



Université Mohamed Khider de Biskra  
Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département de génie électrique

# MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies  
Electrotechnique  
Réseaux Electriques

Réf. : .....2018

---

Présenté et soutenu par :  
**GAHMOUSSE Youcef**

Le : samedi 23 juin 2018

## Planification optimale de la protection des réseaux de transport a base des relais à maximum de courant directionnel

---

### Jury :

Dr.	BECHA Habiba	MAA	Université de Biskra	Président
Dr.	MAHDAD Belkacem	MCA	Université de Biskra	Rapporteur
Dr.	ROUINA Abdelhafid	MCA	Université de Biskra	Examineur

### Résumé :

Ce projet de fin d'étude se compose de deux parties, dans la première partie une simulation sous l'environnement Simulink/Matlab a été réalisée pour démontrer le principe de fonctionnement des relais à maximum de courant phase et relais à maximum de courant phase directionnel. Dans la deuxième partie nous avons proposé l'application des méthodes d'optimisation globales à savoir les algorithmes génétique (GA), l'essaim de particules (PSO) et l'antlion (ALO) pour résoudre le problème de coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels installés dans un réseau maillé permettant ainsi de minimiser le temps de déclenchement total des relais primaire afin d'assurer une bonne continuité de service. L'efficacité de ces méthodes proposées est validée sur de réseau électrique standard de 8 jeux de barres. Les résultats de simulation obtenus prouvent l'efficacité de la méthode ALO par rapport aux autres méthodes en termes de qualité de solution et temps d'exécution.

**Mots clés :** Simulink/Matlab, relais à maximum de courant directionnel, Méthodes d'optimisation globales, GA, PSO, ALO, coordination optimale, relais primaire, temps de déclenchement, continuité de service.

### ملخص:

يهدف مشروع نهاية الدراسة لتحقيق هدفين، الهدف الأول يتعلق بإنجاز محاكاة بإستعمال برنامج Simulink / Matlab لتوضيح مبدأ عمل مرحل التيار الأعظمي وكذا مرحل التيار الأعظمي ذو الإتجاه. أما الهدف الثاني فيتعلق بإقتراح ثلاث خوارزميات من فئة الطرق الشاملة وهي: الخوارزمية الجينية (GA)، خوارزمية الاسرب الطائرة (PSO)، خوارزمية أسد النمل (ALO)، وتطبيقها لتحسين زمن القطع لمرحلات التيار الأعظمي ذو الإتجاه الأولية، لغرض ضمان خدمة طاقة مستمرة.

فعالية الطرق المقترحة تم تطبيقها على شبكة كهربائية قياسية (8 jeux de barres). النتائج المتحصل عليها برهنة فعالية خوارزمية أسد النمل (ALO) في إيجاد حلول مثلى مقارنة بالطرق الأخرى.

**الكلمات المفتاحية:** برنامج Simulink / Matlab، مرحل التيار الأعظمي ذو الاتجاه، طرق البحث الشاملة، الخوارزمية الجينية (GA)، طريقة الاسرب الطائرة (PSO)، خوارزمية أسد النمل (ALO)، التنسيق الأمثل، زمن القطع، مرحل التيار الأعظمي الأولي، استمرارية الخدمة الطاقوية.

# *Remerciement*

Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m'avoir appris ce que j'ignorais, de m'avoir donné la santé et tout dont je n'étais pas conscient pour l'accomplissement de ce mémoire.

Également, je remercie le directeur de thèse monsieur MAHDAD Belkacem, docteur à l'université Mohamed khider Biskra pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité. Aussi, je le remercie pour ses encouragements, son indulgence, et sa sympathie tout au long de cette année de travail.

Ma gratitude s'exprime pareillement pour Dr. ROUINA Abdelhafid, également président des jurys.

Également, je remercie Dr BECHA Habiba, membre de juré pour la pertinence de ses remarques avisées, qui vont permettre l'amélioration de la qualité du manuscrit et l'essor vers de nouvelles perspectives.

Je remercie également tous les enseignants de département d'électrotechnique de l'université Mohamed khider Biskra qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle universitaire.

Je remercie également TAHRI Ismail et BARKAT Benaissa et tous mes proches et amis, qui nous ont toujours encouragés au cours de la réalisation de ce mémoire.

## *Dédicace*

*Je dédie ce modeste mémoire de Master à :*

*À ma mère et mon père*

*À mon sœur et mes frères*

*À toute mes familles : Gahmousse & Khene*

*À tous mes amis et collègues (Issam et*

*Sayeh, Abderrezek et Houssam et*

*Noureddine et Souheib et Omar).*

## **Table des Matières**

**Liste des Figures** ..... VI

**Liste des Tableaux** ..... VIII

**Introduction Générale** ..... 1

### **Chapitre 01: Les défauts dans les réseaux électriques**

1.1. Introduction..... 3

1.2. Les défauts les plus courants ..... 3

    1.2.1. La surcharge ..... 3

    1.2.2. La surtension ..... 3

    1.2.3. Les déséquilibres ..... 4

    1.2.4. Les oscillations ..... 4

    1.2.5. Le court-circuit ..... 4

        1.2.5.1. Définition ..... 4

        1.2.5.2. Origines de court-circuit ..... 5

        1.2.5.3. Caractéristiques des défauts de court-circuit ..... 6

        1.2.5.4. Conséquences des défauts de court-circuit ..... 7

1.3. Régime du neutre ..... 8

    1.3.1. Régime de neutre mis directement à la terre ..... 8

    1.3.2. Régime de neutre isolé ..... 8

1.4. Calcul du courant de court-circuit ..... 9

    1.4.1. Méthode des impédances ..... 9

    1.4.2. Théorie des composantes symétriques ..... 12

1.5. Exemple de calcul par la méthode des impédances ..... 15

1.6. Conclusion ..... 17

### Chapitre 02: Généralités sur la protection

2.1. Introduction .....	18
2.2. Chaîne de protection .....	18
2.2.1. Les capteurs de mesure .....	18
2.2.1.1. Transformateurs de courant (TC) .....	19
2.2.1.2. Transformateur de tension .....	20
2.2.2. Organe de coupure .....	21
2.2.3. Les relais de protection .....	22
2.2.3.1. Les relais électromécaniques .....	23
2.2.3.2. Les relais statique .....	24
2.2.3.3. Relais numériques .....	25
2.3. Techniques utilisées dans la protection des lignes de transport .....	27
2.3.1. Relais de mesure de courant .....	28
2.3.2. Relais de mesure de tension .....	29
2.3.3. Relais de mesure d'impédance .....	29
2.3.4. Relais de mesure de puissance .....	29
2.3.5. Protection différentielle .....	29
2.3.6. Protection par relais de distance .....	30
2.3.7. Relais à maximum de courant non directionnel .....	31
2.3.8. Relais à maximum de courant directionnel .....	33
2.4. Conclusion .....	36

### Chapitre 03: Technique de coordination des relais par les méthodes méta-heuristique

3.1. Introduction .....	37
3.2. Les différentes techniques de Sélectivité .....	37
3.2.1. Sélectivité ampérométrique .....	37
3.2.2. Sélectivité chronométrique .....	39
3.2.3. Sélectivité logique .....	40

## Table des Matières

---

3.2.4. Sélectivité par protection différentielle .....	41
3.2.5. Sélectivité par protection directionnelle .....	43
3.3. Méthode d'optimisation .....	44
3.3.1. Les méthodes méta-heuristiques .....	45
3.3.2. Domaines d'utilisation des méta-heuristiques .....	45
3.3.3. Classification des Méta-heuristiques .....	45
3.3.3.1. Les méta-heuristiques à solution unique .....	45
3.3.3.2. Les méta-heuristiques à solution multiple ou à population .....	46
3.4. Les méthodes à base de population .....	46
3.4.1. Les algorithmes génétiques .....	46
3.4.2. Optimisation Par Essaims de Particule (Particle Swarm Optimization) .....	48
3.4.3. Optimisation Par L'algorithme nommé Ant Lion .....	53
3.4. Conclusion .....	56

## Chapitre 04: Tests et Application

4.1. Introduction .....	57
4.2. Partie 1 : Simulation de fonctionnement des relais à maximum de courant dans un réseau radial et simulation des relais a maximum de courant directionnels dans un réseau a deux arrivé.....	57
4.2.1. Introduction .....	57
4.2.2. Test1 : Simulation de fonctionnement des relais à maximum de courant dans un réseau radial.....	57
4.2.2.1.Pour la norme IEC.....	59
4.2.2.2.Pour la norme IEEE.....	62
4.2.3. Test2 : Simulation des relais directionnels dans un réseau alimenté par plusieurs sources ou à deux arrivé.....	66
4.3. Partie 2: Optimisation de la coordination des relais directionnels.....	70
4.3.1. Test1 : Optimisation par utilisation des algorithmes génétiques Toolbox (GATool) du Matlab.....	70

## Table des Matières

---

4.3.1.1. Cas 1 : Fixer la génération a 400 et variée la population [80 a 200] .....	75
4.3.1.2. Cas2 : fixer la population a 200 et variée la génération [1000 a 2000] .....	81
4.3.1.3. Cas3 : augmentation du courant de court-circuit .....	86
4.3.2. Test2 : Optimisation par utilisation de l’algorithme PSO Toolbox (GATOOl) du Matlab.....	90
4.3.3. Test3 : Optimisation par utilisation de L’algorithme standard ALO.....	96
4.4. Conclusion.....	98
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>99</b>
<b>Bibliographies.....</b>	<b>100</b>



## Liste des Figures

1.1 Incident enregistré (DRD) le 16 Décembre 2008 à 00h28. (LIGNE 400 kV EL AFFROUN - BIR GHBALOU).....	5
1.2 Différentes types de défauts de court-circuit.....	6
1.3 Différentes configuration du régime de neutre.....	8
1.4 Schéma unifilaire du réseau.....	11
1.5 Schéma des impédances des éléments du réseau.....	11
1.6. Schéma équivalente du réseau.....	11
1.7 Construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct, inverse et homopolaire.....	12
1.8 schéma équivalent de séquence direct.....	14
1.9 schéma équivalent de séquence inverse.....	14
1.10 schéma équivalent de séquence direct.....	14
1.11 Schéma unifilaire du réseau électrique de l'exemple.....	15
1.12 Schéma équivalente du réseau électrique de l'exemple.....	16
2.1 Chaîne principale de la protection électrique.....	18
2.2 Désignation des bornes du transformateur de courant.....	19
2.3 Transformateur de courant (TC) type tore.....	19
2.4 Schéma équivalent du circuit secondaire d'un TC.....	20
2.6 Transformateur de tension avec double secondaire.....	21
2.7 Disjoncteur à gaz SF6.....	22

## Liste des figures

---

2.8 Type des relais.....	23
2.9 Relais électromagnétique à induction par disque simple.....	24
2.10 Relais électromagnétique.....	24
2.11 Relais statique.....	25
2.13 Relais numérique.....	26
2.14 Eléments de base d'un relais numérique.....	27
2.15 Protection différentiels pendant un défaut externe.....	30
2.16 Principe de la protection de distance.....	31
2.17 Principe du déclenchement à temps indépendant.....	32
2.18 Principe du déclenchement à temps dépendant.....	33
2.19 Courbes de déclenchement à temps dépendant.....	33
2.20 Protection à maximum de courant directionnel d'un réseau bouclé.....	34
2.21 Illustration du rôle des protections directionnelles.....	35
2.22 Protection directionnel phase.....	36
2.23 Protection directionnel terre.....	36
3.1 Fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique.....	38
3.2 Principe de la sélectivité chronométrique.....	39
3.3 Principe de la sélectivité logique.....	41
3.4 Principe de la protection différentielle.....	42
3.5 Exemple de deux arrivées en parallèle.....	43
3.6 Classification des méta-heuristiques.....	46
3.7 Structure générale d'un algorithme génétique.....	48

## Liste des figures

---

3.8 Schéma de principe du déplacement d'une particule.....	49
3.9 Principe de l'algorithme d'optimisation par essais particuliers.....	51
3.10 Interaction entre facteur social et cognitif.....	52
3.11 Le cycle de vie de <i>Distoleon tetragrammicus</i> .....	53
3.12 Semences de larves d'Antlion (griffonnages).....	54
4.1 Le schéma unifilaire d'un réseau radial simple.....	58
4.2 Schéma de simulation de la protection à base du relais à maximum de courant. ....	58
4.3 La caractéristique très Inverse pour la norme IEC.....	59
4.4 Allure de la tension en amont de disjoncteur. ....	60
4.5 Allure du courant en amont de disjoncteur .....	61
4.6 Allure de la tension en aval de disjoncteur. ....	61
4.7 Allure du courant en aval de disjoncteur.....	62
4.8 La caractéristique très Inverse pour la norme IEEE.....	62
4.9 Forme de la tension en amont de disjoncteur.....	63
4.10 Forme du courant en amont de disjoncteur.....	64
4.11 Forme de la tension en aval de disjoncteur.....	64
4.12 Forme du courant en aval de disjoncteur.....	65
4.13 Comparaison des caractéristiques très Inverse pour la norme IEEE et la norme IEC. ....	65
4.14 Le schéma unifilaire d'un réseau radial alimenté par une seule source. ....	66
4.15 Le schéma unifilaire d'un réseau radial alimenté par deux sources.....	66
4.16 Le schéma unifilaire du réseau pour simuler le relais à maximum de courant directionnel.....	67
4.17 Sens du courant en état de fonctionnement normal.....	68
4.18 Sens du courant en état de court-circuit dans la deuxième ligne.....	68
4.19 Signal de commande des relais de protection P1, P2, P3, P4. ....	69

