais ;
- Initialise() : fonction membre qui initialise toutes les matrices et les vecteurs considérés ;
- FaultCrt() : calcule les courants de défauts primaires et secours ;
- InstPickup() : calcule les valeurs des seuils des courant instantanés ;
- Pickup() : permet le réglage des seuils de fonctionnement en courant pour chaque relais ;
- OperTime() : permet la détermination du temps de fonctionnement et le TMS nécessaire pour chaque relais ;

- Coord() : fait la coordination de chaque paire de relais primaire/secours pour les défauts considérés ;
- SetOvCrtRelayCoord() : exécute la classe de l'application ;
- OvCrtRelayCoord () : constructeur de la classe ;
- ~OvCrtRelayCoord () : destructeur de la classe.

Pour illustrer les activités qu'un objet de type OvCrtRelayCoord exécute, un diagramme d'activités pour la coordination des relais à maximum de courant, il est représenté par la figure 4.3.

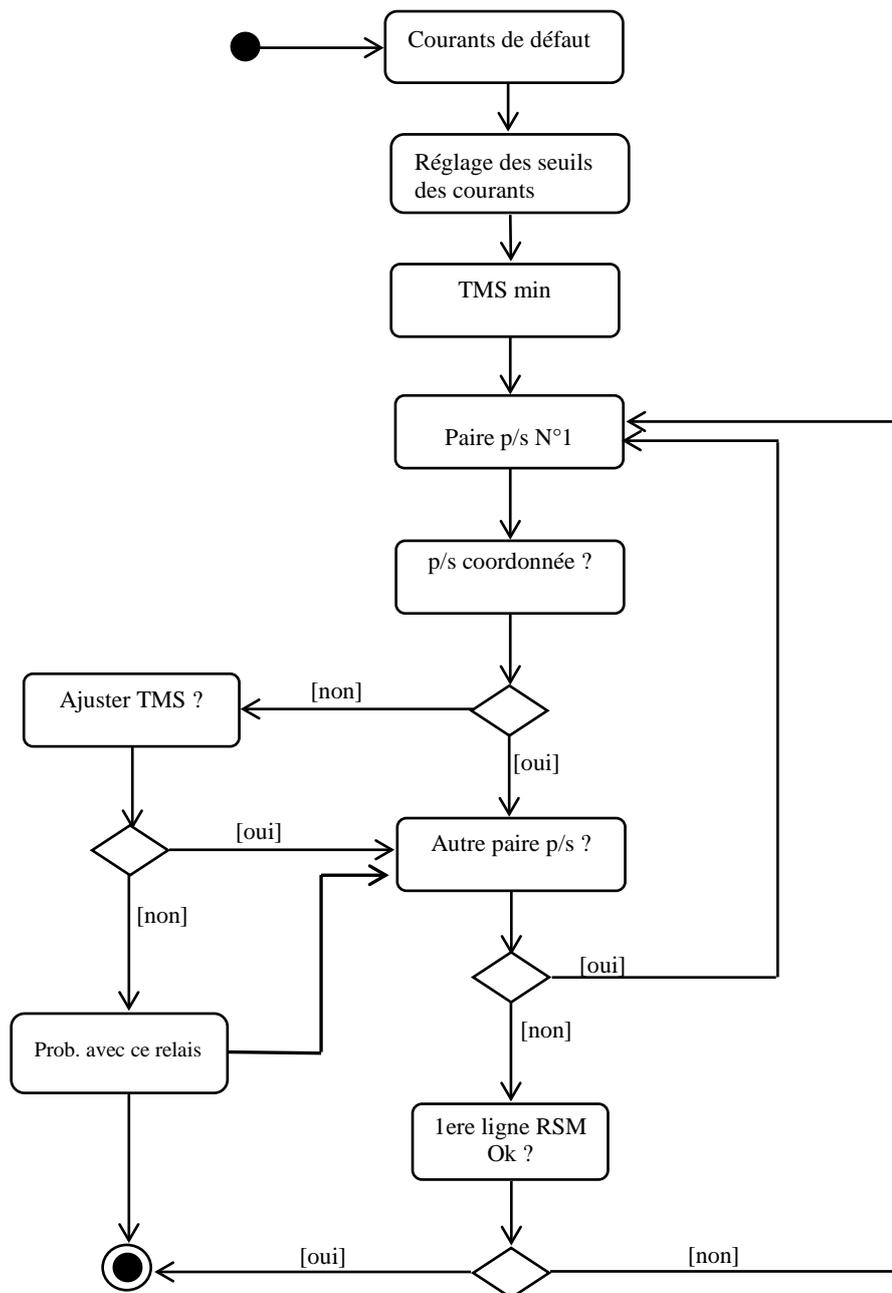


FIGURE 4.3 Diagramme d'activités de l'application OvCrtRelayCoord

4.7 Etude et test d'un réseau électrique

Le réseau de la figure 3.3 est considéré pour tester la coordination orientée objets des relais à maximum de courant développée. Le schéma de ce réseau est présenté dans ce chapitre (figure 4.4) en détail avec ses caractéristiques et ses données.

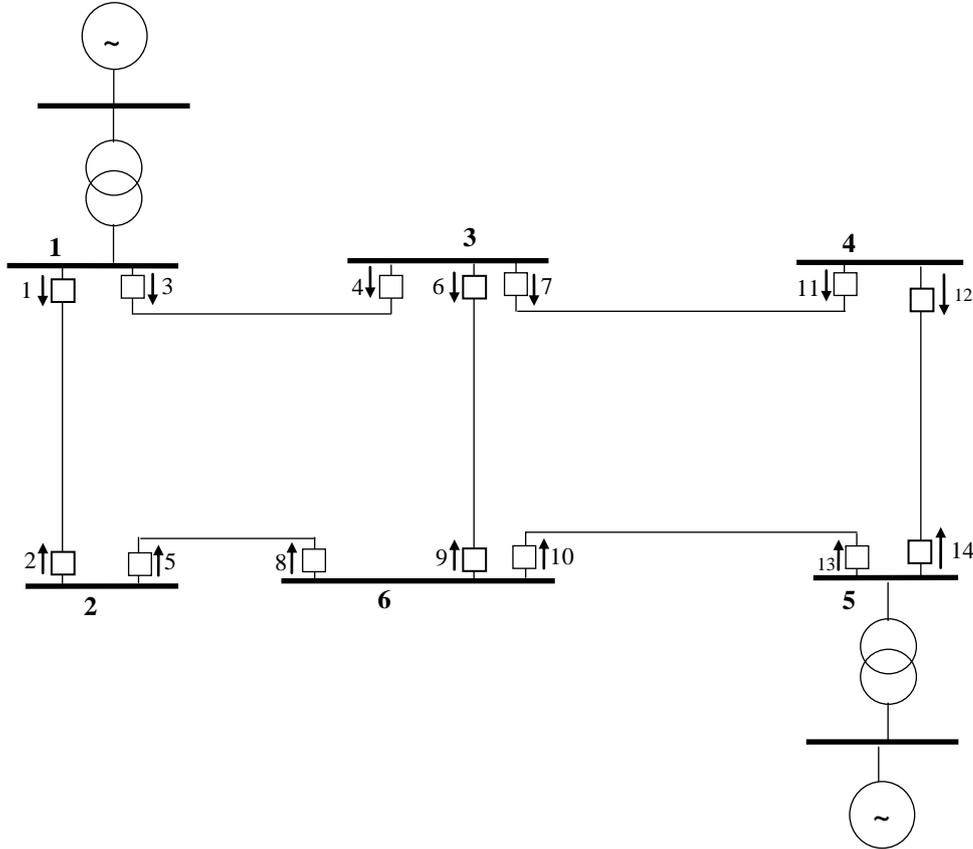


FIGURE 4.4 Réseau test de 6 jeux de barres

4.7.1 Données du réseau test

Le tableau 4.1 présente les données des lignes du réseau test. Les générateurs couplés aux transformateurs ont une admittance de 0.2Ω .

Tableau 4.1 Données des lignes du réseau test

Emetteur	Récepteur	R (Ω /km)	X (Ω)	L(km)	V(kV)
1	2	0.0040	0.0500	100	150
1	3	0.0057	0.0714	70	150
2	6	0.0044	0.0500	90	150
3	4	0.0050	0.0563	80	150
3	6	0.0050	0.0500	100	150
4	5	0.0050	0.0450	100	150
5	6	0.0045	0.0409	100	150

La fonction membre FaultCurrent() de la classe OvCrtRelayCoord permet de déterminer les courants de courts circuits utilisés dans la coordination des relais. Le tableau 4.2 présente ces courants calculés pour un défaut triphasé *franc* au jeu de barres éloigné de chaque relais primaire. Le réseau test contient 20 paires de relais primaire/secours.

Tableau 4.2 Courants de courts circuits primaires/secours (en A)

Relais primaire Rp	Relais secours Rs	Courant de cc primaire Ip	Courant de cc secours Is
1	4	8458.4000	0376.7500
2	8	3056.0000	3055.7000
3	2	7939.7000	1419.4000
4	9	4406.5000	1400.8000
4	11	4406.5000	3006.3000
5	1	4667.4000	4667.2000
6	3	5108.9000	3754.2000
6	11	5108.9000	1355.0000
7	3	6677.8000	4843.7000
7	9	6677.8000	1834.6000
8	6	6902.0000	1862.4000
8	13	6902.0000	5037.6000
9	5	5229.3000	1419.1000
9	13	5229.3000	3808.1000
10	5	4456.9000	3054.5000
10	6	4456.9000	1399.2000
11	14	4808.7000	4808.8000
12	7	3006.6000	3006.3000
13	12	8379.6000	1354.8000
14	10	8957.2000	252.0500

Pour les paires de relais R_{10}/R_5 et R_{10}/R_6 :

- Ip représente le courant de court circuit vu par le relais primaire R_{10} pour un défaut à son jeu de barres éloigné.
- Is représente le courant de court circuit vu par le relais secours pour un défaut au jeu de barres éloigné du relais R_{10} , ce relais primaire a deux relais secours R_5 et R_6 , donc deux courant secours correspondant aux deux relais.

4.7.2 Résultats de réglage du seuil instantané

Le réglage du seuil instantané est calculé suivant les critères déjà décrits en haut, les résultats sont donnés par le tableau 4.3. Pour chaque relais, I_0 est égal au courant primaire I_p (déterminé au tableau 4.2) multiplié par 1.3. Toutes les valeurs sont données aux primaires des transformateurs en Ampères.

Tableau 4.3 Seuils instantanés aux primaires (en A)

Relais	Seuil instantané I_0
1	10996.9200
2	3972.8000
3	10321.6100
4	5728.4500
5	6067.6200
6	6641.5700
7	8681.1400
8	8972.6000
9	6798.0900
10	5793.9700
11	6251.3100
12	3908.5800
13	10893.4800
14	11644.3600

4.7.3 Résultats de réglage du seuil de fonctionnement retardé

Le tableau 4.4 présente les limites inférieures et supérieures de réglage des seuils de fonctionnement en courant suivant les critères décrits en haut :

- $I_{r_{min}}$ est égal à 0.5 multiplié par le rapport du transformateur CT ;
- $I_{r_{max}}$ est égal à 0.1 multiplié par le courant primaire I_p ;
- Les rapports des transformateurs sont fixés suivant les courants de charges circulants dans les lignes à protéger. On choisit souvent le courant au primaire du transformateur de courant un peu supérieur au courant de charge. Pour les gros alternateurs ces rapports peuvent atteindre des valeurs de 2000/5 A (CT =400) et plus. Pour ce réseau test les valeurs des rapports des transformateurs choisis sont 240 et 160 (alternateurs moyens).

Une fois le seuil minimal et maximal est déterminé pour chaque relais, le seuil de courant de fonctionnement est choisi à l'intérieur de ces limites. Le tableau 4.5 présente les résultats de réglage des seuils de courant pour tous les relais du réseau test.

Tableau 4.4 Seuils minimales et maximales aux primaires (en A) avec les CT

Relais	CT	Seuil Minimal $I_{r_{min}}$	Seuil maximal $I_{r_{max}}$
1	240	120.0	845.8400
2	240	120.0	305.6000
3	240	120.0	793.9700
4	240	120.0	440.6500
5	240	120.0	466.7400
6	160	80.0	510.8900
7	160	80.0	667.7800
8	160	80.0	690.2000
9	160	80.0	522.9300
10	240	120.0	445.6900
11	240	120.0	480.700
12	240	120.0	300.6600
13	240	120.0	837.9600
14	240	120.0	895.7200

Tableau 4.5 Seuils des courants de fonctionnement (en A)

Relais	Seuil I_r au secondaire	Seuil I_r au primaire
1	1.75	420.00
2	0.75	180.00
3	1.75	420.00
4	1.00	240.00
5	1.00	240.00
6	1.50	240.00
7	2.00	320.00
8	2.00	320.00
9	1.75	280.00
10	0.50	120.00
11	1.00	240.00
12	0.50	120.00
13	2.00	480.00
14	2.50	600.00

Les résultats de coordination du réseau test sont donnés par le tableau 4.6. Les colonnes 3 et 4 indiquent le rapport du courant de court circuit et le seuil de courant pour le relais primaire et le relais secours respectivement. Le réglage du TMS de chaque relais est déterminé étape par étape suivant l'ensemble des paires séquentielles SSP. Chaque relais est réglé pour fonctionner avec un temps de coordination ($CTI = 0.3s$) après le fonctionnement de son relais primaire. Les colonnes 5, 6, 7 et 8 présentent les résultats de la coordination obtenus pour le facteur de temporisation TMS et le temps de fonctionnement pour chaque relais. La colonne 9 indique clairement que le critère principal de coordination est satisfait pour tous les relais.

Tableau 4.6 Résultats de la coordination à maximum de courant

Rp	Rs	Mp	Ms	TMSp	Tp	TMSs	Ts	Ts-Tp-0.3
12	7	25.0550	9.3947	0.4200	0.8837	0.3900	1.1916	0.0079
5	1	19.4475	11.1124	0.2500	0.5724	0.3100	0.8796	0.0073
10	6	37.1408	5.8300	0.1500	0.2801	0.3000	1.1703	0.5902
8	6	21.5688	5.8300	0.3900	0.8619	0.3000	1.1703	0.0084
1	4	20.1390	1.5698	0.3100	0.7012	0.1500	2.3180	1.3168
6	3	21.2871	8.9386	0.3000	0.6659	0.3800	1.1880	0.2221
7	3	20.8681	8.9386	0.3900	0.8715	0.3800	1.1880	0.0165
3	2	18.9040	7.8856	0.3800	0.8786	0.3600	1.1953	0.0167
4	9	18.3604	5.0029	0.1500	0.3504	0.2800	1.1979	0.5475
7	9	20.8681	5.0029	0.3900	0.8715	0.2800	1.1979	0.0264
6	11	21.2871	5.6458	0.3000	0.6659	0.2500	0.9936	0.0277
4	11	18.3604	5.6458	0.1500	0.3504	0.2500	0.9936	0.3432
2	8	16.9778	9.5491	0.3600	0.8649	0.3900	1.1828	0.0179
11	14	20.0363	8.0147	0.2500	0.5665	0.2800	0.9223	0.0558
14	10	14.9287	2.1004	0.2800	0.7056	0.1500	1.4044	0.3987
9	13	18.6761	7.9335	0.2800	0.6502	0.3600	1.1917	0.2416
8	13	21.5688	7.9335	0.3900	0.8619	0.3600	1.1917	0.0298
13	12	17.4575	11.2900	0.3600	0.8562	0.4200	1.1838	0.0275
9	5	18.6761	5.9129	0.2800	0.6502	0.2500	0.9673	0.0172
10	5	37.1408	5.9129	0.1500	0.2801	0.2500	0.9673	0.3872

D'après les résultats obtenus on constate à la colonne 6 que le temps de fonctionnement des tous les relais primaires est inférieur à 1 seconde, donc critère satisfait également. Les valeurs des TMS présentées aux colonnes 5 et 7 sont inférieures à 1 (le facteur TMS varie de 0.1 à 1). Le résultat final de la coordination des relais à maximum de courant est donné au tableau 4.7.

Tableau 4.7 Réglage final de la coordination des relais à maximum de courant

Relais	Ir	TMS
1	1.75	0.3100
2	0.75	0.3600
3	1.75	0.3800
4	1.00	0.1500
5	1.00	0.2500
6	1.50	0.3000
7	2.00	0.3900
8	2.00	0.3900
9	1.75	0.2800
10	0.50	0.1500
11	1.00	0.2500
12	0.50	0.4200
13	2.00	0.3600
14	2.50	0.2800

4.8 Conclusion

Le modèle orienté objet de la coordination des relais proposé a été décrit dans ce chapitre et la structure générale du programme développé a été présenté. Les résultats obtenus pour le réseau test ont été présentés et interprétés. On a vérifié que l'utilisation des paires séquentielles a largement réduit le nombre d'itérations à travers l'ensemble des relais afin de réaliser la coordination finale. Le programme de coordination orientée objets développé a été étudié et testé pour des défauts triphasés uniquement, d'autres types de défauts peuvent être considérés avec la même méthodologie.

Chapitre 5

Coordination des Relais à Distance

5.1 Introduction

Dans ce chapitre, on propose une coordination orientée objets des relais à distance pour la protection des réseaux électriques. Les critères de coordination des relais à distance sont décrits en détailles et le modèle orienté objets de la coordination des relais a été présenté. Enfin un test de fonctionnement de la coordination à distance développée a été fait sur une variante de réseaux électriques.

5.2 Relais à distance

Ce relais mesure la distance au point de défaut par la mesure de l'impédance de la ligne entre le point de défaut et le relais. Ils peuvent être de type impédance ou admittance (Mho). Les relais qui ont des caractéristiques dont le centre n'est pas à l'origine du plan (R, X) sont nécessaires pour la sensation directionnelle, ils fonctionnent uniquement pour des défauts dans la direction de la ligne protégée. Plusieurs zones de protection (2 ou 3) sont réalisées par le couplage des unités de temporisation avec les unités du relais qui mesurent les distances dans les zones au delà de la zone 1 avec un temps de retard qui augmente avec la zone. Les zones de protection sont généralement insensibles aux variations du système à l'exception qu'elles affectent leurs portées.