## Liste des figures

---

4.20 le courant après protection P1, P2, P3, P4. ....	69
4.21 Organigramme d'optimisation de la coordination des relais de protection. ....	72
4.22 Schéma unifilaire du réseau test 8 jeux de barres. ....	73
4.23 Exemple de localisation des relais secondaires. ....	74
4.24 Caractéristique de convergence de l'algorithme AG (MatlabToolbx).Gmax=400 et Pop=80. ....	76
4.25 Caractéristique de convergence de l'algorithme AG (MatlabToolbx).Gmax=400 et Pop=120. ....	77
4.26 Caractéristique de convergence de l'algorithme AG (MatlabToolbx).Gmax=400 et Pop=160. ....	79
4.27 Caractéristique de convergence de l'algorithme AG (MatlabToolbx).Gmax=400 et Pop=160. ....	80
4.28 Caractéristique de convergence de l'algorithme AG (MatlabToolbx).Popmax=200 et Géné=1000. ....	82
4.29 Caractéristique de convergence de l'algorithme AG (MatlabToolbx).Popmax=200 et Géné=1500. ....	84
4.30 Caractéristique de convergence de l'algorithme AG (Matlab Toolbx)-Popmax=200 et Géné=2000. ....	86
4.31 Caractéristique de convergence de l'algorithme AG (MatlabToolbx), Géné=2000 et Pop=200, (Icc1 et Icc2) augmenté de 10% ....	88
4.32 Caractéristique de convergence de l'algorithme AG (Matlab Toolbx), Géné=2000 et Pop=200, (Icc1 et Icc2) démunie a 10% ....	89
4.33 Caractéristiques de convergence de PSO (MatlabToolbx). ....	92
4.34 Caractéristiques de convergence de PSO (Matlab Toolbx), (Icc1 et Icc2), augmenté à 10%.....	93
4.35 Caractéristiques de convergence de PSO (Matlab Toolbx), réduction du courant de court-circuit de 10 %.....	94
4.36 Caractéristiques de convergence de l'algorithme ALO.....	97

## Liste des Tableaux

2.1 comparaison entre les principaux régimes de neutre.....	9
2.1 les équations courbes de déclenchement à temps dépendant selon la norme IEC.....	32
4.1 courant de court-circuit aux niveaux des 8 jeux de barres. ....	74
4.2 variables de contrôle optimisés TDS PTS : Gmax=400, Pop=80. ....	75
4.3 variables de contrôle optimisés TDS PTS : Gmax=400, Pop=120.....	76
4.4 variables de contrôle optimisés : TDS, PTS : Gmax=400, Pop=160. ....	78
4.5 variables de contrôle optimisés TDS PTS : Gmax=400, Pop=200. ....	79
4.6 comparaison des résultats, variation de la population et Gmax=400. ....	81
4.7 variables de contrôle optimisés TDS PTS : Popmax=200, Géné=1000.....	81
4.8 variables de contrôle optimisés TDS PTS : Popmax=200, Géné=1500.....	83
4.9 variables de contrôle optimisés TDS PTS : Popmax=200, Géné=2000.....	85
4.10 comparaison des résultats, variation de la génération et Popmax=200.....	86
4.11 variables de contrôle optimisés TDS PTS : Géné=2000, Pop=200, (Icc1 et Icc2) augmenté a10% .....	87
4.12 variables de contrôle optimisés TDS PTS : Géné=2000, Pop=200, (Icc1 et Icc2) démunie a 10% .....	88
4.13 Paramètres de l'algorithme PSO. ....	90
4.14 Caractéristique technique des transformateurs de courant. ....	90
4.15 les valeurs des variables de contrôle optimisés TDS et le PTS.....	91
4.16 les valeurs des variables de contrôles TDS et le PTS. (Icc1 et Icc2) augmenté à 10%....	92
4.17 les valeurs des variables de contrôle optimisés TDS et PTS. (Icc1 et Icc2) démunie a 10%.....	94
4.18 représente le temps total de déclenchement des relais primaires et le temps d'exécution obtenu par application des algorithmes PSO et GA sans et avec l'augmentation des courants de court-circuit. ....	95
4.19 les valeurs des variables de contrôle optimisés TDS et le PTS.....	96

### Introduction Générale

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique interrompue. Un réseau électrique comporte trois parties la production, les lignes de transport haut tension et la distribution à moyenne et basse tension. Dans l'une ou l'autre de ces parties, chaque ouvrage peut être l'objet d'incidents, tels que le court-circuit.

La protection à maximum de courant est la plus utilisée pour protéger contre les défauts de court-circuit surtout dans les réseaux à une seule arrivée, ou pour les réseaux radiaux. Par contre cette protection ne soit pas efficace avec les réseaux à plusieurs arrivées, bouclé ou maillé, et peut provoquer des dégâts. Alors, il est nécessaire d'utiliser une autre protection adéquate et fiable.

L'arrivée de la protection directionnelle a résolu le problème du déclenchement intempestif des disjoncteurs, bien évidemment la solution est faite par la combinaison entre les deux fonctions de protections, à savoir la protection à maximum de courant et celle directionnelle. La protection directionnelle permet de discriminer la partie du réseau en défaut mieux que ne le fasse une protection à maximum de courant seule. Elle est nécessaire en cas de défaut en présence de plusieurs sources, s'il existe une boucle fermée ou une ligne en parallèle, afin de protéger contre l'inversion du sens de d'écoulement d'énergie électrique.

L'optimisation de la gestion d'un réseau de distribution électrique est liée à une meilleure coordination des protections dans le réseau. Un bon plan de protection du réseau, permet en effet de réduire considérablement les temps d'interruption suite aux défauts et contribue aussi à la réduction des pertes techniques en évitant la circulation des courants de défaut qui provoquent plus des pertes joule. Il est donc essentiel que ces dispositifs soient coordonnés entre eux, mais aussi avec les autres équipements du réseau, pour éviter que leurs actions n'aient un effet négatif sur les systèmes de protection en présence du court-circuit symétrique et asymétrique. Pour cela dans ce mémoire de fin d'étude nous étudierons l'application de trois méthodes pour la minimisation du temps de déclenchements des relais directionnels installés dans les réseaux maillés, ses méthodes sont:

- Algorithme génétique (AG).

- Essaims de particules (PSO).
- L'antlion (ALO).

Ce mémoire est organisé en quatre chapitres qui sont structurés de la manière suivante :

Le premier chapitre commence par exposer en bref les différents défauts qui affectent les réseaux de transport et ensuite nous avons donné un aperçu sur les méthodes de calcul des courants de court-circuit symétrique et asymétrique.

Le deuxième chapitre nommé généralité sur la protection des réseaux électriques explique l'importance et le rôle de la fonction du système de protection et explique clairement la chaîne de protection et les éléments de base qui constituent un système de protections tels que, les transformateurs de courant et les transformateurs de tension. Ce chapitre présente aussi les différents types des relais destinés à la protection contre les surintensités et les caractéristiques des relais à maximum de courant.

Le troisième chapitre portant le titre Technique de coordination des relais par les méthodes méta-heuristiques est constitué de deux parties. La première partie explique le principe des différents types de la sélectivité. La deuxième partie commence par une classification des méthodes d'optimisation et les mécanismes de recherche de trois algorithmes proposés ont été exposés en détails à savoir les algorithmes génétiques, l'algorithme d'optimisation par essaim de particules et l'algorithme Antlion.

Le quatrième chapitre appelé «Tests et application» représente la partie pratique qui est la validation de l'efficacité des trois algorithmes proposés sur le réseau test 8 jeux de barres. Enfin, la thèse se termine par une conclusion générale et des perspectives envisagées tels que la planification du système de protection en présence des systèmes FACTS et l'intégration des sources distribuées.

# Chapitre 01 :

Les défauts dans les réseaux électriques



**1.1. Introduction :**

Une augmentation ou une diminution anormale des grandeurs nominales dans un réseau électrique constitue un défaut ou une perturbation. Ce sont le plus souvent les variations anormales de la tension, de l'intensité de courant et de la fréquence qui sont à l'origine de ces perturbations. Le défaut le plus important dans le réseau électrique est le court-circuit.

Dans ce chapitre nous allons commencer par présenter les différents défauts dans le réseau tel que la surcharge, la surtension et le court-circuit, ensuite les méthodes de calcul de courant de court-circuit.

**1.2. Les défauts les plus courants sont :**

- Surintensité par surcharge.
- Surtension.
- Les déséquilibres
- Les oscillations
- Surintensité par court-circuit.

**1.2.1. La surcharge :**

Définition : La surcharge peut être due à l'augmentation du nombre de charges alimentées simultanément ou à l'augmentation de la puissance absorbée par une ou plusieurs charges. Elle se traduit par une surintensité de longue durée. [6]

Les origines de surcharges sont :

- Les courts-circuits.
- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Conséquences : Echauffement lent et progressif des parties actives, des masses métalliques, des isolants.[6]

**1.2.2. La surtension :**

Définition : Augmentation importante de la tension due par exemple à un coup de foudre, à un contact entre HTA et BTA.

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtensions de manœuvres.
- Les surtensions de foudre.
- Les surtensions lentes.

Conséquences : Claquage et vieillissement de l'isolation [1].

### **1.2.3. Les déséquilibres**

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

- Des chutes de tension supplémentaires.
- Des pertes de puissance.
- Des échauffements. [1]

### **1.2.4. Les oscillations :**

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques. [1]

### **1.2.5. Le court-circuit :**

Le court-circuit est l'un des incidents majeurs qui peuvent affecter les réseaux électriques. Le court-circuit représente le test le plus sévère pour valider les modèles de systèmes connectés sur un réseau électrique. Alors le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul car lié à de nombreux paramètres aléatoires. [2]

**1.2.5.1. Définition :** Les courts-circuits sont des phénomènes transitoires, ils apparaissent Lorsque l'isolement entre deux conducteurs de tension différentes ou entre un conducteur sous tension et la terre. Ils engendrent des courants très importants dans les éléments constituant le réseau. [1]



Figure1.1. Incident enregistré (DRD) le 16 Décembre 2008 à 00h28. (LIGNE 400kV EL AFFROUN - BIR GHBALOU).

Il ya deux valeurs du courant de court-circuit doivent être connues :

- Le courant maximal de court-circuit qui détermine :
  - le pouvoir de coupure des disjoncteurs.
  - le pouvoir de fermeture des appareils.
- le courant minimal de court-circuit :
  - Indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles. [4]

#### 1.2.5.2. Origines de court-circuit :

•**Electriques** : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. En effet, les matériels électriques que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comportent des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des court-circuit.

•**Atmosphériques** : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieur est elles que la foudre, les tempêtes ou le givre.

•**Mécaniques** : C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.

•**Humaines** : Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple. [3]

### 1.2.5.3. Caractéristiques des défauts de court-circuit :

Les défauts sont caractérisés par leurs formes, leur durée et l'intensité du courant.

#### a) Forme ou Types :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

**Monophasé** : entre une phase et la terre ou une masse.

**Biphasé** : entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.

**Triphasés** : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre. [5]

Outre ces caractéristiques, les courts-circuits peuvent être :

- monophasés : 80 % des cas.
- biphasés : 15 % des cas.
- triphasés : 5 % seulement dès l'origine. [4]

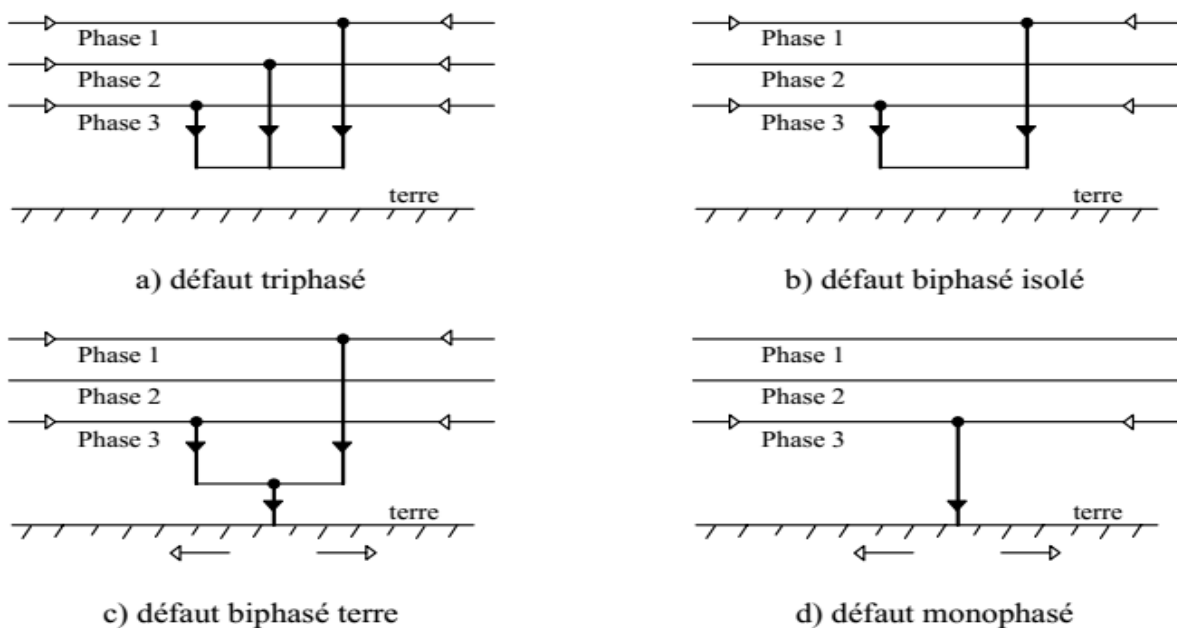


Figure.1.2. Différentes types de défauts de court-circuit.

**b) Nature ou durée :**

**Court- circuits fugitifs :** Les court-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).

**Court-circuits permanents :** Ces court-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.

**Court-circuits auto-extincteurs :** c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.

**Court -circuit semi permanents :** Ces court-circuits exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation. [5]

**c) Intensité du courant de court- circuit**

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante, elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des courts-circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres. [2]

**1.2.5.4. Conséquences des défauts de court-circuit**

Les conséquences relatives au défaut de court-circuit diffèrent en fonction de la nature et de la durée du défaut, du point concerné de l'installation et de l'intensité du courant.