5.2.1 Critères de coordination

Un relais à distance peut être complètement modélisé en définissant la portée de toutes les zones avec le temps de retard associé à chaque zone. La zone 1 est instantanée, la zone 2 et la zone 3 sont temporisées. Le TDS de la zone 2 et de la zone 3 sont calculés de façon que tous les défauts soient éliminés avec un temps de retard qui ne doit pas dépasser le temps de retard maximal permis (TDMX). Un temps de retard minimal sure est nécessaire pour le fonctionnement de la séquence des disjoncteurs pour qu'ils soient en coordination. Ce temps

est dit intervalle de temps de coordination (CTI). La valeur minimale de CTI est égale au temps de retard minimal permis (TDMN). Généralement le TDMN varie entre 0.3s et 4s. Les critères de coordination sont :

- La Zone 1 est utilisée pour la protection primaire, elle est réglée pour la longueur de la ligne primaire multipliée par un facteur (dit facteur de portée sur la ligne primaire) pour la zone 1 (CRZ1) pour une action instantanée.
- La Zone 2 est principalement utilisée pour la protection primaire de la portion de la ligne primaire au delà de la zone 1. Elle doit être réglée pour couvrir le jeu de barres éloigné. Donc la zone 2 est réglée à un facteur CBZ2 (facteur de couverture du jeu de barre éloigné) multiplié par l'impédance de la ligne primaire. Il faut noter que pour les lignes adjacentes courtes la zone 2 fournit également une protection de secours. Le relais déclenche avec un temps de retard dit temps de retard de la zone 2 (T_2) pour des défauts dans la zone 2.
- La zone 3 est utilisée pour la protection secours et doit couvrir la longueur entière de la plus longue ligne éloignée. Cependant, elle doit être limitée par les conditions de charges les plus graves pour éviter les déclenchements indésirables. Cette zone 3 est convenablement en coordination avec les zones 3 des relais sur les lignes éloignées. Pour des défauts dans cette zone, le temps de retard pour déclencher est dit temps de retard de la zone 3 (T_3), il doit être inférieur au TDMX.

5.3 Coordination des relais à distance

Un plan de protection à distance comprenant des relais à distance directionnels de type Mho avec 3 zones de fonctionnement est considéré. La première zone est réglée pour fonctionner instantanément pour des défauts sur la ligne protégée. Les deux autres zones protègent à la fois la ligne principale et les lignes adjacentes avec des temps de retard qui augmentent en pas discrets ou continus. Une coordination complète a besoin de calculer les valeurs de réglage des impédances des trois zones (en fonction des différentes prises de réglage disponibles sur les relais) ainsi que le réglage des temps de retard associés à la zone 2 et à la zone 3.

L'ensemble des paires séquentielles développé dans le chapitre 3 est utilisé pour avoir une coordination rapide. Les critères de coordination déjà décrits peuvent être résumés comme suit :

- Zone 1, à régler pour des fonctionnements instantanés pour couvrir la majorité de la ligne sur laquelle le relais se trouve, mais en même temps sa portée ne doit pas s'étendre au-delà du jeu de barres éloigné.
- Zone 2, doit couvrir le jeu de barres éloigné et fournir une protection de secours pour les lignes adjacentes. Le temps de retard de cette zone doit être réglé de façon à ce que la deuxième zone adjacente soit en coordination convenable.
- Zone 3, c'est la zone de secours complète, elle doit être réglée pour couvrir le deuxième jeu de barres le plus éloigné, mais elle doit être réglée au dessus de l'impédance de charge minimale pour éviter les dépassements ennuyeux.

5.3.1 Réglage de la zone 1

La zone 1 est la zone instantanée, c'est pour la protection de la ligne où le relais est situé (ligne primaire). Elle doit couvrir autant que possible cette ligne mais sa portée ne doit jamais aller au delà de la portée du jeu de barres éloigné. Par conséquent, dans le cas d'une ligne à deux terminaisons, cette zone est réglée à un facteur CRZ1 d'environ 0.9 pour fonctionner sans aucun temps de retard voulu. CRZ1 est pris inférieur à 1 pour éviter la possibilité des faux déclenchements (généralement $0.8 \leq CRZ1 \leq 0.9$). Pour le réglage de cette zone, les relais peuvent être considérés dans un ordre arbitraire puisqu'elle n'implique aucune coordination entre les relais.

Les facteurs suivant peuvent conduire à des mesures incorrectes de l'impédance de défaut :

- Précision limitée du système de mesure du relais ;
- Effets transitoires ;
- Lignes à plusieurs terminaisons.

Pour illustrer le réglage de cette zone considérons une partie d'un réseau électrique avec des relais comme indiqué sur la figure 5.1.

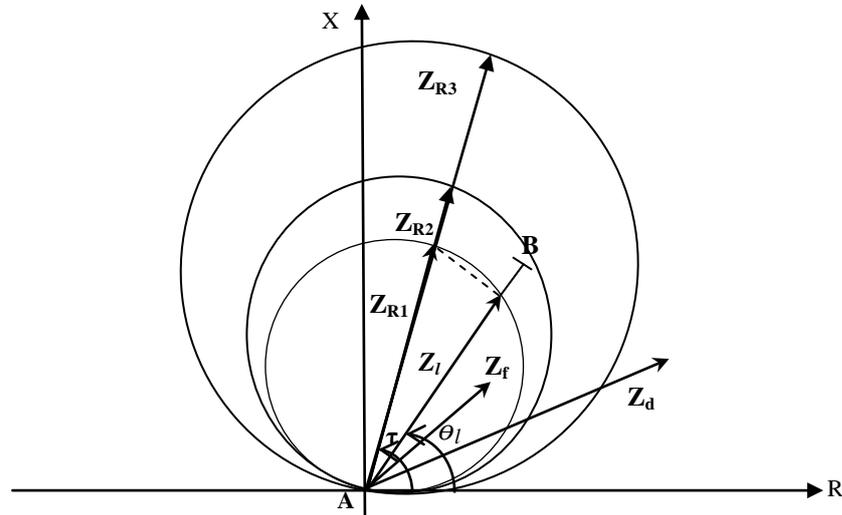


FIGURE 5.1 a

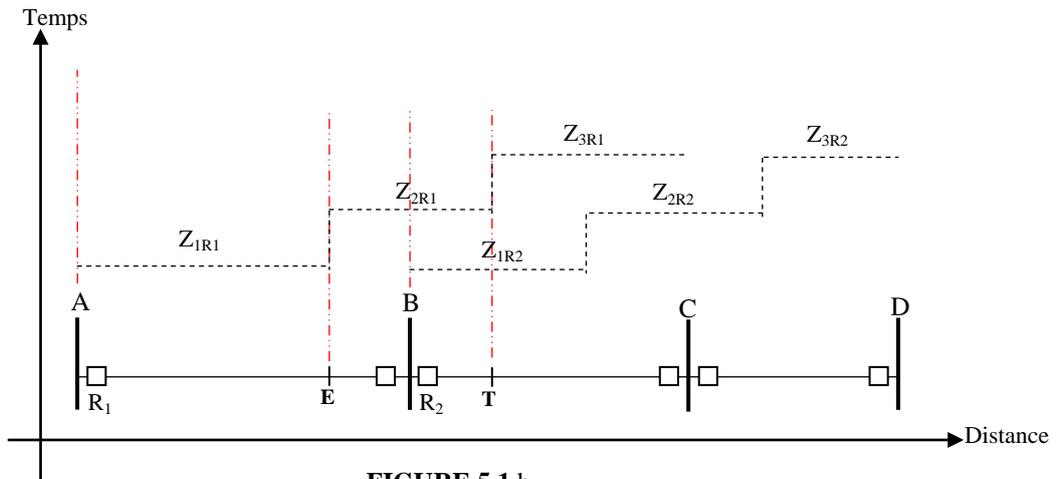


FIGURE 5.1 b

FIGURE 5.1 Un réseau électrique avec des relais directionnels

Pour le relais R_1 placé sur la ligne AB, avec un facteur CRZ1 égal à 0.80, le réglage de la zone 1 en fonction de l'impédance de la ligne Z_{AB} est :

$$Z_1 = 0.80Z_{AB} \tag{5.1}$$

Le segment AE représente Z_1 du relais R_1 . Pour des défauts dans Z_1 , le relais déclenche sans aucun temps de retard voulu. Le réglage de la caractéristique du relais à distance Mho par rapport à Z_1 est donné par (voir chapitre 1) :

$$Z_{R1} = \frac{Z_1}{\cos(\tau - \theta_l)} \tag{5.2}$$

Avec :

τ : angle maximal d'ouverture du relais

θ_l : angle de l'impédance de la ligne AB

5.3.2 Réglage de la zone 2

Le réglage de la zone 2 est relativement plus compliqué du fait du nombre important de relais à considérer pour la coordination. Le réglage est encore plus compliqué en présence des lignes adjacentes de différentes longueurs. Cette zone doit être réglée pour inclure le jeu de barres éloigné pour compléter la protection primaire de la ligne où le relais est situé. Il est souhaitable qu'elle couvre autant que possible les lignes adjacentes pour avoir une protection de secours rapide. Pour avoir la coordination, les zones 2 de toutes les paires primaire/secours (p/s) ne doivent jamais être intersectées, si non le temps de retard du relais secours doit dépasser celui du relais primaire par un intervalle de temps de coordination TDMN.

Pour la figure 5.1, la protection primaire de la partie EB qui reste de la ligne primaire AB est couverte par Z_2 . Z_2 fonctionne après un certain intervalle de temps. La portée de cette zone est au-delà du jeu de barres éloigné du relais R_1 (jusqu'à T) pour garantir une protection complète de la ligne primaire par R_1 . La protection de secours est fournie à une partie BT de la ligne BC. Le réglage de Z_2 est fait comme suit [10] :

1. Evaluer la somme de l'impédance primaire (impédance de la ligne AB pour le relais R_1) et CRZ2 multiplié par l'impédance de la ligne adjacente la plus courte lié au jeu de barres éloigné B. La valeur de CRZ2 (Facteur de portée sur la ligne éloignée) est d'environ 0.5. Soit Z_{som} cette somme :

$$Z_{som} = Z_{AB} + CRZ2.Z_{BC} = Z_{AB} + 0.5Z_{BC} \quad (5.3)$$

2. Obtenir le produit du facteur CBZ2 par l'impédance de la ligne primaire. CBZ2 est d'environ 1.2. Soit Z_{prod} ce produit :

$$Z_{prod} = CBZ2.Z_{AB} = 1.2 Z_{AB} \quad (5.4)$$

3. Si $Z_{som} \geq Z_{prod}$ la zone 2 est réglée à $Z_2 = Z_{som}$
Si $Z_{som} < Z_{prod}$ la zone 2 est réglée à $Z_2 = Z_{prod}$

Alors le réglage du relais à distance Mho est donné par :

$$Z_{R2} = \frac{Z_2}{\cos(\alpha - \theta_l)} \quad (5.5)$$

Avec :

Z_2 est égale soit à Z_{som} soit à Z_{prod} .

Chevauchement (Overlap) dans la zone 2

Dans le cas d'une ligne courte BC adjacente à la ligne longue AB (figure 5.2), on a une intersection des zones 2 des relais R_1 et R_2 . Dans ce cas on a :

$$Z_{AB} + CRZ_2.Z_{BC} < CBZ_2.Z_{AB} \tag{5.6}$$

$$Z_{AB} + 0.5Z_{BC} < 1.2Z_{AB}$$

D'où,

Z_2 du relais R_1 est réglée à la valeur $1.2Z_{AB}$.

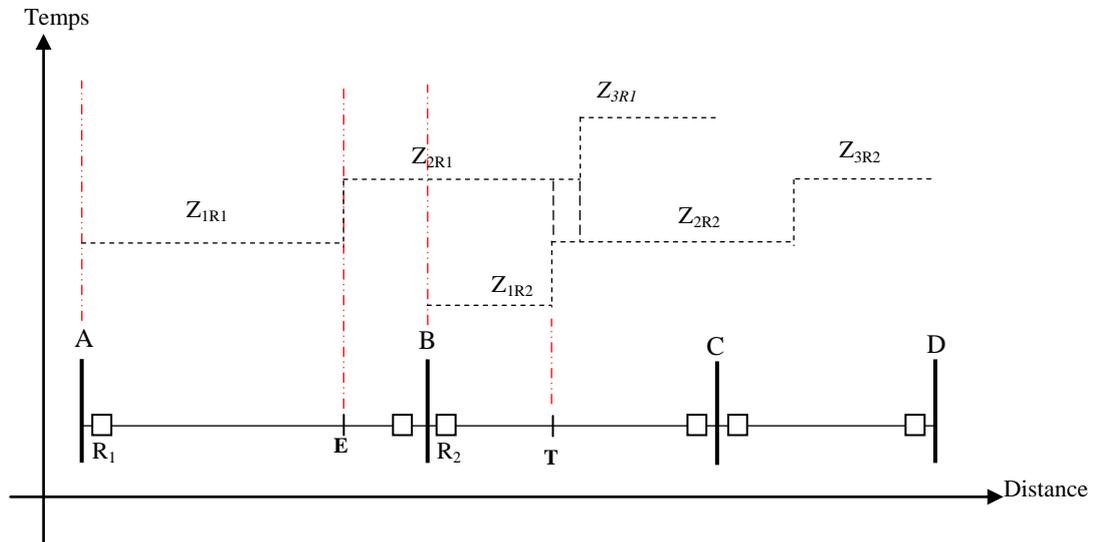


FIGURE 5.2 Cas de chevauchement dans Z_2

Maintenant il existe une intersection entre Z_2 du relais R_1 et Z_2 du relais R_2 . Pour un défaut dans cette région d'intersection, Z_2 du relais R_2 doit avoir la priorité pour éliminer ce défaut. Donc le temps de retard de Z_2 du relais R_1 doit être au moins égal à la valeur de CTI plus le temps de retard de Z_2 du relais R_2 , d'où :

$$T_{2R1} \geq CTI + T_{2R2} \tag{5.7}$$

En général, quand on a une intersection de zones, l'une des actions suivantes doit être prise :

- Modifier les facteurs CRZ2 et CBZ2 ;
- Augmenter le temps de retard de la zone 2 d'un temps TDMN ;
- Choisir un relais pilote.

L'algorithme de réglage de la zone 2 est détaillé ci dessous. A chaque étape on travaille avec l'ensemble des paires p/s associé à un seul relais secours. Les relais secours sont considérés dans le même ordre dont ils apparaissent dans l'ensemble SSP.

1. Régler les temporisations de toutes les zones 2 à TDMN pour tous les relais. A partir de la SSP, sélectionner toutes les paires p/s pour le premier relais secours.
2. Calculer l'impédance Z_{som} qui est la somme de l'impédance primaire (Z_{AB}) et de l'impédance de la ligne adjacente la plus courte multipliée par le facteur CRZ2. Calculer l'impédance Z_{prod} qui est le produit de l'impédance primaire (Z_{AB}) multipliée par le facteur CBZ2.
3. Tester si Z_{som} est inférieure ou supérieure à Z_{prod} :
 - Si $Z_{\text{som}} \geq Z_{\text{prod}}$ on règle Z_2 à Z_{som} et on continue ;
 - Si $Z_{\text{som}} < Z_{\text{prod}}$ on règle Z_2 à Z_{prod} et on passe à l'étape 4.
4. Si le test 3 ($Z_{\text{som}} \geq Z_{\text{prod}}$) n'est pas vérifié, on n'a pas de garanties de couvrir le jeu de barres éloigné par la zone 2 du relais secours. Il faut choisir l'une des options suivantes :
 - a. Modifier les facteurs CRZ2 et CBZ2.
 - b. Augmenter le temps de retard (relais secours) de la zone 2 d'une valeur de TDMN.
 - c. Choisir un relais pilote.
5. Réajuster la valeur de l'impédance de la zone 2 égale à CBZ2 multiplié par l'impédance primaire.
6. Si on a réglé tous les relais secours de l'ensemble SSP on continue.
7. Si non on choisi le relais secours suivant et toutes ses paires p/s et retourner.
8. Tester si l'option b de l'étape 4 n'est pas choisie pour aucun relais secours de l'ensemble des Breack Points.
9. Si oui, on a fini.
10. Si l'option b (étape 6) n'est pas utilisée quand on a considéré ce relais secours dans le premier passage continuer.
11. Entrer une deuxième fois dans le SSP.

12. Modifier le temps de retard de la zone 2 de ce relais secours de TDMN plus le temps de retard.
13. Tester si l'ensemble SSP n'est pas fini.
14. S'il n'est pas fini, on considère le relais secours suivant et retourner.
15. si non la coordination est terminée.

On constate qu'il y a au plus 2 passages dans l'ensemble SSP, donc il n'y a pas de problèmes avec la convergence. Ceci est dû au fait que la deuxième itération est nécessaire uniquement si le temps de retard de la zone 2 de n'importe quel relais est augmenté d'une valeur de TDMN dans la première itération. Donc la coordination est terminée à la fin de la première itération elle-même si aucun relais ne possède un temps de retard de la zone 2 supérieure à TDMN. Si l'un des relais possède un temps de retard de la zone 2 qui a augmenté, on entre dans la deuxième itération et on modifie les temps de retard des relais secours pour avoir la coordination. Le fait de considérer les relais dans l'ordre de l'ensemble SSP, chaque relais secours est visité une seule fois durant chaque passage d'où la réduction du nombre d'itérations à deux.

5.3.3 Réglage de la zone 3

La zone 3 des relais à distance est réglée pour avoir la protection de secours *pour la ligne principale ainsi que pour les lignes adjacentes*. Elle est réglée pour dépasser la portée du deuxième jeu de barres éloigné le plus loin (c.à.d. atteindre la ligne adjacente la plus longue). Généralement le réglage de Z_3 est :

$$Z_3 = 1.2(Z_{AB} + Z_{BC}) \quad (5.8)$$

La zone 3 doit être coordonnée convenablement avec les zones 3 des relais placés sur les lignes éloignées de façon que le temps de retard de déclenchement dans la zone 3 (T_3) soit inférieur à la valeur de TDMX (environ 4s).

Pour une bonne précision, le réglage de la zone 3 est choisi de façon qu'elle soit la plus petite valeur de [10] :

- L'impédance apparente vue par le relais dans les conditions de charges les plus graves.
- L'impédance apparente maximale vue à partir du relais considéré jusqu'au jeu de barres éloigné le plus loin.

$$Z_{R3} = \frac{Z_3}{\cos(\tau - \theta_l)} \quad (5.9)$$

Le temps de retard de la zone 3 est réglé égal a la valeur maximale de tous les temps de retard de la zone 2 de tous les relais primaires plus TDMN. Il faut faire le réglage de cette zone dans l'ordre des relais secours de l'ensemble SSP car on a besoin de grouper les paires p/s ensembles.

Chevauchement dans Z_3

La figure 5.3 montre le cas d'une petite intersection de Z_2 et d'une intersection importante de Z_3 du relais primaire R_2 et du relais secours R_1 . Au jeu de barres B il y a deux lignes adjacentes : une ligne courte BD et une ligne longue BC. Par conséquent :

- La ligne courte BD désigne la portée de Z_2 ;
- La ligne longue BC désigne la portée de Z_3 .