- 1) Le point de défaut :
  - a) Présence d'arcs de défaut avec :
    - b) Fusion des conducteurs
    - c) danger pour les personnes
- 2) Le circuit défectueux : Déformation des JdB (Jeux de Barres).
- 3) Sur échauffement par augmentation des pertes joule.
- 4) Autres circuits électriques du réseau concerné ou de réseaux situés à proximité.
- 5) Creux de tension pendant la durée d'élimination du défaut de quelques millisecondes.
- 6) Mise hors service d'une partie plus ou moins grande du réseau suivant son schéma et la sélectivité de ses protections.
- 7) Instabilité dynamique et/ou perte de synchronisme des machines. [4]

### 1.3. Régime du neutre

Dans un réseau, le régime du neutre joue un rôle très important lors d'un défaut d'isolement ou de la mise accidentelle d'une phase à la terre. Les valeurs prises par les courants de défaut, les tensions de contact et les surtensions sont étroitement liées au mode de raccordement du neutre à la terre. En général deux modes de régime de neutre sont à considérer, le régime du neutre isolé et le régime de neutre mis à la terre. En pratique plusieurs configurations sont proposées et adaptés selon les exigences techniques et économiques. La figure.1.3. Représente les différentes configurations du régime de neutre. [8]

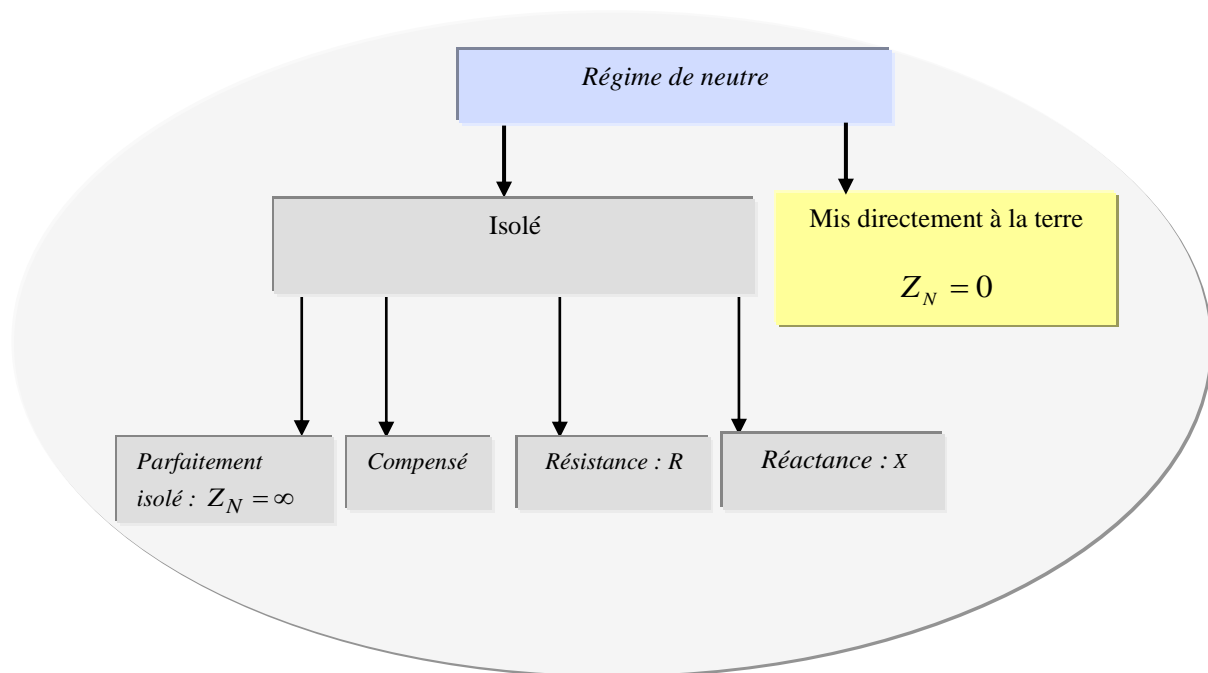


Figure.1.3. Différentes configuration du régime de neutre.

#### 1.3.1. Régime de neutre mis directement à la terre :

- Un neutre mis directement à la terre limite fortement les surtensions par contre il engendre des courants de défauts très importants.
- Ce régime de neutre ne permet pas d'assurer une continuité de service.

#### 1.3.2. Régime de neutre isolé :

- Un neutre isolé limite les courants de défauts à des valeurs très faibles, mais favorise l'apparition des surtensions élevées.
- L'avantage essentiel du régime de neutre isolé c'est qu'il permet d'assurer une continuité de service du départ en défaut parce que le courant de défaut très faible permet de ne pas

Déclencher automatiquement au premier défaut, c'est un deuxième défaut qui nécessitera une coupure.

Il faut noter qu'en pratique, plusieurs configurations du régime de neutre ont été proposées et adapté pour assurer un compromis entre la réduction des courants de défauts à la terre et la limitation des surtensions. Le tableau.1.1. Présente une comparaison technique entre les principaux régimes de neutre existants.

Tableau.1.1. Comparaison entre les principaux régimes de neutre.

	<i>Isolé</i>	<i>Compensé</i>	<i>Résistance</i>	<i>Réactance</i>	<i>Direct</i>
<i>Amortissement des surtensions transitoires</i>	-	+ -	+	+ -	++
<i>Limitation des surtensions</i>	-	-	+	+	+
<i>Limitation des courants de défaut</i>	+	++	+	+	--
<i>Continuité de service</i>	+	+	-	-	-
<i>Protection sélective simple</i>	-	--	+	+	+
<i>Dispense d'un personnel qualifié</i>	-	-	+	+	+

+ *bon*

- *médiocre*

#### 1.4. Calcul du courant de court-circuit :

Le calcul des courants de court-circuit, permet de déterminer les niveaux et la répartition des courants de défaut sur les lignes et les nœuds, Ces valeurs permettent de dimensionner les éléments du réseau et de régler les seuils des protections.

##### 1.4.1. Méthode des impédances

La méthode des impédances permet de calculer avec une bonne précision tous les courants de court-circuit (triphases, biphasés, monophasés), la méthodologie de calcul basé sur trouver l'impédance équivalente au point de défaut. [9]

### ❖ Impédance de transformateur $Z_T$

En général l'impédance équivalente d'un transformateur de puissance est calculée par les formules suivantes :

$$Z_T = \sqrt{(R_T)^2 + (X_T)^2} \quad (1.1)$$

$$R_T = \frac{\Delta P_{cc} \cdot U_n^2}{1000 \cdot S_n^2} \quad (1.2)$$

$$Z_T = \frac{\Delta U_{cc\%} \cdot U_n^2}{100 \cdot S_n} \quad (1.3)$$

$R_T$  : résistance de transformateur en  $\Omega$ .

$X_T$  : réactance de transformateur en  $\Omega$ .

$\Delta P_{cc}$  : les pertes de court-circuit.

### ❖ Impédance d'alternateur $Z_G$

En général l'impédance équivalente d'un alternateur est calculée par les formules suivantes :

$$R_G = 0$$

$$Z_G = X_G = \frac{\Delta U(\%) \cdot U_{nG}^2}{100 \cdot S_{nG}} \quad (1.4)$$

$R_G$  : résistance d'alternateur en  $\Omega$ .

$X_G$  : réactance d'alternateur en  $\Omega$ .

### ❖ Impédance d'une liaison électrique (ligne aérienne, câble)

En général l'impédance équivalente d'un système énergétique est calculée par les formules suivantes :

$$Z_R = \sqrt{R_R^2 + X_R^2} \quad (1.5)$$

$$R_R = R_0 \cdot L \quad (1.6)$$

$$X_R = X_0 \cdot L \quad (1.7)$$

$R_R$  : Résistance de réseau en  $\Omega$ .

$X_R$  : Réactance de réseau en  $\Omega$ .

$R_0$  : Résistance linéique en  $\Omega / \text{Km}$ .

$X_0$  : Réactance linéique en  $\Omega / \text{Km}$ .

$L$  : Longueur de la ligne en Km.

### ❖ Impédance d'un système énergétique

$$Z_{SY} = \frac{U_n^2}{S_{cc}} \quad (1.8)$$

$S_{cc}$  : puissance de court-circuit à l'étage spécifié [6].



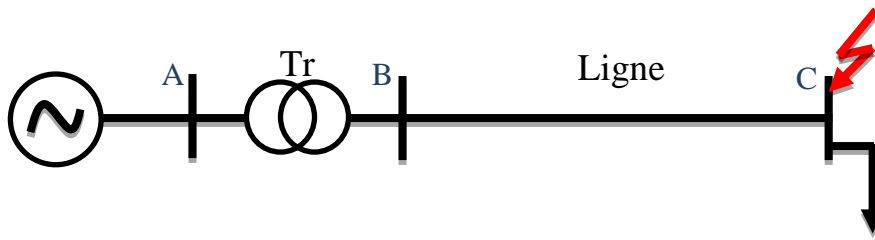


Figure.1.4. Schéma unifilaire du réseau.

Représentation des impédances des éléments du réseau

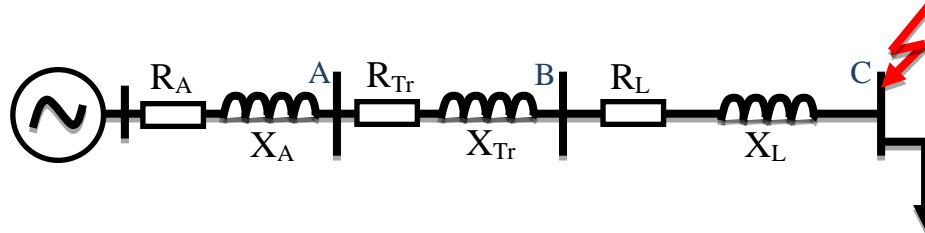


Figure.1.5. Schéma des impédances des éléments du réseau.

$$R_{eq} = R_A + R_T + R_L \tag{1.9}$$

$$X_{eq} = X_A + X_T + X_L \tag{1.10}$$

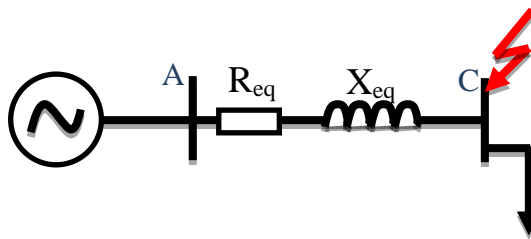


Figure.1.6. Schéma équivalente du réseau.

Le courant de court-circuit au point de défaut est calculé par la relation suivante

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{eq}} \tag{1.11}$$

1.4.2. Théorie des composantes symétriques :

La méthode utilisée pour le calcul des courants de court-circuit dans les réseaux HTB et HTA, est celle de la CEI 909[7], retenue pour sa précision et pour son aspect analytique. Plus technique, elle exploite le principe des composantes symétriques.

La méthode des composantes symétriques est utilisée pour transformer un système triphasé déséquilibré en un système triphasé équilibré Figure.1.7.

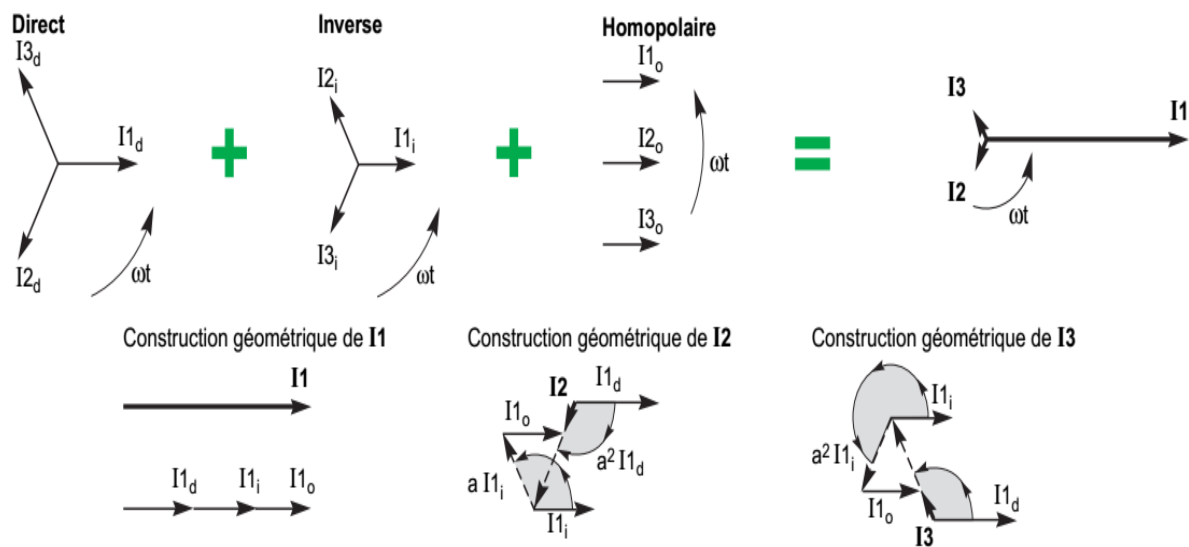


Figure.1.7. Construction graphique de la somme de trois systèmes triphasés équilibrés : direct inverse et homopolaire.

Soit les trois composantes des trois phases  $V_a, V_b, V_c$ , il exprimer comme suit :

$$\begin{cases} V_a = V_{ad} + V_{ai} + V_{a0} \\ V_b = V_{bd} + V_{bi} + V_{b0} \\ V_c = V_{cd} + V_{ci} + V_{c0} \end{cases} \quad (1.12)$$

Telle que :

$V_d$  : composant direct,  $V_i$  : composant inverse,  $V_0$  : composant homopolaire.