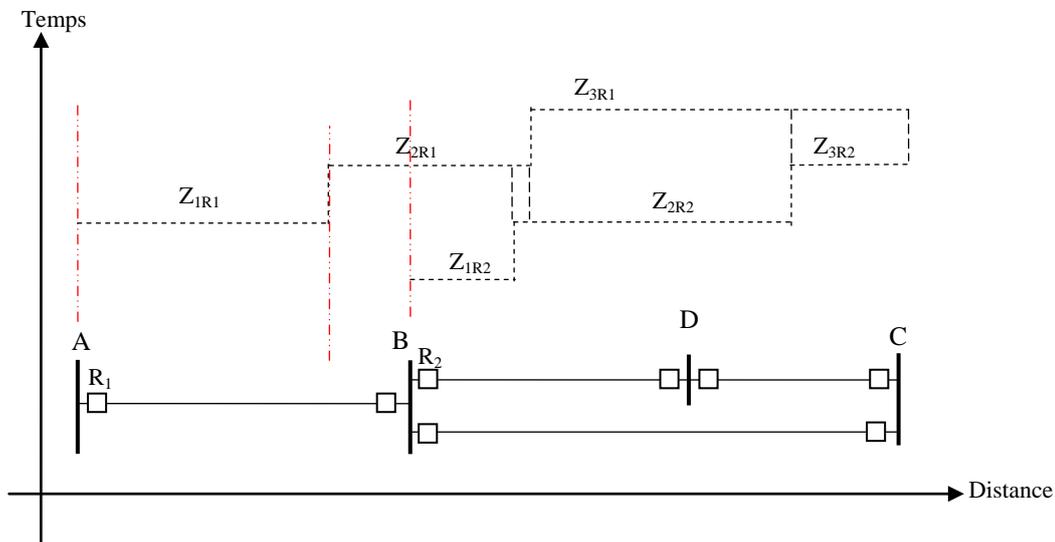


FIGURE 5.3 Cas de chevauchement dans Z_2 et Z_3 [10]

Pour le relais R_2 , le réglage de Z_2 et Z_3 est fait suivant la ligne DC. On voit qu'il peut y avoir intersection dans les zones Z_2 et Z_3 des relais R_2 et R_1 . Dans ce cas, le relais secours est retardé d'une valeur égale à CTI. Les critères de réglage de Z_3 du relais secours sont indiqués ci-dessous [10] :

1. Si dans les paires primaire/secours il n'y a aucune intersection ni dans Z_2 ni dans Z_3 , Z_2 est réglée à CTI et Z_3 à 2CTI. Donc :

$$T_2 = CTI \text{ et } T_3 = 2CTI \tag{5.10}$$

2. S'il y a intersection dans Z_2 mais pas dans Z_3 , on règle le TDS de Z_3 égal au TDS de Z_2 plus CTI.

$$T_3 = T_2 + CTI \tag{5.11}$$

3. S'il y a intersection uniquement dans Z_3 , alors le TDS de Z_3 du relais secours est égal au TDS de Z_3 du relais primaire plus CTI. Donc :

$$T_{3s} = T_{3p} + \text{CTI} \quad (5.12)$$

4. S'il y a intersection dans les deux zones Z_2 et Z_3 , alors il y a deux possibilités pour choisir le TDS de Z_3 du relais secours :

- a. Le TDS de Z_3 du relais secours est égal au TDS de Z_2 du relais secours plus CTI.

$$T_{3s} = T_{2s} + \text{CTI} \quad (5.13)$$

- b. Le TDS de Z_3 du relais secours est égal au TDS de Z_3 du relais primaire plus CTI. Donc :

$$T_{3s} = T_{3p} + \text{CTI} \quad (5.14)$$

5.4 Algorithme de coordination

Les différentes impédances réelles ainsi que les impédances de défaut apparentes pour tous les défauts considérés sont calculées en premier lieu. Ensuite les réglages des différentes zones sont faits suivant les critères cités en haut :

- Calcul des réglages de la zone 1 pour tous les relais ;
- Coordination de toutes les zones 2 de tous les relais ;
- Détermination des réglages de la zone 3 pour tous les relais ;
- Réglage des caractéristiques Mho de tous les relais.

5.5 Implémentation orientée objets de la coordination à distance

(Classe *DistanceRelayCoord*)

L'application de coordination à distance implémenté dans ce travail est représentée par la classe *DistanceRelayCoord* de la figure 5.4. Le programme principal de coordination obtient les données d'entrée concernant la matrice de séquences relatives RSM et l'ensemble des paires séquentielles SSP à partir de la classe *RelayCoord* développée au chapitre 3. La classe *DistanceRelayCoord* dérive de la classe *RelayCoord*, donc elle hérite toutes ses données et ses fonctions.

Les principaux attributs et méthodes de la classe DistanceRelayCoord sont :

- Iteration : nombre d'itérations maximales ;
- Z_1 : impédance de la ligne ;
- Z_1 : impédance de la zone 1 ;
- Z_2 : impédance de la zone 2 ;
- Z_3 : impédance de la ligne 3 ;
- T_2 : temps de retard de la zone 2 ;
- T_3 : temps de retard de la zone 3 ;
- Initialise() : fonction membre qui initialise toutes les matrices et les vecteurs considérés ;
- FaultImpedance() : calcule les impédances de court circuit primaires et secours de tous les relais ;

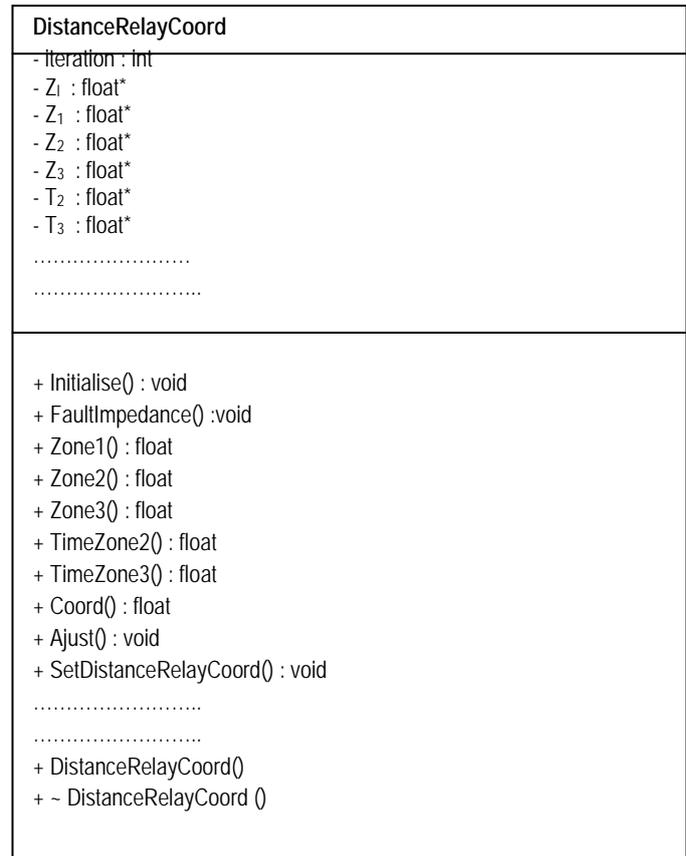


FIGURE 5.4 Classe DistanceRelayCoord

- Zone1() : calcule les impédances de réglage de la zone 1 pour chaque relais ;
- Zone2() : calcule les impédances de réglage de la zone 2 pour chaque relais ;
- Zone3() : calcule les impédances de réglage de la zone 3 pour chaque relais ;
- TimeZone2() : calcule la temporisation de la zone 2 pour chaque relais ;
- TimeZone3() : calcule la temporisation de la zone 3 pour chaque relais ;
- Coord() : fait la coordination de chaque paire de relais primaire/secours donnée par l'ensemble des paires séquentielles SSP ;
- Ajust() : Fait l'ajustement des caractéristiques des relais ;
- SetDistanceRelayCoord() : exécute la classe de l'application ;
- DistanceRelayCoord () : constructeur de la classe ;
- ~DistanceRelayCoord () : destructeur de la classe ;

Pour illustrer les activités qu'un objet de type DistanceRelayCoord exécute, un diagramme d'activités pour la coordination des relais à distance est représenté par la figure 5.5.

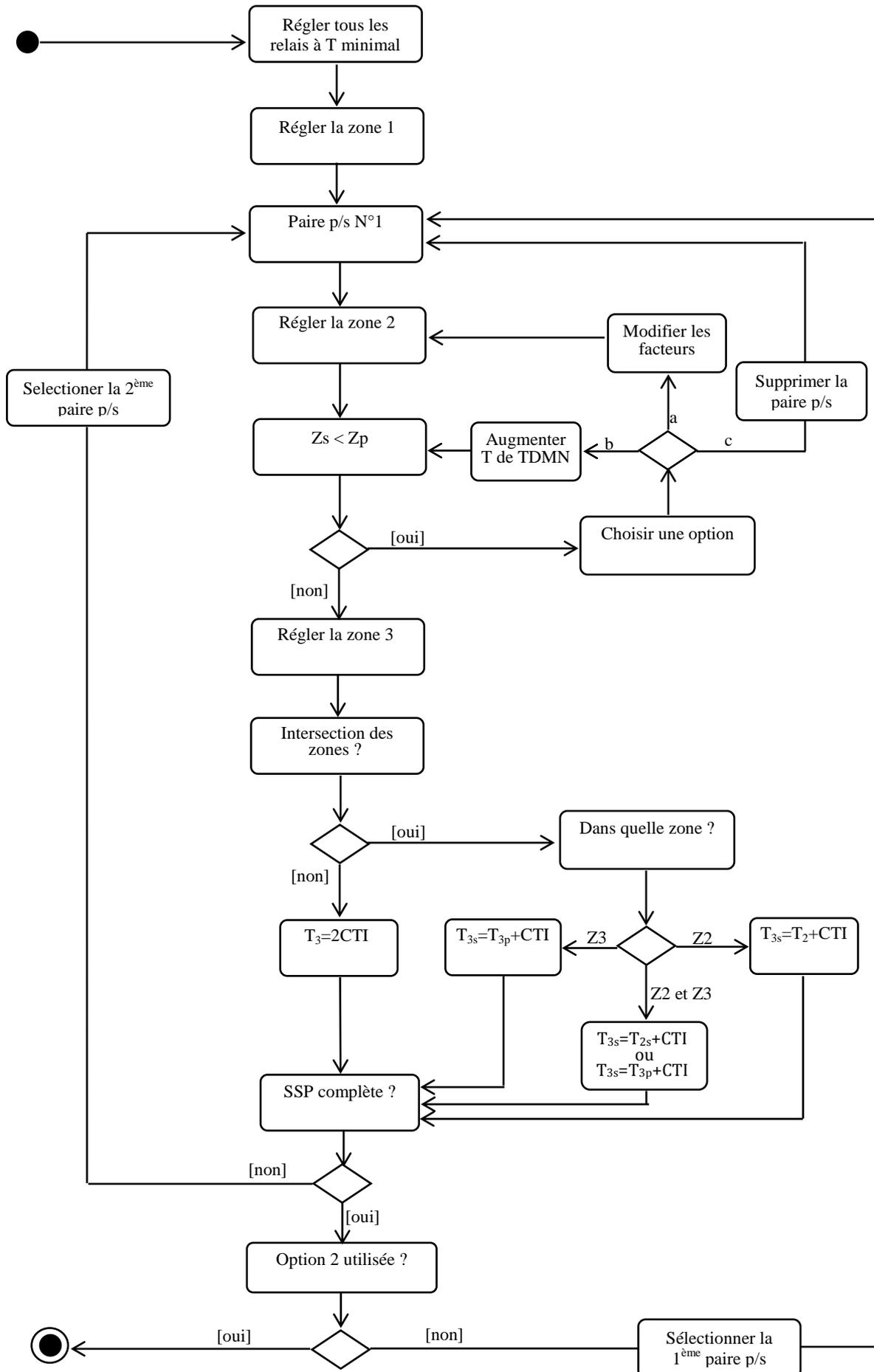


FIGURE 5.5 Diagramme d'activités de l'application DistanceRelayCoord

5.6 Etude et test d'un réseau électrique

Le réseau de la figure 4.4 est considéré pour tester la coordination orientée objets des relais à distance développée. Les caractéristiques et les données de ce réseau sont données au chapitre 4. La fonction membre FaultImpedance() de la classe DistanceRelayCoord permet d'avoir les impédances de défauts apparentes de tous les relais. Le tableau 5.1 présente ces impédances calculées pour un défaut triphasé au jeu de barres éloigné du relais primaire.

Tableau 5.1 Impédances apparentes des paires s/p (en Ω)

Relais secours (Rs)	Relais primaire (Rp)	Z_{s1}	Z_{s2}	Z_{p1}	Z_{p2}
1	5	9.5338		4.5175	
2	3	23.0300		5.0139	
3	6	11.8520		5.0252	
3	7		11.2480		4.5218
4	1	107.600		5.0161	
5	9	23.0350		5.0251	
5	10		11.1230		4.5269
6	8	21.7670		4.5175	
6	10		19.4450		4.5269
7	12	9.0500		4.5277	
8	2	9.5340		5.0160	
9	4	20.7970		5.0140	
9	7		21.4840		4.5218
10	14	156.3800		4.5278	
11	4	11.8710		5.0140	
11	6		23.4690		5.0252
12	13	23.4720		4.5269	
13	8	10.7160		4.5175	
13	9		11.4270		5.0251
14	11	9.0495		4.5218	

Pour la paire de relais 1/5 :

- Z_{s1} représente l'impédance apparente vue par le relais secours R_1 pour un défaut au jeu de barres éloigné du relais R_5 .
- Z_{p1} représente l'impédance apparente vue par le relais R_5 pour le même défaut.

Quand un relais secours possède deux relais primaires comme dans le cas du relais R_3 , où on a deux paires 3/6 et 3/7 :

- Z_{s1} représente l'impédance apparente vue par le relais secours R_3 pour un défaut au jeu de barres éloigné du relais R_6 .
- Z_{s2} représente l'impédance apparente vue par le relais secours R_3 pour un défaut au jeu de barres éloigné du relais R_7 .
- Z_{p1} représente l'impédance apparente vue par le relais R_6 pour le même défaut.
- Z_{p2} représente l'impédance apparente vue par le relais R_7 pour le même défaut.

5.6.1 Résultats de réglage de la zone 1

Le réglage de la zone 1 est fait suivant les critères déjà décrits en haut (équation 5.1), les résultats sont donnés par le tableau 5.2. Pour le relais R_4 par exemple, Z_1 représente 80% de l'impédance de la ligne protégée par ce relais (ligne 1-3).

Tableau 5.2 Réglage de la zone 1 (en Ω)

Relais	Z_1
1	4. 0127
2	4. 0127
3	4. 0111
4	4. 0111
5	3. 6139
6	4. 0199
7	3. 6174
8	3. 6139
9	4. 0199
10	3. 6208
11	3. 6174
12	3. 6222
13	3. 6208
14	3. 6222

5.6.2 Résultats de réglage de la zone 2

Le tableau 5.3 présente les réglages de la zone 2 suivant les critères déjà discutés (équations 5.3 et 5.4):

- Z_2° représente 120% de l'impédance la ligne protégée par le relais ;
- Z_2' représente la somme de l'impédance de la ligne protégée par le relais plus 50% de l'impédance de la première ligne adjacente ;
- Z_2'' représente la somme de l'impédance de la ligne protégée par le relais plus 50% de l'impédance de la deuxième ligne adjacente ;

Si on considère le relais secours R_9 , il possède deux relais primaires R_4 et R_7 . Le calcul de la zone 2 est fait par rapport à ces deux relais primaires (Z_2' pour R_4 et Z_2'' pour R_7) :

$$Z_2^\circ = 6.0299 \Omega$$

$$Z_2' = 7.5319 \Omega$$

$$Z_2'' = 7.2858 \Omega$$

Dans le cas où un relais secours possède deux relais primaires, l'impédance la plus petite est considérée. Pour l'exemple du relais R_9 , on prend Z_2'' puisqu'elle est inférieure à Z_2' .

Tableau 5.3 Réglage de la zone 2 (en Ω)

Rs	Rp	Z_2°	Z_2'	Z_2''
1	5	6.0191	7.2746	
2	3	6.0191	7.5229	
3	6	6.0167	7.5264	
3	7	6.0167		7.2748
4	1	6.0167	7.5219	
5	9	5.4209	7.0298	
5	10	5.4209		6.7804
6	8	6.0299	7.2836	
6	10	6.0299		7.2879
7	12	5.4260	6.7855	
8	2	5.4209	7.0253	
9	4	6.0299	7.5319	
9	7	6.0299		7.2858
10	14	5.4312	6.7898	
11	4	5.4260	7.0287	
11	6	5.4260		7.0342
12	13	5.4332	6.7907	
13	8	5.4312	6.7847	
13	9	5.4312		7.0385
14	11	5.4332	6.7885	

D'après les résultats du tableau 5.3, on constate que toutes les valeurs de la colonne 4 et de la colonne 5 sont supérieures à celles de la colonne 3. Donc il n'y a pas d'intersection (Overlap) entre les zones 2 des relais (critère détaillé en haut équation 5.6).

5.6.3 Résultats de réglage de la zone 3

Les résultats de réglage de la zone 3 sont donnés par le tableau 5.4. Plusieurs critères peuvent être considérés pour le réglage de cette zone qui constitue une protection de secours pour le relais primaire. Donc pour couvrir à 100% la ligne primaire l'impédance Z_3 est égale à 120% de la somme des deux impédances primaire et secours (équation 5.8). Dans le cas d'un relais secours à deux relais primaires, la valeur de Z_3 la plus grande est considérée pour couvrir la ligne adjacente la plus longue.

Pour le relais R_3 qui possède deux relais primaires R_6 et R_7 . Le calcul de la zone 3 est fait par rapport à R_6 (Z_3') et R_7 (Z_3'') :

$$Z_3' = 12.0470 \Omega$$

$$Z_3'' = 11.4430 \Omega$$

Z_3' est considérée puisqu'elle est supérieure à Z_3'' .

Tableau 5.4 Réglage de la zone 3 (en Ω)

Rs	Rp	Z_3'	Z_3''
1	5	11.4400	
2	3	12.0360	
3	6	12.0470	
3	7		11.4430
4	1	12.0360	
5	9	11.4510	
5	10		10.8520
6	8	11.4510	
6	10		11.4610
7	12	10.8590	
8	2	11.4400	
9	4	12.0470	
9	7		11.4560
10	14	10.8640	
11	4	11.4430	
11	6		11.4560
12	13	10.8640	
13	8	10.8520	
13	9		11.4610
14	11	10.8590	

5.6.4 Réglage des caractéristiques des relais Mho

Le réglage des trois zones de tous les relais est donné par le tableau 5.5. Ces impédances sont données aux primaires des transformateurs. Pour la détermination des caractéristiques Mho des relais, ces impédances sont calculées aux secondaires des transformateurs. Les rapports des transformateurs de courant sont déjà choisis au chapitre 4. Le rapport du transformateur de tension choisi est $CT=1000$.