Il existe plusieurs méthode pour décomposé ces trois tension  $V_a, V_b, V_c$ . On utilise un opérateur complexe définie par :  $a = e^{j120} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$  (1.13)

**Le système Direct (Positif)** : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de  $120^\circ$  et ayant la même séquence que le système d'origine. [2]

En prenant le vecteur  $V_a$  comme référence et sachant que l'opérateur ( $a$ )

Il vient alors :

$$\begin{cases} V_{ad} = V_d \\ V_{bd} = a^2 \cdot V_{ad} \\ V_{cd} = a \cdot V_{ad} \end{cases} \quad (1.14)$$

**Le système Inverse (Négatif)** : consiste en trois vecteurs de même module déphasé de  $120^\circ$  mais de séquence opposée au système d'origine.

$$\begin{cases} V_{ai} = V_i \\ V_{bi} = a \cdot V_{ai} \\ V_{ci} = a^2 \cdot V_{ai} \end{cases} \quad (1.15)$$

**Le système homopolaire** : ce système est formé de trois vecteurs ayant la même amplitude et le même angle de phase, ils tournent aussi dans le même sens et à la même vitesse que les vecteurs du système original.

$$V_{a0} = V_{b0} = V_{c0} = V_0 \quad (1.16)$$

Autrement dit un système triphasé déséquilibré constitué de trois vecteurs, peut s'écrire en fonction des trois systèmes direct, inverse, homopolaire selon:

$$\begin{cases} V_a = V_{ad} + V_{ai} + V_{a0} \\ V_b = a^2 \cdot V_{ad} + a \cdot V_{ai} + V_{a0} \\ V_c = a \cdot V_{ad} + a^2 \cdot V_{ai} + V_{a0} \end{cases} \quad (1.17)$$

Cette relation peut encore s'exprimer en matrice :

$$\begin{bmatrix} V_a \\ V_b \\ V_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} V_d \\ V_i \\ V_0 \end{bmatrix} \quad (1.18)$$

Et

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \quad (1.19)$$

Pour déterminer  $V_d, V_i$  et  $V_0$  en fonction de  $V_a, V_b$  et  $V_c$  on a utilisé la matrice inverse  $[T]^{-1}$

On aura :

$$\begin{cases} Vd = \frac{1}{3}(Va + a.Vb + a^2.Vc) \\ Vb = \frac{1}{3}(Va + a^2.Vb + a.Vc) \\ Vc = \frac{1}{3}(Va + Vb + Vc) \end{cases} \quad (1.20)$$

On peut de ce qui a précédé dire que le schéma équivalent monophasé pour les trois séquences et comme suit :

$$Vd = Ed - Zd.I_d \quad (1.21)$$

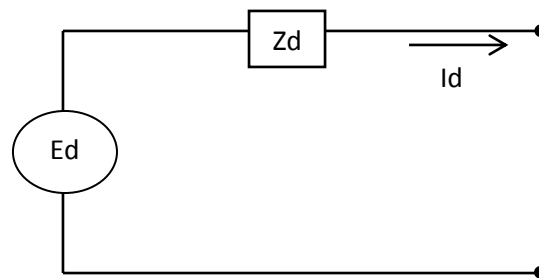


Figure.1.8. schéma équivalent de la séquence directe.

$$Vd = 0 - Zi.I_i \quad (1.22)$$

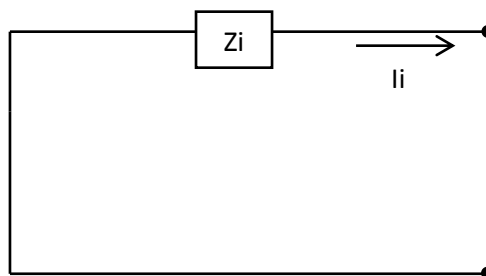


Figure.1.9. schéma équivalent de la séquence inverse.

$$Vd = 0 - Zh.I_h \quad (1.23)$$

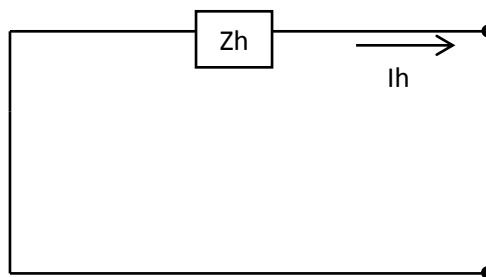


Figure.1.10. schéma équivalent de la séquence homopolaire.

**1.5. Exemple de calcul par la méthode des impédances :**

Soit le schéma unifilaire du réseau électrique de la Figure 1.11, pour un court-circuit triphasé au niveau du jeu de barre 3 (JB3). [8]

**Caractéristiques techniques du réseau:**

- Générateur G1 :  $SN(G1)=60 \text{ MVA}$ ,  $U1= 30 \text{ KV}$ ,  $X_d=24\%$
- Générateur G2 :  $SN(G2)=40 \text{ MVA}$ ,  $U2= 30 \text{ KV}$ ,  $X_d'=24\%$
- Transformateur T :  $ST=100 \text{ MVA}$ ,  $30/400 \text{ KV}$ ,  $X_t=16\%$
- Ligne:  $XL=160 \Omega$ .

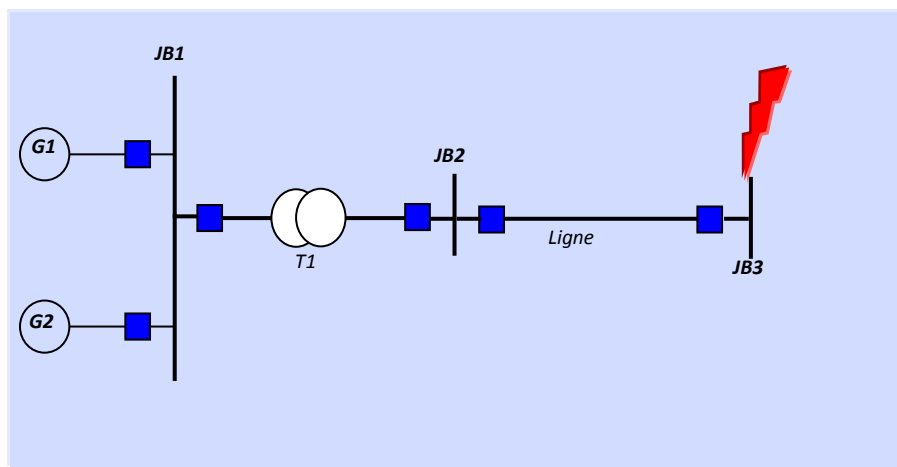


Figure 1.11. Schéma unifilaire du réseau électrique de l'exemple.

La détermination de ces courants permet d'assurer en premier lieu le dimensionnement des équipements de protection et d'autre part assurer la coordination des relais du système de protection.

**Etapas de calculs :**

1. calculer les paramètres des éléments du réseau en unité relative

- Impédance de base :  $Z_B = \frac{U_B^2}{S_B} = \frac{(400)^2}{100} = 1600\Omega$
- Le courant de base :  $I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B} = \frac{100.000}{\sqrt{3} \cdot (400)} = 144.3375 \text{ A}$

Les réactances en unités relatives :

- Réactance du générateur G1 :

$$X'_{dg1} = (X'_{dg1} \%). \frac{S_B}{S_{Ng1}} = (0.024). \frac{100}{60} = 0.4 \text{ p. u}$$

- Réactance du générateur G2 :

$$X'_{dg2} = (X'_{dg2} \%) \cdot \frac{S_B}{S_{Ng2}} = (0.024) \cdot \frac{100}{40} = 0.6 \text{ p. u}$$

- Réactance du transformateur :

$$X_t = (\Delta U_{cc} \%) \cdot \frac{S_B}{S_{Nt}} = (0.16) \cdot \frac{100}{100} = 0.16 \text{ p. u}$$

- Réactance de la ligne :

$$X_L = \frac{Z_L}{Z_B} = \frac{160}{1600} = 0.10 \text{ p. u}$$

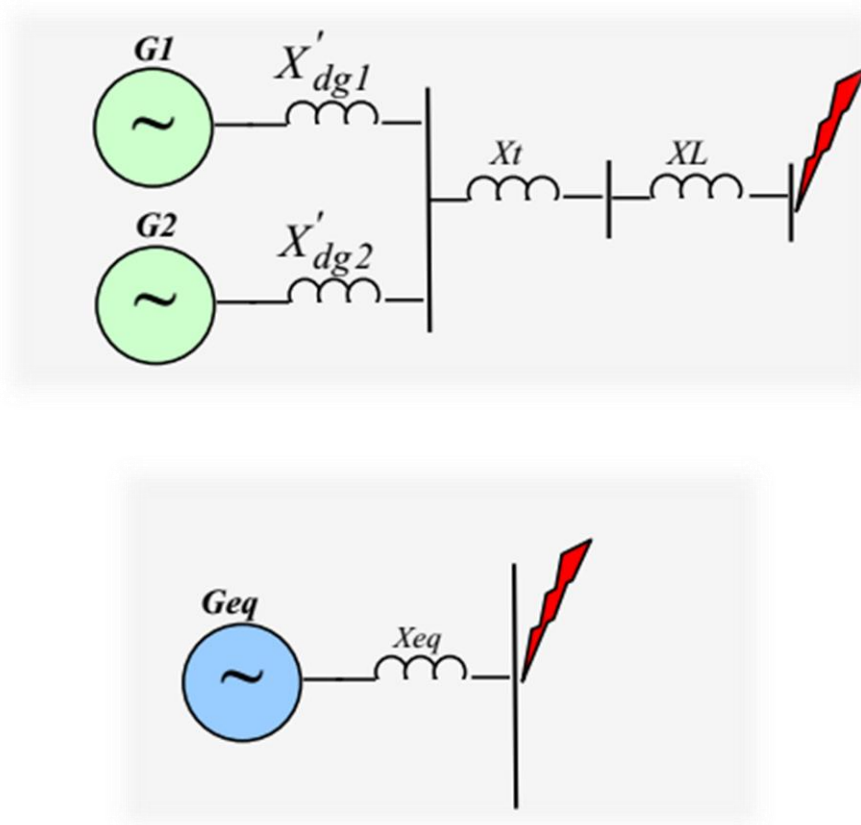


Figure.1.12. Schéma équivalent de l'exemple.

2. Calculer la réactance équivalente au point de court-circuit

$$X_{eq} = j \frac{(X'_{dg1}) \cdot (X'_{dg2})}{X'_{dg1} + X'_{dg2}} + jX_t + jX_L = j \frac{(0.4) \cdot (0.6)}{0.4 + 0.6} + j0.16 + j0.10 = j0.5 \text{ p. u}$$

3. Le courant de court-circuit triphasé

$$i_{cc} = \frac{U_r}{X_{eq}} = \frac{1}{j0.5} = 2 \angle -90 \text{ p. u}$$

La valeur absolue du courant

$$I_{cc} = (I_B) \cdot i_{cc} = (144.3375) \cdot 2 \angle -90 = 288.675 \angle -90 \text{ A}$$

4. Puissance apparente de court-circuit

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{cc} = \sqrt{3} \cdot (400) \cdot (288.675) \cdot (10^3) = 200 \text{ MVA}$$

## 1.6. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons présenté leurs problèmes majeurs que représentent les défauts tels que les court-circuit, la surtension.....etc. ainsi que le calcul des courts-circuits. Ce qui est une étape importante pour le choix et de dimensionnement des équipements ainsi que le réglage de différents éléments associés au système de protection. Le prochain chapitre donnera une description et explication sur les éléments de base d'un système de protection.

# Chapitre 02 :

## Généralités sur la protection



## 2.1. Introduction

Tout réseau nécessite d'être protégé (surtension, surintensité, court-circuit, mise à la terre, etc...). Cette fonction est assurée par un ensemble d'appareillages, pour isoler le défaut et protéger les équipements de réseaux.

Cette fonction est nécessitée bien coordination des appareils de protection pour éviter les coupures aléatoires et bien planification de réseaux et garantie de continuité de service.

Dans ce chapitre, nous étudier les différents types des relais de protection qui constituent le système de protection, les capteurs de courants et de tension pour protégé le réseau contre les défauts de surtension et de surintensité. Ensuite, étudier le principe de relais à maximum de courant et leur caractéristique.

## 2.2. Chaîne de protection

Le système de protection (Figure.2.1) elle consiste un ensemble des appareils est composé a trois parties principale :

- Des capteurs ou réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs à surveiller (courant, tension).
- Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs).
- Des relais de protection.

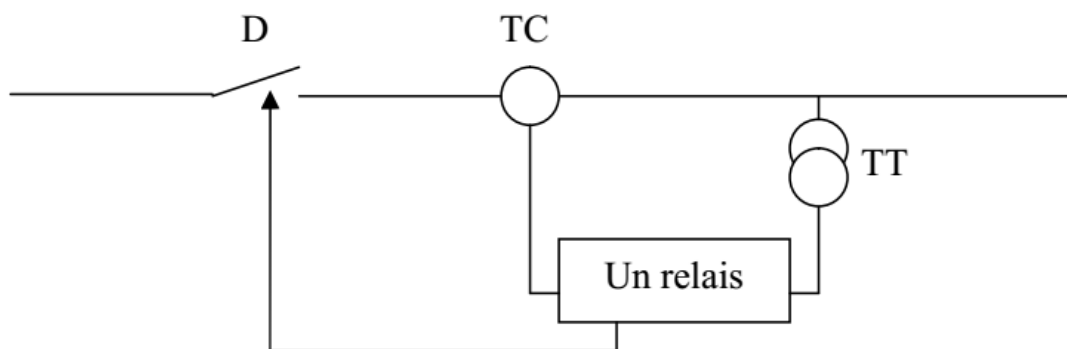


Figure.2.1. Chaîne principale de la protection électrique.

### 2.2.1. Les capteurs 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. On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT). Afin d'assurer

une bonne protection contre les défauts, la caractéristique essentielle d'un réducteur de mesure est sa précision. [1]

### 2.2.1.1. Transformateurs de courant (TC)

Les courants dans le réseau électrique sont souvent trop importants pour traverser directement les appareils de mesure. Les transformateurs d'intensité (transformateurs de courant) permettent de ramener ces courants forts à des valeurs acceptables pour la plupart des appareils, généralement 1 à 5 ampères. La fonction de ces transformateurs est de fournir au secondaire un courant proportionnel au courant primaire mesuré. Son utilisation concerne autant la mesure que la protection.