La détermination de la caractéristique de chaque relais Mho consiste à déterminer sa portée (c.à.d. son diamètre). Pour chaque zone on a une caractéristique donnée par les équations 5.2, 5.5 et 5.9.

Tableau 5.5 Réglage des trois zones (en Ω)

Relais	Z_1	Z_2	Z_3
1	4.0127	7.2746	11.4400
2	4.0127	7.5229	12.0360
3	4.0111	7.2748	12.0470
4	4.0111	7.5219	12.0360
5	3.6139	6.7804	11.4510
6	4.0199	7.2836	11.4610
7	3.6174	6.7855	10.8590
8	3.6139	7.0253	11.4400
9	4.0199	7.2858	12.0470
10	3.6208	6.7898	10.8640
11	3.6174	7.0287	11.4560
12	3.6222	6.7907	10.8640
13	3.6208	6.7847	11.4610
14	3.6222	6.7885	10.8590

Tableau 5.6 Réglage de la caractéristique Mho des relais au secondaire (en Ω) avec le temps de retard (en secondes)

Relais	Z_{R1}	Z_{R2}	T_2	Z_{R3}	T_3
1	1.06650	1.9334	0.3	3.0406	0.6
2	1.06650	1.9994	0.3	3.1990	0.6
3	1.06610	1.9335	0.3	3.2018	0.6
4	1.06610	1.9992	0.3	3.1990	0.6
5	0.95681	1.7952	0.3	3.0317	0.6
6	0.70571	1.2787	0.3	2.0120	0.6
7	0.63883	1.1983	0.3	1.9178	0.6
8	0.63787	1.2400	0.3	2.0192	0.6
9	0.70571	1.2791	0.3	2.1149	0.6
10	0.94920	1.7800	0.3	2.8481	0.6
11	0.96144	1.8681	0.3	3.0449	0.6
12	0.94915	1.7794	0.3	2.8469	0.6
13	0.94920	1.7786	0.3	3.0046	0.6
14	0.94915	1.7788	0.3	2.8454	0.6

Z_{R1} , Z_{R2} et Z_{R3} du tableau 5.6 présentent le réglage des trois caractéristiques de chaque relais. Les colonnes 4 et 6 présentent le temps de retard de la zone 2 (T_2) et de la zone 3 (T_3). On n'a pas d'intersection de zones pour ce réseau.

5.6.5 Ajustement des réglages des caractéristiques des relais Mho

Le tableau 5.7 présentent les impédances apparentes vues par chaque relais (coté secondaire) lors d'un défaut triphasé au jeu de barres éloigné du relais primaire. La fonction `Ajust()` de la classe `DistanceRelayCoord` fait une comparaison de ces impédances avec les caractéristiques de réglage déterminées (tableau 5.6) pour un ajustement de ces caractéristiques.

Tableau 5.7 Impédances de défaut apparent au secondaire

Rs	Rp	Z _{s1}	Z _{s2}	Z _{p1}	Z _{p2}
1	5	2.2881		1.0842	
2	3	5.5272		1.2033	
3	6	1.8963		0.8040	
3	7		1.7997		0.7235
4	1	25.8240		1.2039	
5	9	3.6856		0.8040	
5	10		2.6695		1.0865
6	8	3.4827		0.7228	
6	10		4.6668		1.0865
7	12	2.1720		1.0866	
8	2	2.2882		1.2038	
9	4	4.9913		1.2034	
9	7		3.4374		0.7235
10	14	37.5310		1.0867	
11	4	2.8490		1.2034	
11	6		3.7550		0.8040
12	13	5.6333		1.0865	
13	8	1.7146		0.7228	
13	9		1.8283		0.8040
14	11	2.1719		1.0852	

Pour bien ajuster la caractéristique Mho de la zone 1, le défaut doit être simulé à 80% de la ligne primaire. On constate en comparant la colonne 2 du tableau 5.6 et les colonnes 5 et 6 du tableau 5.7, que toutes les impédances apparentes de tous les relais sont supérieures aux caractéristiques de la zone 1 de tous les relais, ceci est dû au fait que les défauts simulés dans ce travail sont limités aux défauts au jeu de barres, donc les impédances apparentes pour ces points de défaut devraient se localiser à l'intérieur des caractéristiques des zones 2. Ainsi tous les relais déclenchent pour protéger les lignes primaires mais avec un temps de retard de 0.3s de la zone 2.

Le relais R₅ par exemple possède une portée de la caractéristique de la zone 1 de 0.95681Ω et une portée de 1.7952Ω pour la caractéristique de la zone 2. L'impédance apparente de défaut vue par le relais est de 1.0842Ω. Donc le relais déclenche pour protéger l'extrémité de la ligne primaire puisque l'impédance de défaut se situe à l'intérieur de la caractéristique de la zone 2 du relais mais avec un temps de retard de 0.3s. Si R₅ échoue dans sa protection primaire le relais R₁ devrait procurer une protection de secours pour R₅. L'impédance apparente vue par le relais de secours R₁ est 2.2881Ω, elle se situe à l'intérieur

de sa caractéristique de la zone 3 dont la portée est de 3.0406Ω , donc la protection secours est assurée pour cette paire R_1/R_5 mais avec un temps de retard de 0.6s. On constate que la protection primaire et secours est assurée pour les paires R_1/R_5 , R_3/R_6 , R_{11}/R_4 , R_{13}/R_8 , R_{13}/R_9 et R_{14}/R_{11} .

L'impédance apparente de défaut vue par le relais R_5 est de 3.6856Ω et la portée de sa caractéristique de la zone 3 est de 3.0317Ω . Donc L'impédance apparente vue par R_5 se situe à l'extérieur de la portée de sa caractéristique de la zone 3 qui constitue normalement une protection de secours pour le relais R_9 . Donc R_5 ne déclenche pas pour ce défaut et la protection de secours n'est pas assurée. Il faut donc ajuster la portée de la caractéristique de la zone 3 de secours à l'impédance apparente de défaut vue par le relais ($Z_{R3}=3.6856\Omega$). On constate que la protection secours n'est pas assurée pour les paires R_2/R_3 , R_5/R_9 , R_5/R_{10} , R_6/R_8 , R_6/R_{10} , R_7/R_{12} , R_8/R_2 , R_9/R_4 , R_9/R_7 , et R_{11}/R_6 . La portée des caractéristiques de zones 3 des relais secours correspondants doivent être ajustées aux impédances apparentes.

Pour les deux paires R_4/R_1 , R_{10}/R_{14} , on constate que les impédances apparentes des relais secours sont très grandes, ceci est du au fait que les relais R_1 et R_{14} sont connectés à des générateurs par conséquent les courant primaires sont forts et les courant secours sont très faibles. Dans des cas pareils on n'a pas besoin d'étudier la coordination. Même remarque pour les paires R_2/R_3 , R_{12}/R_{13} .

Le résultat final de réglage et de coordination est donné par le tableau 5.8.

Tableau 5.8 Réglage final des caractéristiques Mho des relais

Relais	Z_{R1}	Z_{R2}	T_2	Z_{R3}	T_3
1	1.06650	1.9334	0.3	3.0406	0.6
2	1.06650	1.9994	0.3	3.1990	0.6
3	1.06610	1.9335	0.3	3.2018	0.6
4	1.06610	1.9992	0.3	3.1990	0.6
5	0.95681	1.7952	0.3	3.6856	0.6
6	0.70571	1.2787	0.3	4.6668	0.6
7	0.63883	1.1983	0.3	2.1720	0.6
8	0.63787	1.2400	0.3	2.2882	0.6
9	0.70571	1.2791	0.3	4.9913	0.6
10	0.94920	1.7800	0.3	2.8481	0.6
11	0.96144	1.8681	0.3	3.7550	0.6
12	0.94915	1.7794	0.3	2.8469	0.6
13	0.94920	1.7786	0.3	3.0046	0.6
14	0.94915	1.7788	0.3	2.8454	0.6

5.7 Conclusion

Un programme orientée objets pour la coordination des relais à distance a été développé et les résultats obtenus pour le réseau test ont été présentés et interprétés. On a vérifié que l'utilisation des paires séquentielles limite le nombre d'itérations. La zone 1 est réglée pour couvrir 80% de la ligne primaire par contre la portée de la zone 2 va au delà des lignes adjacentes. Le réglage de la zone 2 a été fait pour couvrir 50% de la ligne adjacente la plus courte et le temps de retard est de 0.3s. La portée de la zone 3 est réglée pour couvrir la ligne adjacente la plus longue avec un temps de retard de 0.6s. Finalement un ajustement des caractéristiques Mho a été fait suivant les impédances apparentes des défauts simulés.

Conclusion et Perspectives

Le rôle des réseaux électriques dans la société moderne est très important. Cependant, les réseaux électriques subissent de temps en temps des pannes dues essentiellement aux équipements. Quand les pannes se produisent, la protection des réseaux a une signification vitale pour minimiser les dégâts et garder le fonctionnement du réseau en sûreté.