Le rapport de transformation du TC s'exprime par :

$$m = \frac{I_1}{I_2} \quad (2.1)$$

Remarque :

- Il ne faut jamais laisser le secondaire d'un transformateur de courant ouvert.
- On ne peut pas utiliser un transformateur de courant en courant continu.
- On place un transformateur de courant dans chaque phase du réseau électrique. [2]

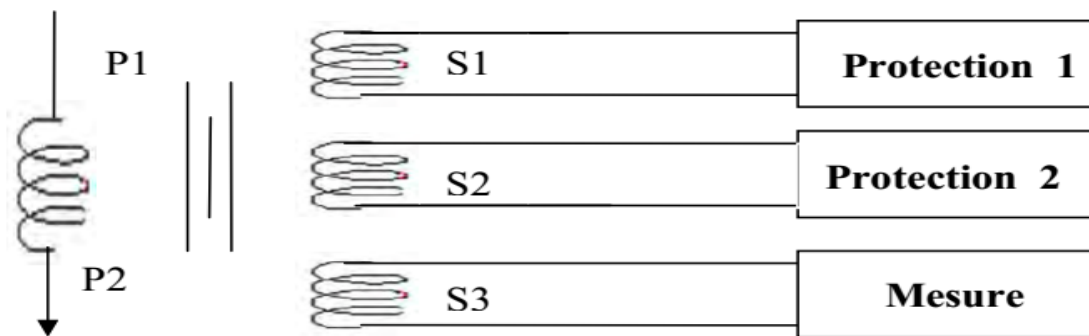


Figure.2.2. Désignation des bornes du transformateur de courant

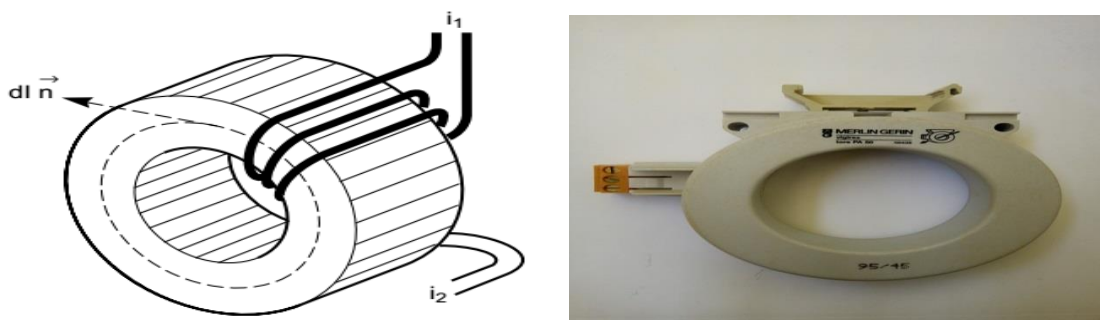


Figure.2.3. Transformateur de courant (TC) type tore

### Principe de fonctionnement d'un TC :

Le transformateur de courant est constitué de deux circuits, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique. Avec plusieurs spires au primaire, l'appareil est de type bobiné. Avec un primaire réduit à un simple conducteur traversant le capteur, l'appareil est à barre passante (primaire intégré constitué par une barre de cuivre), ou traversant (primaire constitué par un conducteur non isolé de l'installation), ou tore (primaire constitué par un câble isolé).

Un TC débite souvent sur une charge plutôt résistive ( $R_c$  + sa filerie), et peut être représenté par la Figure.2.4.Ci-dessous :

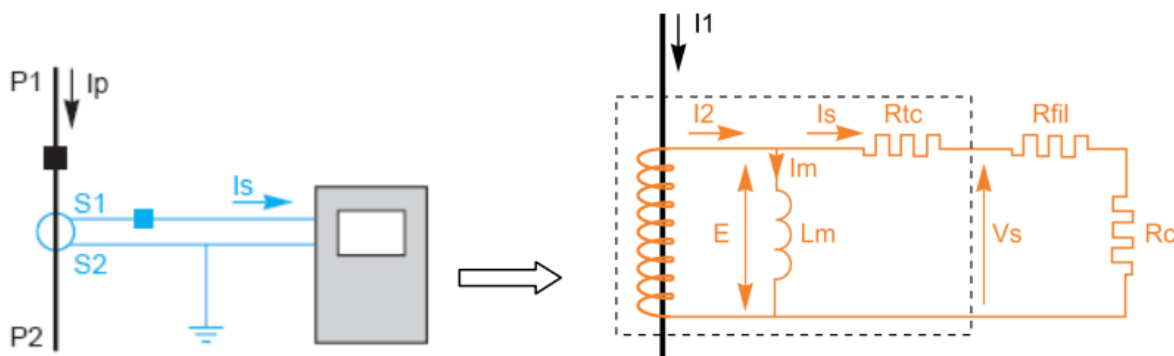


Figure.2.4. Schéma équivalent du circuit secondaire d'un TC.

#### 2.2.1.2. Transformateur de tension

Selon la définition donnée par la commission électrotechnique internationale (C.E.I), un transformateur de tension ou potentiel est un « transformateur de mesure dans lequel la tension secondaire est, dans les conditions normales d'emploi, pratiquement proportionnelle à la tension primaire et déphasée par rapport à celle-ci d'un angle voisin de zéro, pour un sens approprié des connexions ». On utilise aussi le terme transformateur de potentiel (TP).

Il s'agit donc d'un appareil utilisé pour la mesure de fortes tensions électriques. Il sert à faire l'adaptation entre la tension élevée d'un réseau électrique HTA ou HTB (jusqu'à quelques centaines de kilovolts) et l'appareil de mesure (voltmètre, ou wattmètre par exemple) ou le relais de protection, qui eux sont prévus pour mesurer des tensions de l'ordre de la centaine de volts. La caractéristique la plus importante d'un transformateur de tension est donc son rapport de transformation, par exemple 400 000 V/100 V. [3]

### Principe de fonctionnement d'un TT :

La fonction d'un transformateur de tension est de fournir à son secondaire une tension image de celle qui lui est appliquée au primaire. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection.

Les transformateurs de tension (TT ou TP) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique, les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et terre (Figure.2.6).

Avec  $m$  : le rapport de transformation de TT.[3]

$$m = \frac{V_2}{V_1} \quad (2.2)$$

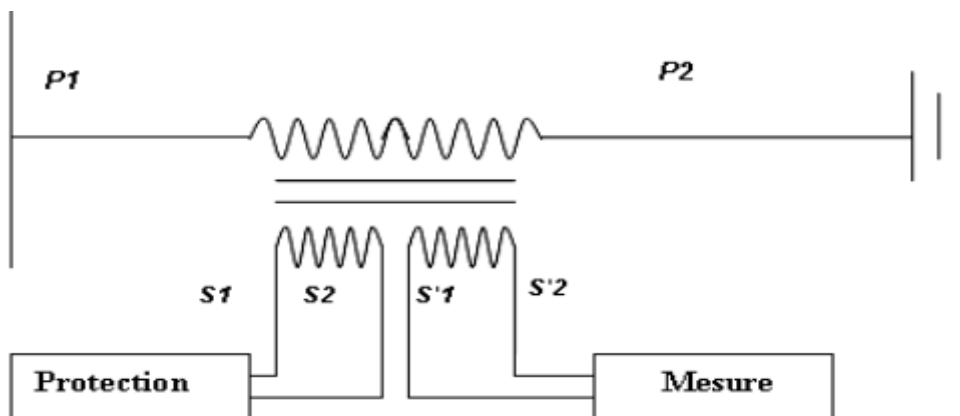


Figure.2.6. Transformateur de tension avec double secondaire.

### 2.2.2. Organe de coupure :

Un disjoncteur est un organe électromécanique de coupure, de protection dont la fonction est le déclenchement automatique en cas de défaut est coupé le courant de court-circuit, donc il protégé les équipements de réseaux contre tous les défauts, l'ouverture cette organe par un ordre de relais de mesure pour assurer la protection de circuit.

Il existe plusieurs type de disjoncteur caractériser en termes de haute tension selon l'éteindre le type d'arc électrique.

- Disjoncteur à air
- Disjoncteur à air comprimé
- Disjoncteur à huile
- Disjoncteur à gaz SF6



Figure.2.7. Disjoncteur à gaz SF6

### 2.2.3. Les relais de protection

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent un ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ...etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance, Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension. ...etc.

Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue, détermine quels disjoncteurs ouvrir et alimente les circuits de déclenchement. [3]

Les relais peuvent être classés en trois familles représentées par la Figure.2.8 :

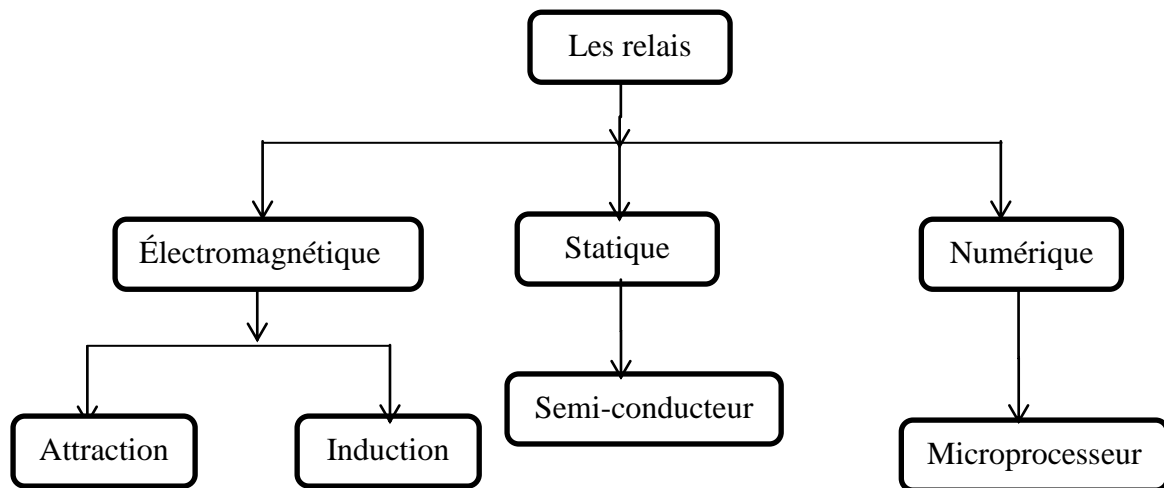


Figure2.8.Type des relais [1].

### 2.2.3.1. Les relais électromécaniques:

Ce relais est basé sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage). [3]

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. (Figure.9).

Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés sont :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance.
- Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure.
- Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de court-circuit. Son coût de fabrication est élevé.

A cause de ces inconvénients, ce type de protection tend à disparaître à l'heure actuelle. [3]

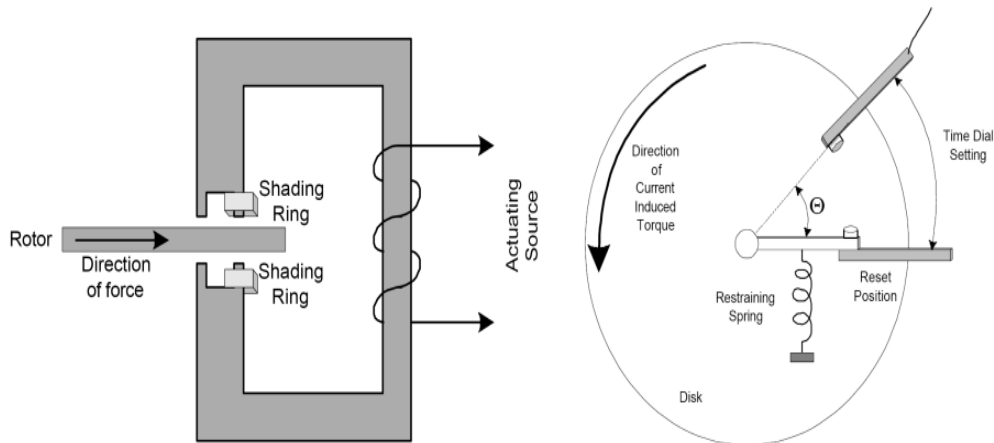


Figure.2.9. Relais électromagnétique à induction par disque simple.



Figure.2.10. Relais électromagnétique.

### 2.2.3.2. Les relais statique:

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques. Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage). Les circuits de comparaison fournissent des signaux temporisations qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue:

- Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de court-circuit.



- Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète.

Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de tests.
- La grande puissance consommée en veille.
- La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle). [3]



Figure.2.11. Relais statique

### 2.2.3.3. Relais numériques :

Les protections numériques, sont basées sur le principe de transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible tension. Du point de vue technologique ces dispositifs numériques se caractérisent par les points suivants :

1. nécessitent une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité.
2. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme l'intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité, le traitement et le stockage de données et l'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe).



3. Cette génération intègre des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. [1]
4. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central.
5. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue. [3]

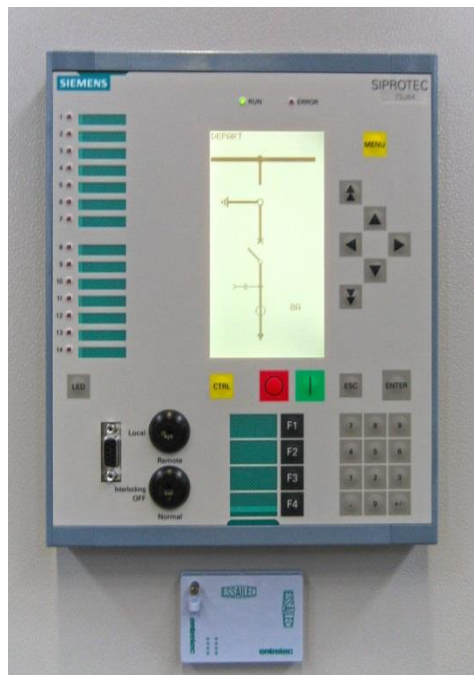


Figure.2.13. Relais numérique.

#### Avantage d'un relais numérique

- **Économique** : La raison principale de l'acceptation des relais numériques est qu'ils présentent beaucoup de dispositifs au prix raisonnable.
- **Rapide** : Il y a deux raisons du fonctionnement rapide des relais numériques ; un, les relais numériques n'emploient aucune partie mécanique, deux, l'utilisation des processeurs à grande vitesse ont fait de ces relais très rapides.
- **Fonctions multiples** : Les relais, les compteurs, les commutateurs de commande, les indicateurs, et les appareils de communication peuvent être intégré dans un relais protecteur simple à microprocesseur. Les schémas de sous-station/système et les

diagrammes de câblage sont facilement produits en raison du nombre réduit de dispositifs et de câblage relatif.

- **Petite taille** : Les relais numériques sont plus légers dans le poids et ont besoin de moins d'espace que les relais électromécaniques et à semi-conducteur. Pour cette raison, il est facile de transporter ces dispositifs. [4]

### Schéma bloc d'un relais numérique

Le relais numérique est un dispositif à base de microprocesseur qui utilise un logiciel pour le traitement des signaux échantillonnés et mettre en application la logique du relais. La majeure partie de la recherche dans le secteur de la protection à relais numériques est liée au développement des algorithmes pour des applications spécifiques. Les éléments de base d'un relais numérique sont résumés sur la Figure.2.14. [4]

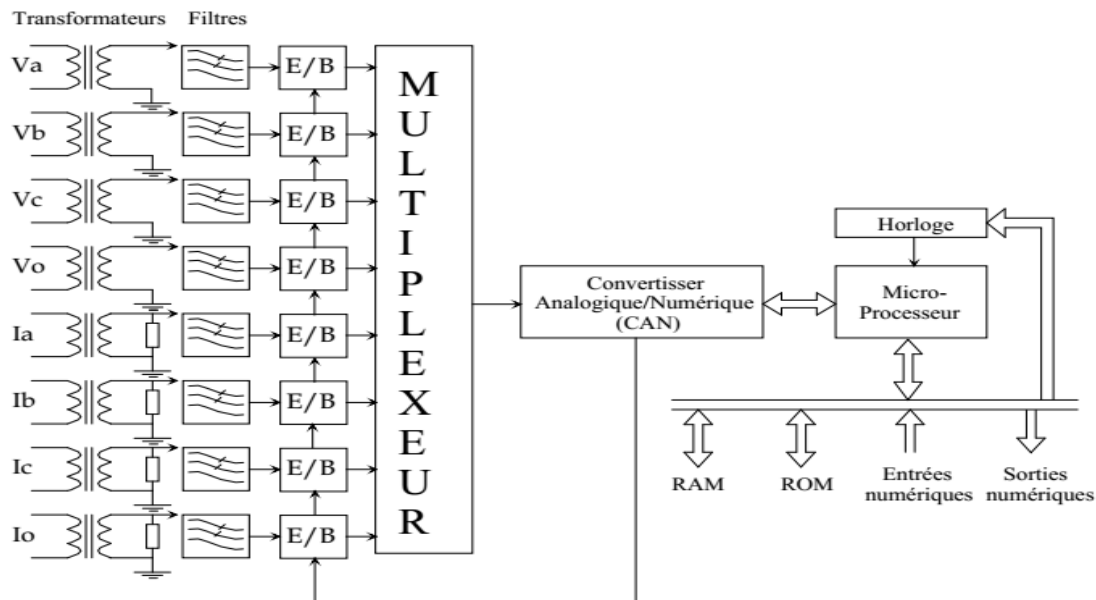


Figure.2.14. Eléments de base d'un relais numérique.

### 2.3. Techniques utilisées dans la protection des lignes de transport

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 mesure du courant et de la tension du réseau. En général, quand un défaut de court-circuit 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 est donné un ordre de déclenchement à l'organe de coupure. Les relais sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée auxquelles ils répondent. La majorité des relais de protection utilisés dans les réseaux électriques sont décrits ci-dessous. [1]

### 2.3.1. Relais de mesure de courant

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. Les 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]

### 2.3.2. 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]

### 2.3.3. 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. Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trois 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]

### 2.3.4. Relais de mesure de puissance

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

- Par des relais de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasée.
- Par des relais de puissance dits à angle dont l'angle  $\theta$  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]

### 2.3.5. Protection différentielle

La protection différentielle est un principe commun de protection pour les transformateurs, moteurs, et générateurs. 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]

La Figure.2.15 représente une phase d'un système de protection différentiel triphasé. Des circuits multiples peuvent exister, mais l'exemple est suffisant pour expliquer le principe de base de la protection différentielle. [4]

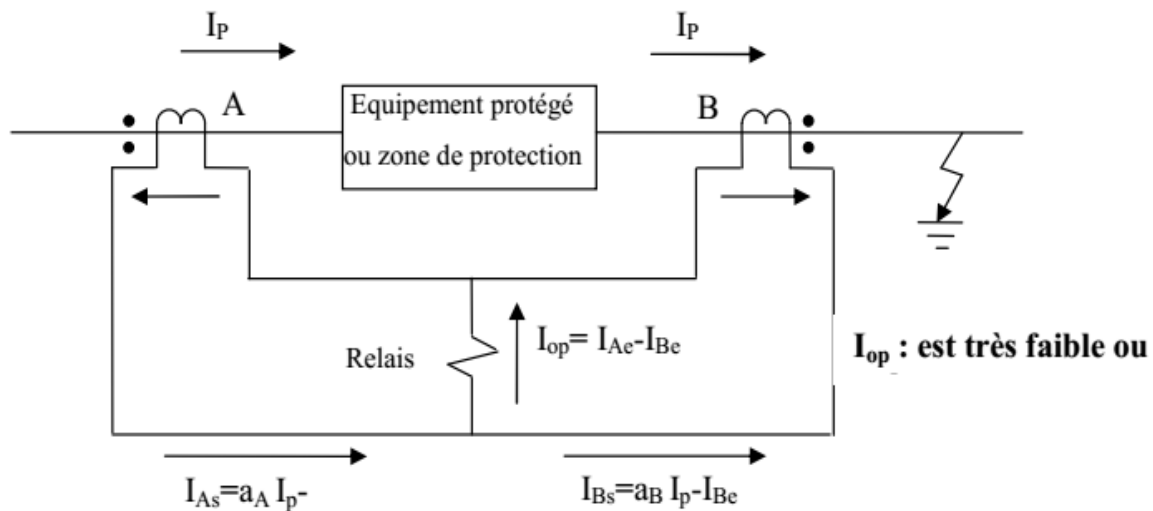


Figure.2.15. Protection différentiels pendant un défaut externe.

### Protection différentielle longitudinale

Ce type de protection est utilisé dans des sections de petite longueur (jusqu'à 5km dans les réseaux 35kV et jusqu'à 10km dans les réseaux 110kV) dans le cas où la protection de distance ne répond pas aux exigences de la vitesse, la sélectivité et de la sensibilité. Les fils pilotes le long de la voie de la ligne de transport effectuent la comparaison courante à l'extrémité de la section protégée. [4]

#### 2.3.6. Protection par relais de distance

Le principe de base du relais de distance se fonde sur le fait que l'impédance de la ligne est assez constante suivant le long de la ligne et proportionnelle à la longueur de la ligne. Cette particularité est pratiquement vraie et indépendante des amplitudes de la tension et du courant. Donc, l'impédance vue à partir de l'endroit du relais à n'importe quel point de défaut suivant le long de la ligne est proportionnelle à la distance entre le relais et le point de défaut et l'endroit de défaut peut être déterminé s'il fait partie de la ligne protégée.

Parfois les relais de distance sont aussi appelés comme relais à minimum d'impédance pour cette raison. Les relais de protection de distance déterminent l'impédance de défaut ( $Z_f$ ) à partir de la tension ( $V_{def}$ ) et le courant ( $I_{def}$ ) de court-circuit mesurée à l'endroit de relais suivant les indications de la Figure.2.16.

Le relais compare l'impédance de défaut mesurée à une valeur de référence ( $Z_{ref}$ ). Si l'impédance mesurée de défaut est plus petite que la valeur de référence ( $Z_{ref}$ ), un défaut interne soit déclaré et une commande est envoyée au disjoncteur pour ouvrir le circuit. [4]

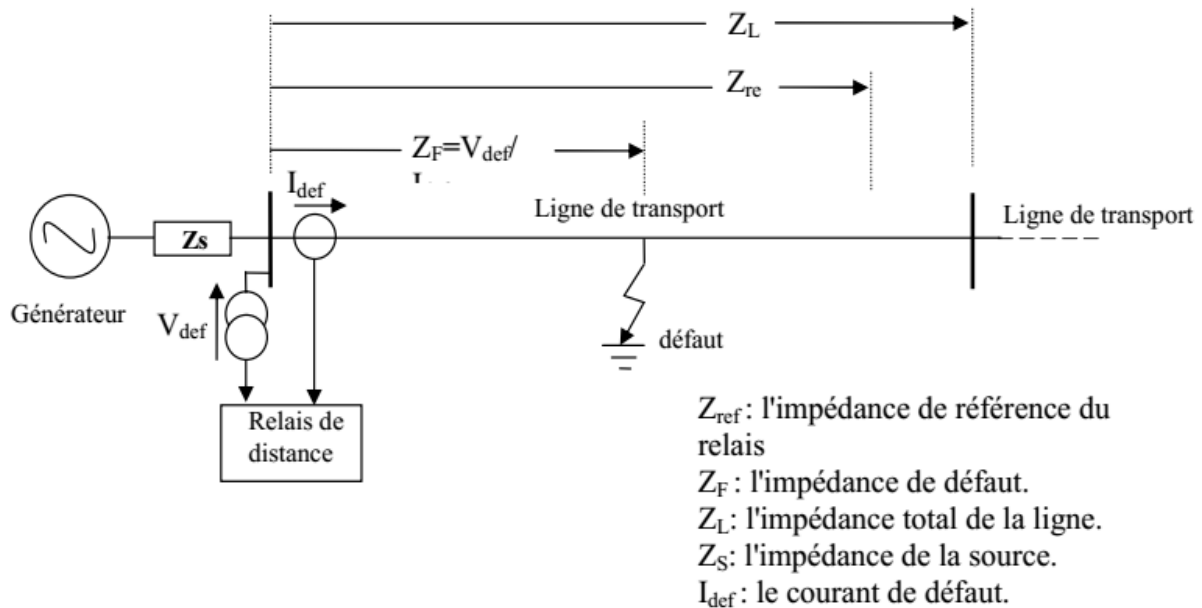


Figure.2.16. Principe de la protection de distance.

### 2.3.7. Relais à maximum de courant non directionnel

Elle est basée sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut ( $I_F$ ) est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source. Une protection ampérométrique est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de court-circuit minimal provoqué par un défaut sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un défaut situé en aval (au-delà de la zone surveillée). Ce système est économique, simple et rapide. La protection est reliée à un transformateur de courant (TC) qui permet de réduire le courant traversant le réseau à un niveau qui le rend mesurable par un appareil électronique. [5]

#### Les caractéristiques de réglage d'un relais à maximum de courant :

Certaines caractéristiques des fonctions de protection sont réglables par l'utilisateur notamment :

- seuil de déclenchement : il fixe la limite de la grandeur observée déterminant l'action de la protection.
- temps de déclenchement :

#### A) temporisation à temps indépendant, ou temps constant (DT : Definite Time) :

L'exemple de la figure.2.17.appliqué à un relais de courant, fait apparaître que le temps de déclenchement de la protection est constant (réglage de la temporisation T) au-delà du seuil de courant  $I_s$ . [6]

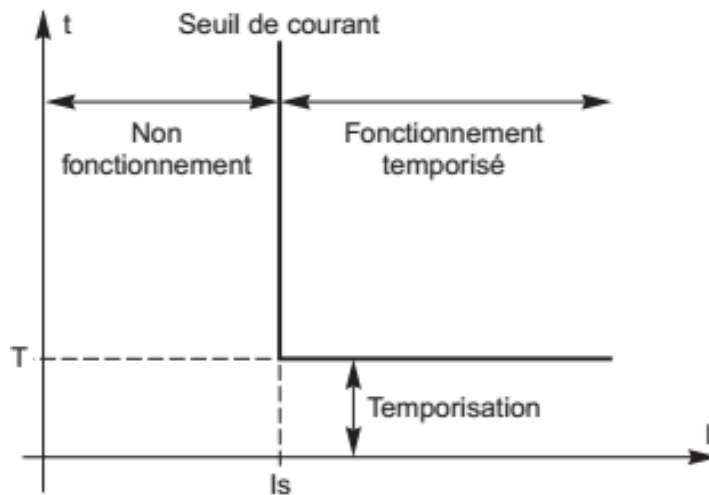


Figure.2.17. principe du déclenchement à temps indépendant.

**B) temporisation à temps dépendant (IDMT: Inverse Definite Minimum Time) :**

L'exemple de la Figure.2.18 appliqué à un relais de courant, fait apparaître que le temps de déclenchement de la protection est d'autant plus court que le courant est élevé, au-delà du seuil de courant  $I_s$ . [6]

Plusieurs types de courbes existent, déterminées par des équations et définies selon les différents organismes de normalisation : par exemple la CEI définit par la Figure.2.19 et le tableau.2.1 :

- temps inverse (SIT, standard inverse time)
- temps très inverse (VIT, very inverse time)
- temps extrêmement inverse (EIT, extremely inverse time). [6]

Tableau.2.1. les équations courbes de déclenchement à temps dépendant selon la norme IEC.

Type de courbe	Equation (IEC 60255)
temps inverse (SIT, standard inverse time)	$t = TMS \times \frac{0.14}{I_r^{0.02} - 1}$
temps très inverse (VIT, very inverse time)	$t = TMS \times \frac{13.5}{I_r - 1}$
temps extrêmement inverse (EIT, extremely inverse time)	$t = TMS \times \frac{80}{I_r^2 - 1}$

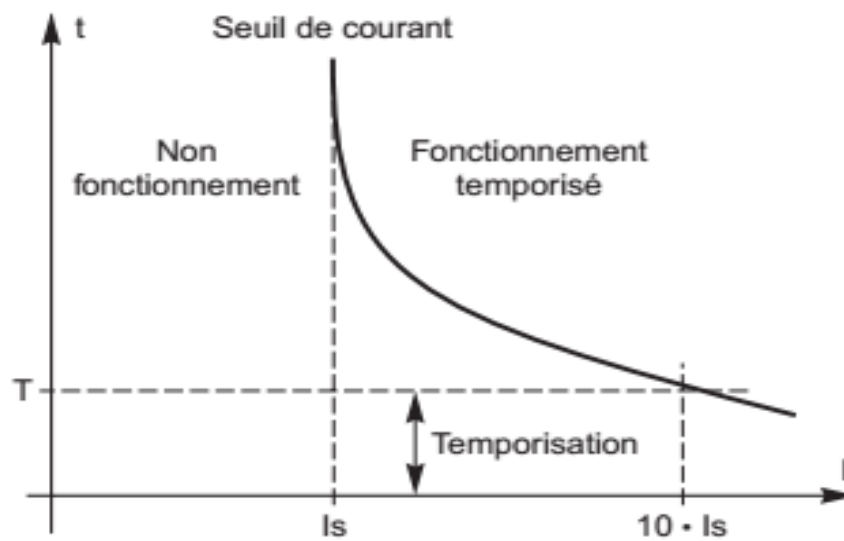


Figure.2.18. principe du déclenchement à temps dépendant.

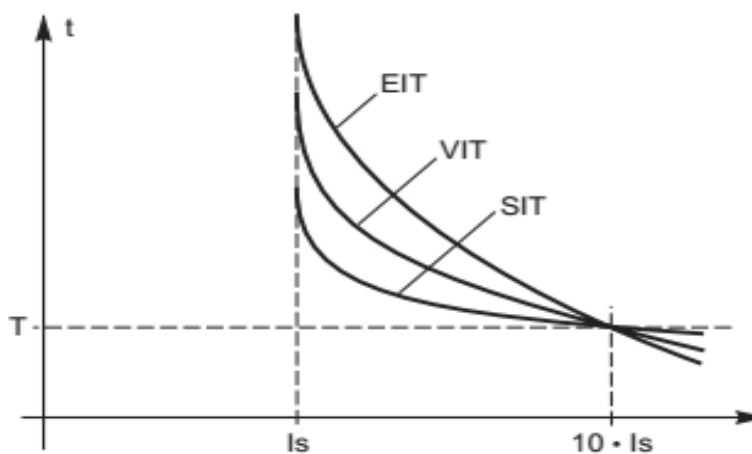


Figure.2.19. courbes de déclenchement à temps dépendant.