Un aperçu sur la littérature montre que les méthodes et les techniques de coordination des relais de protections sont toujours un champ de recherche très actif. Ce présent travail aborde la coordination des relais de protection en utilisant la technique orientée objets pour essayer de contribuer à la solution des problèmes de protection des réseaux électriques. La méthodologie de coordination des relais proposée et développée consiste à concevoir des modèles orientés objets des relais et leurs algorithmes de coordination au sein du modèle objet du réseau électrique. Cette structure naturelle d'objets facilite l'implantation des algorithmes de coordination et accélère leur convergence.

L'objectif de ce travail de recherche été de développer une application de coordination des relais de protection basée sur la technique orientée objets. La coordination des relais à maximum de courant et à distance ont été décrites en détailles et leurs modèles orientés objets ont été développés.

Les critères de coordination ont été identifiés et spécifiés clairement pour chaque type de relais ce qui a permet la mise en œuvre des modèles objets correspondants. Une hiérarchie de classes pour le réseau et le système de protection a été développée. Trois modèles objets de coordination ont été développés :

- Un premier modèle objets pour la topologie des réseaux électriques afin d'identifier les relais qui doivent être en coordination pour chaque défaut considéré. On identifie également un ordre efficace pour régler ces relais.

- Un deuxième modèle objets pour la coordination des relais à maximum de courant qui utilise les résultats du premier modèle.
- Un troisième modèle objets qui utilise les mêmes informations du premier modèle pour réaliser la coordination des relais à distance.

Les résultats de la coordination sont très satisfaisants pour les deux types de relais à maximum de courant et à distance.

1. Contributions

Le travail de cette thèse a réalisé les contributions suivantes :

- Une nouvelle modélisation des éléments de protection des réseaux a été conçue et développée en se basant sur la technique orientée objets.
- Exploitation des avantages de la théorie des graphes orientés en combinant cette théorie analytique avec la technique orientée objets ce qui a réduit sa complexité et a augmenté son efficacité.
- L'utilisation de la technique orientée objets au sein de la théorie des graphes orientés a réduit la complexité de la détermination de l'ensemble minimal des Break Points (BP) et de l'ensemble des paires séquentielles (SSP) nécessaires pour la coordination.

2. Perspectives et Suggestions

Les perspectives ouvertes par ce travail sont nombreuses et se situent dans chaque phase de ce projet :

- Perfectionner les modèles orientés objets développés pour augmenter l'efficacité de la coordination surtout pour les grands réseaux;
- Les modèles développées ont été testé sur une variante de réseau de petite taille, on a besoin de tester des réseaux plus grands;
- Les algorithmes de coordination nécessitent beaucoup de travaux supplémentaires pour prendre tous les critères de coordination des relais en considération surtout pour les relais à distance;
- Une interface graphique interactive est nécessaire pour ce type d'application.

Bibliographies

- [1] H. Askarian, F. Razavi, M. Al-Dabbagh, "A Comprehensive Method for Break Points Finding Based on Expert System for Protection Coordination in Power Systems" ScienceDirect Electric Power Systems Research 77, ELSEVIER, pp. 660-672, July 2006.
- [2] S. Pandit, S. A. Soman, S. A. Khaparde, "Object Oriented Design for Power System Applications ", IEEE Computer Applications in Power, pp. 43-47, October 2000.
- [3] E.Z. Zhou, "Object Oriented Programming, C++ and Power System Simulation ", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 11, N°1, pp. 206-215, February 1996.
- [4] J. Zhu, P. Jossman, "Application of Design Patterns for Object Oriented Modeling of Power Susters ", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 14, N°2, pp. 532-537, May 1999.
- [5] M.N. Agostini, I.C. Decker, A.S. Silva, "A New Approach for the Design of Electric Power System Software Using Object Oriented Modeling" CBA pp. 1555-1561, 2002 (en Portuguese).
- [6] J. Sadeh, "Optimal Coordination Overcurrent Relays in an Interconnected Power System", 15th PSCC, Liege, 22-26 August 2005, Session 19, pp. 1-5.
- [7] F. Razavi, H. Askarian, M. Al-Dabbagh, "A New Comprehensive Genetic Algorithm Method for Optimal Overcurrent Relays Coordination", ScienceDirect Electric Power Systems Research xxx, ELSEVIER, pp. 1-8, May 2007.
- [8] S. Pandit, S. A. Soman, S. A. Khaparde, "Object Oriented Network Topology Processor", IEEE Computer Application in Power, pp. 42-46, 2001.
- [9] C. Bose, T. Weber, "Protection System Coordination Considering New Techniques by Using Flexibles Models ", 14th PSCC, Sevilla, 24-26 June 2002, Session 08, Paper 1, pp. 1-7.
- [10] R. Vaidyanathan, S. A. Soman, "Distance Relay Coordination Considering Power Swing ", Power Systems and Communications Infrastructures for the Future, Beijing, September 2002, pp. 1-8.
- [11] S.A. Soman, S.A. Khaparde, S. Pandit, "Computational Methods for Large Sparse Power System Analysis, An Object Oriented Approach", Kluwer Academic Publishers, London 2002.
- [12] M. P. Selva, K. S. Swarup, "Development of Power Flow Software Using Design Patterns ", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 21, N°2, pp. 611-618, May 2006.
- [13] J. Zhu, D. L. Lubkeman, " Object Oriented Development of Software System for Power System Simulations ", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 12, N°2, pp. 1002-1007, May 1997.

- [14] Mladen Kezunovic, "Fundamentals of Power System Protection", Academic Press, 2005.
- [15] Christophe Prévé, "Protection des Réseaux Electriques", Hermes, Paris, 1998.
- [16] B. de Metz-Noblat, F. Dumas. G. Thomasset, "Calcul des Courants de Courts Circuits", Schneider Electric, C. 158, 2000.
- [17] "Network Protection & Automation Guide", Areva T & D Ltd, 2002.
- [18] Muhammad H. Rashid, "Protective Relaying Principles and Applications", Third Edition, Taylor & Francis Group, LLC. Advisory Editor University of West Florida Pensacola, Florida, 2006.
- [19] S.G. Aquiles Perez, "Modeling of Relays for Power Systems Protection Studies", PHD Thesis, Department of Electrical Engineering, University of Saskatchewan, Canada, 2006.
- [20] F. Janicek, M. Mucha, "Distance Relay Model Developed in ATP –Foreign Model- and C++ ", Journal of Electrical Engineering, Vol. 57, N°5, pp. 268-275, 2006.
- [21] S.M. Madani, « Analysis and Design of Power Systems Protections Using Graph Theory », PHD Thesis, Department of Electrical Engineering, Eindhoven University of Technology, The Netherland, 1999
- [22] David R.C. Hill, "Analyse Orientée Objets et Modélisation par Simulation", Addison Wesley, France 1993.
- [23] Grady Booch, "Analyse et Conception Orientée Objets", Addison Wesley, France 1994.
- [24] S. Islam, N. Chowdhury, "A Case Based Windows Graphic Package for the Education and Training of Power System Restoration ", IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 16, N°2, pp. 181-187, May 2001.
- [25] Ivar Jacobson, "Le Génie Logiciel Orienté Objets", Addison Wesley, France 1993.
- [26] G. Booch, J. Rumbaugh, I. Jacobson, "The Unified Modeling Language Version 1.0", Rational Software Corporation, 1997.
- [27] John Hubard, " Programmation en C++ ", Mc Graw Hill London 1997.
- [28] L. Benfarhi, "Développement d'un Outil Graphique pour la Simulation des Réseaux Electrique par la Programmation Orientée Objets", Thèse de Doctorat, Département Electrotechnique, Université de Batne, 2006.
- [29] L. Benfarhi, M. Belkacemi, A. Tolba, "Object Oriented Sparse Matrix Computation for Power System Simulation", Archives of Electrical Engineering, vol. III, N° 210, pp. 369-384, April 2004.

- [30] A. Tolba, L. Benfarhi, M. Belkacemi “A Template Sparse Library for Power Systems”, JEEEC. Journal of Electrical Engineering, Vol. 57 9, N° 3, pp. 161-166, May-June2006.
- [31] Borland C++ Builder, “Guide du développeur”, 2002
<http://www.borland/C++>
- [32] Narsingh Deo, “Graph Theory With Applications to Engineering and Computer Science”, Prentice Hall, 1974.
- [33] M.J. Damborg, R. Ramaswani, S. S. Venkata and J. M. Postforoosh, “Computer Aided Transmission Protection Power Systems Design, Part I: Algorithms”, IEEE Trans. On PAS-103, N° 1, Jan, pp. 51-59, January 1984.
- [34] M.J. Damborg, R. Ramaswani, S. S. Venkata and J. M. Postforoosh, “Computer Aided Transmission Protection Power Systems Design, Part II: Implementation and Results”, IEEE Trans. On PAS-103, N° 1, Jan, pp. 60-65, January 1984.
- [35] R. Ramaswani, P.F. Mcquire, “Integrated Coordinated and Short Circuit Analysis in an Interconnected Power Systems”, IEE Trans. Power Deliv. 7, pp. 1112-1119, July 1992.
- [36] S. G. Aquiles Pérez, M. S. Sachdev, T. S. Sidhu “Modeling Relays for Use in Power System Protection Studies”, IEEE CCECE/CCGEI, Saskatoon, pp. 566-569, May 2005.
- [37] O. Liu, S. Cheng, “Object Oriented Methods Drive Protective Relay System “, IEEE Computer Applications in Power, pp. 33-37, January 2000.
- [38] X. R. Wang K. M. Hopkinson, and al., “Developing an Agent Based Backup Protection System for Transmission Networks “, Power System and Communications Infrastructures for the Future, Beijing, pp. 1-6, September 2000.