### 2.3.8. Relais à maximum de courant directionnel

Dans un réseau bouclé ou radial avec des sources multiples et de courant de défaut identique l'écoulement du courant de défaut par rapport à l'emplacement du relais peut être soit sur la ligne ou au jeu de barres à côté du relais. Dans ces circonstances, il est impossible de réaliser la sélectivité en utilisant des relais de surintensité seulement. La sélectivité peut être réalisée en utilisant les relais à maximum de courant directionnels. La Figure.2.20 représente un réseau bouclé qui est protégé avec des relais à maximum de courant directionnel. Les flèches asymétriques se dirigent dans la direction de l'écoulement du courant de défaut pour laquelle les relais devraient fonctionner. Seulement à l'endroit 1 et 10 le courant de défaut peut circuler vers la ligne dans la direction pour laquelle le déclenchement est désiré ou dans le sens



inverse. Les relais à ces endroits pourraient, donc, être non-directionnels comme est indiqué par les flèches à la tête double. [4]

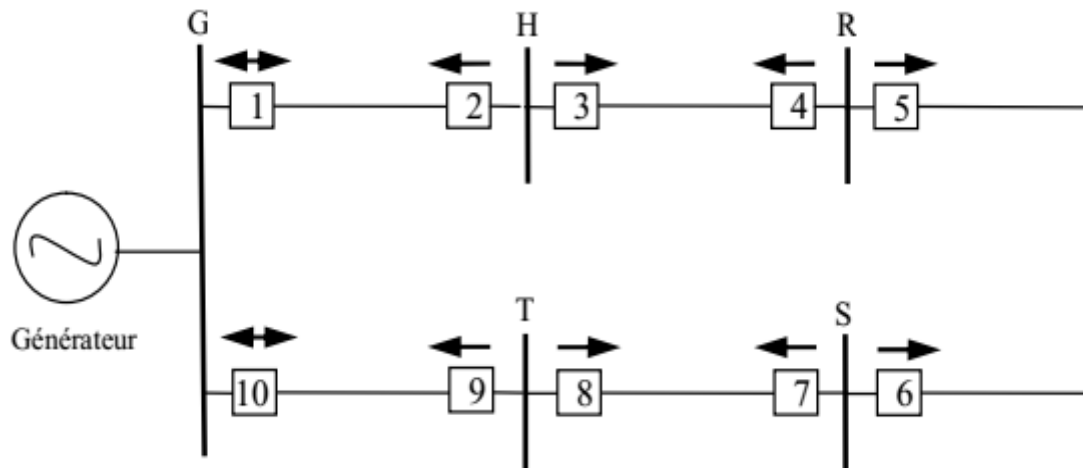


Figure.2.20. Protection à maximum de courant directionnel d'un réseau bouclé.

### Rôle des protections directionnelles

Le rôle fondamental des protections d'un réseau électrique est de détecter un défaut électrique et de mettre hors tension la portion du réseau qui est le siège de ce défaut - portion la plus limitée possible. La protection directionnelle permet de discriminer la partie du réseau en défaut mieux que ne le fasse une protection à maximum de courant. Elle est nécessaire en cas de défaut :

- en présence de plusieurs sources
- si boucles fermées ou câbles en parallèles
- en neutre isolé pour les retours de courants capacitifs
- et pour détecter le sens anormal d'écoulement d'énergie active ou réactive (machines tournantes). Ainsi, dans la situation d'un réseau à deux sources illustrée par la Figure.2.21.

Les protections directionnelles de courant sont capables de ne déclencher que l'arrivée en défaut. C'est la mesure du sens d'écoulement du courant, c'est-à-dire la mesure du déphasage entre courant et tension, qui permet de détecter la direction dans laquelle se trouve le défaut. [7]

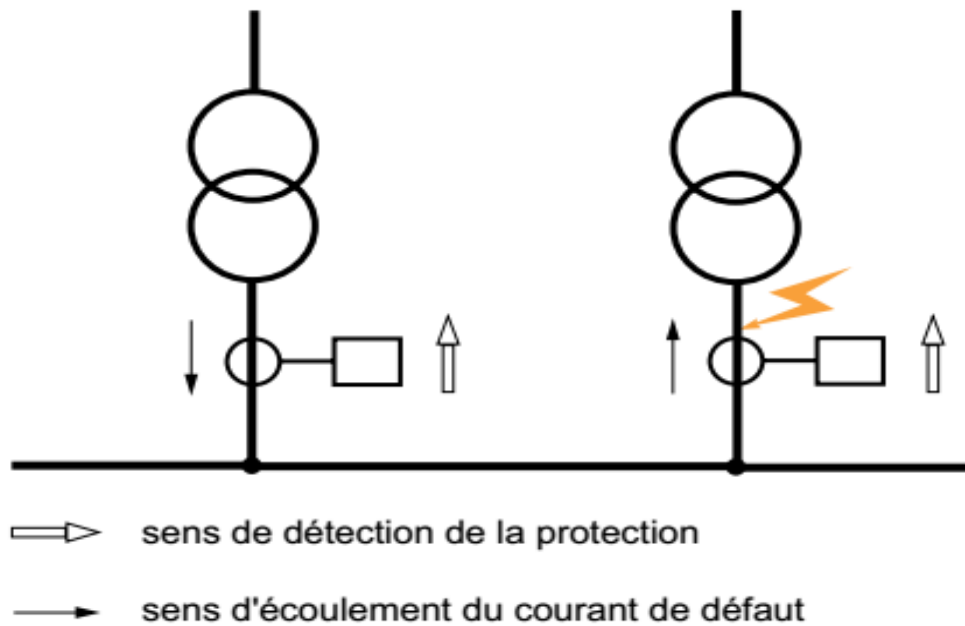


Figure.2.21. illustration du rôle des protections directionnelles.

### Applications

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).

#### A) La protection directionnelle de "phase"

Est installée pour protéger deux liaisons exploitées en parallèle, une boucle ou une portion de réseau reliant deux sources d'énergie (la Figure.2.22). [7]

#### B) La protection directionnelle de "terre"

Est sensible au sens d'écoulement du courant à la terre. Dès lors que le courant de défaut phase-terre se répartit entre plusieurs systèmes de mise à la terre, il est nécessaire d'installer des protections directionnelles de terre (la Figure.2.23). [7]

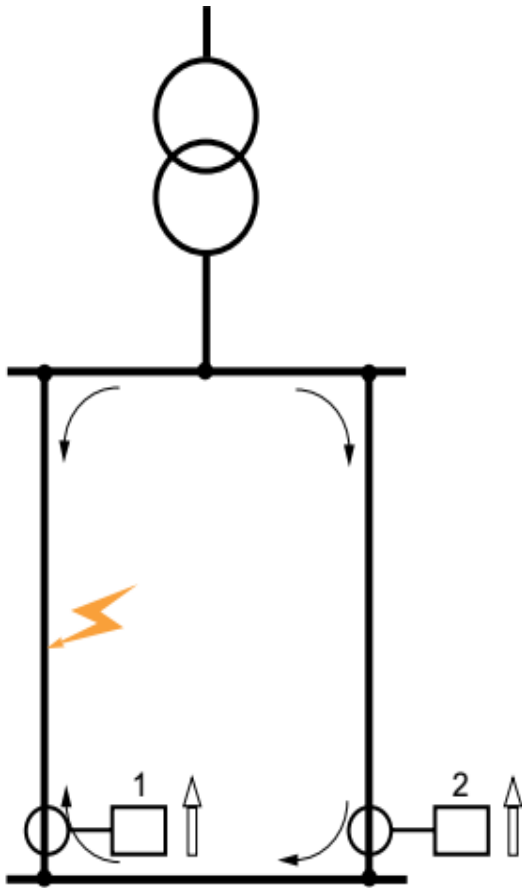


Figure.2.22. protection directionnel phase.

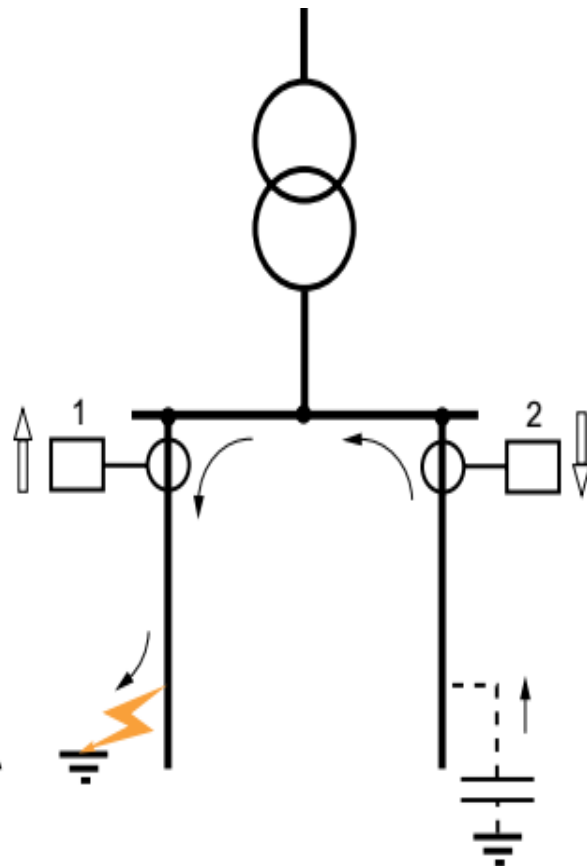


Figure.2.23. protection directionnel terre.

Les protections directionnelles sont donc un moyen complémentaire aux protections à maximum d'intensité, permettant, dans les situations précédemment citées, d'assurer une bonne discrimination de la portion de réseau en défaut. [7]

#### 2.4. Conclusion:

Dans ce chapitre, il nous a paru nécessaire de donner assez d'informations sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types des défauts qui peuvent survenir sur le réseau électrique.

La sélectivité des protections et la coordination des relais à maximum de courant est un critère important pour une bonne protection donc bon continuité de service

Ce système de protection est nécessité d'introduire l'aspect d'optimisation sur le problème de coordination des relais de protection.

## Chapitre 03 :

Technique de coordination des relais  
par les méthodes méta-heuristique.

### 3.1. Introduction

L'objectif du système de protection est de protéger les appareils et les personnes contre les diverses formes de dommages possibles et ne doit priver d'énergie qu'un nombre réduit 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 un minimum de déconnexions du réseau. Le système de protection doit être également rapide et économique autant que possible.

Pour atteindre ces objectifs, les systèmes de protection doivent être conçus convenablement et leurs relais de protection ajustés en coordination entre eux, en utilisant des méthodes méta-heuristiques. [11]. Vu la complexité du problème de coordination, plusieurs méthodes méta-heuristique ont été proposées, nous citons par exemple, les algorithmes génétiques, l'essai de particule, l'agrile des abeilles artificielle, l'algorithme de fourmi. [25]

Dans ce chapitre expliqué dans la première partie les différentes techniques de sélectivité, et dans la deuxième partie présenté les méthodes métaheuristiques.

#### Partie 1 :

### 3.2. Les différentes techniques de Sélectivité

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.[5]

Différents moyens peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique :

- sélectivité ampérométrique par les courants.
- sélectivité chronométrique par le temps.
- sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.
- sélectivité par utilisation de protections différentielles.
- sélectivité par utilisation de protections directionnelles.

#### 3.2.1. Sélectivité ampérométrique

Pour assurer une sélectivité de type ampérométrique, la grandeur contrôlée est le courant. Sur un réseau, un courant de court-circuit est d'autant plus faible que le point de défaut est éloigné

de la source. La sélectivité peut donc théoriquement être obtenue en ajustant le seuil des dispositifs de protection au courant de court-circuit prévisible selon leur emplacement. [16]

**Avantages**

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les défauts situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée ; elle est insensible aux défauts apparaissant au-delà. Pour des tronçons de lignes séparés par un transformateur, ce système est avantageusement utilisé car simple, de coût réduit et rapide (déclenchement sans retard). Un exemple est donné par la Figure.3.1.

$$I_{ccB} < I_{sA} < I_{ccA}$$

$I_{sA}$  : intensité de réglage

$I_{ccB}$  : image au primaire, du courant de court-circuit maximum au secondaire. Les temporisations  $T_A$  et  $T_B$  sont indépendantes, et  $T_A$  peut être plus court que  $T_B$ . [14]

**Inconvénients**

L'inconvénient majeur de cette sélectivité est qu'il n'y a pas de secours de l'aval par l'amont (pas de redondance). Enfin le handicap essentiel de la sélectivité ampérométrique est que le seuil d'une protection est d'autant plus élevé qu'elle est proche de la source, d'où des risques de dégâts plus importants. [16]

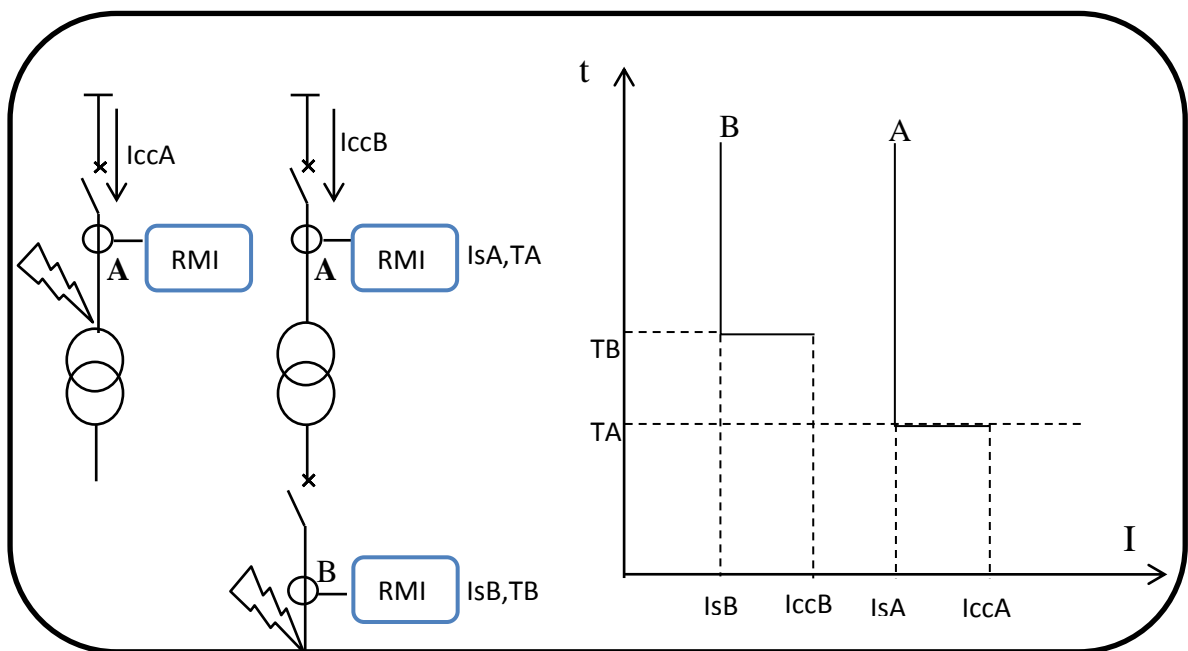


Figure.3.1. fonctionnement d'une sélectivité ampérométrique.

### 3.2.2. Sélectivité chronométrique

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue. Ainsi, sur le schéma de Figure.3.2), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en, elle-même plus rapide que celle installée en B. Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, revient à leur position de veille. La différence des temps de fonctionnement  $\Delta T$  entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité. [5]

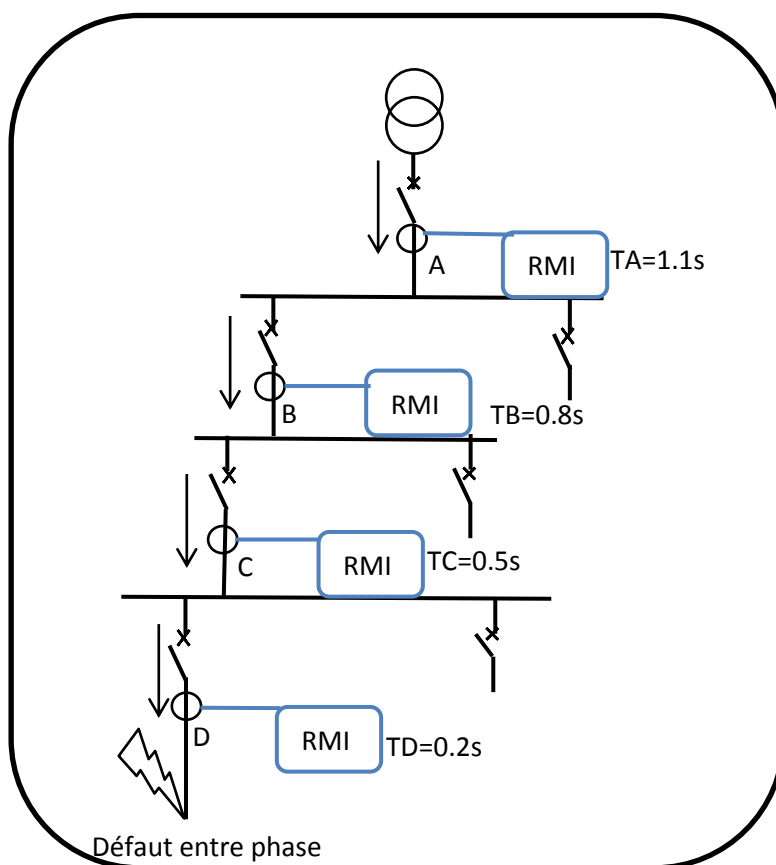


Figure.3.2. principe de la sélectivité chronométrique.

#### Avantages

Ce système de sélectivité a les avantages suivants:

- Assure son propre secours, par exemple si la protection D est défaillante, la protection Est activée plus tard.
- Réalisation simple. [10]

#### Inconvénients

Lorsque le nombre de relais en cascade est grand, du fait que la protection située le plus en

amont a la temporisation la plus longue, on aboutit à un temps d'élimination de défaut prohibitif et incompatible avec la tenue des matériels au courant de court-circuit. [10]

### 3.2.3. Sélectivité logique

On appelle aussi ce type de sélectivité « Système de Sélectivité Logique » ou SSL. Son brevet a été déposé par Merlin Gerin et il met en œuvre des échanges d'informations entre les unités de protection. Le courant est représenté par la grandeur contrôlée. [16]

#### Mode de fonctionnement

L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité, et donc de réduire considérablement le retard de déclenchement des disjoncteurs situés les plus près de la source. En effet, dans un réseau en anneau, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander. Chaque protection sollicitée par un défaut envoie :

- un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre du relais amont).
- un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval. [14]

La figure.3.3 représente le principe de fonctionnement du la sélectivité logique.

#### Avantages

Le temps de déclenchement est indépendant de la position du défaut dans la cascade de sélectivité, et du nombre de protections en cascade. Ainsi est-il possible d'obtenir la sélectivité entre une protection amont de temporisation faible et une protection aval de temporisation élevée, on peut par exemple prévoir une temporisation plus réduite à la source que près des récepteurs. De plus, ce système intègre par conception un secours. [14]

#### Inconvénients

Ce dispositif nécessite la transmission des signaux logiques entre les différents étages de protection, donc l'installation de filerie supplémentaire ; cette contrainte est forte lorsque les protections sont éloignées, par exemple dans le cas de liaisons longues (plusieurs centaines de mètres). Aussi peut-on tourner la difficulté en faisant de la combinaison de fonctions :



sélectivité logique au niveau de tableaux proches, et sélectivité chronométrique entre zone éloignées. [10]

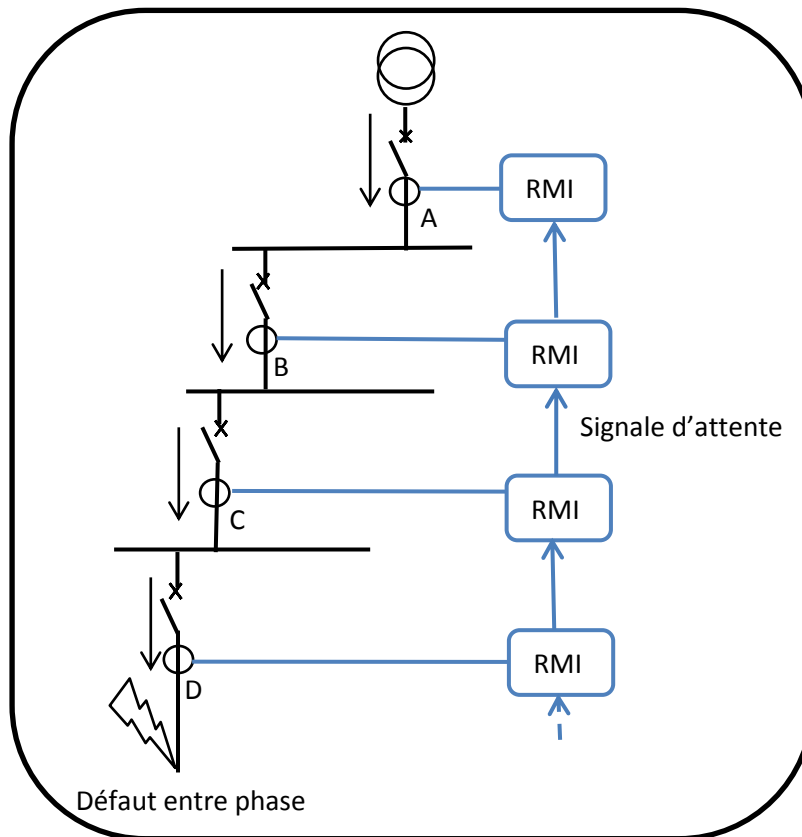


Figure.3.3. principe de la sélectivité logique.

### 3.2.4. Sélectivité par protection différentielle

En l'absence de défaut, en principe, les courants entrant dans chaque élément d'une installation de distribution électrique sont égaux, phase à phase, à ceux qui en sortent. Le rôle de la protection différentielle est de contrôler ces égalités, de mesurer la différence éventuelle entre deux courants (due à un défaut) et, pour un seuil prédéterminé, de donner un ordre de déclenchement. [11]

#### Principe

Ces protections comparent les courants aux deux extrémités du tronçon de réseau surveillé voire la figure.3.4.

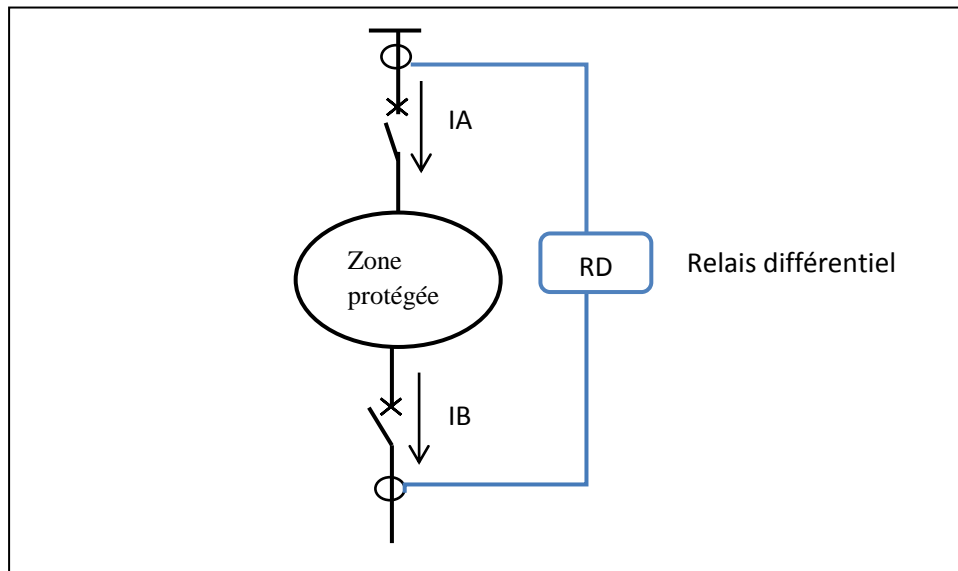


Figure.3.4. principe de la protection différentielle.

### Mode de fonctionnement

Toute différence d'amplitude et de phase entre ces courants signale la présence d'un défaut : la protection ne réagit qu'aux défauts internes à la zone couverte et est insensible à tout défaut externe. Elle est donc sélective par nature [10].

Le fonctionnement est possible à condition d'utiliser des transformateurs de courant spécifiquement dimensionnés, rendant insensible la protection aux autres phénomènes. La stabilité de la protection différentielle est sa capacité à rester insensible s'il n'y a pas de défaut interne à la zone protégée, même si un courant différentiel est détecté :

- courant magnétisant de transformateur.
- courant capacitif de ligne.
- courant d'erreur dû à la saturation des capteurs de courant.

### Avantage

- Protection sensible à des valeurs de courants de défaut inférieures au courant nominal de l'élément protégé.
- Protection de zone qui peut déclencher instantanément.

### Inconvénients

- Le coût de l'installation est important.
- La mise en œuvre du dispositif est délicate.
- Il faut prévoir une fonction de secours à maximum de courant. [14]

### 3.2.5. Sélectivité par protection directionnelle

#### Principe

Dans un réseau bouclé, ou un défaut est alimenté par les deux extrémités, il faut utiliser des protections sensibles au sens de circulation du courant de défaut, pour pouvoir le localiser et l'éliminer de façon sélective. On utilise pour cela des protections à maximum de courant directionnel. Nous allons étudier un exemple de sélectivité directionnelle pour les défauts entre phases d'un réseau à deux arrivées en parallèle. [10]

#### Exemple d'utilisation de protections directionnelles :

La figure.3.5. Est représenté un exemple de l'application de protection directionnelle à deux arrivées.

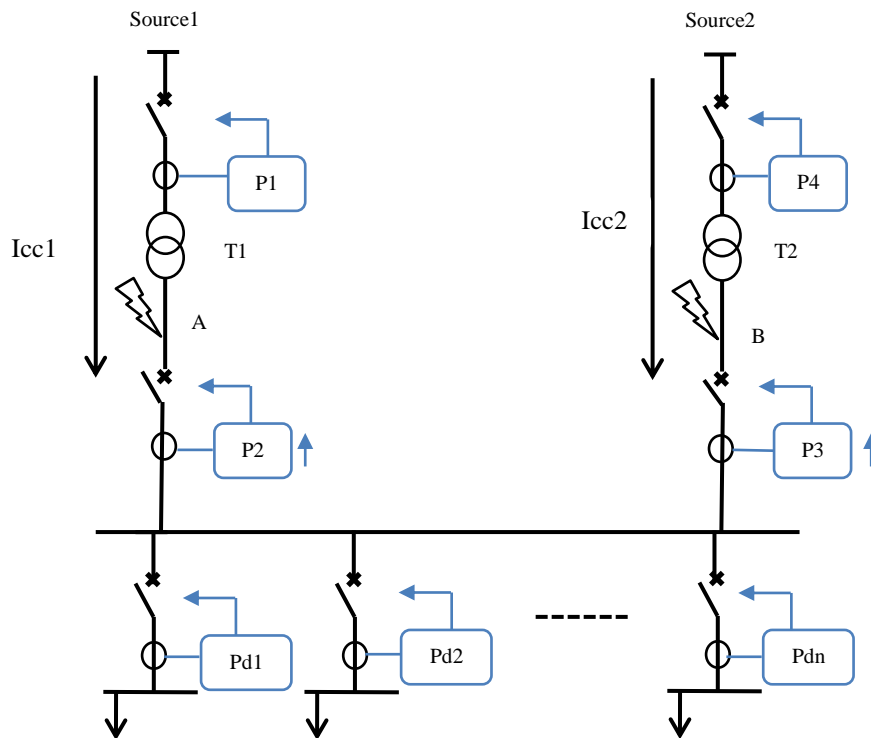


Figure. 3.5. Exemple de deux arrivées en parallèle.

P1, P4 : protection à maximum de courant phase.

P2, P3 : protection à maximum de courant directionnel.

Pd1, Pd2, ..., Pdn : protection à maximum de courant phase.

↑ : Sens de détection du courant de défaut pour la protection directionnel.

Objectif : assurer la continuité de service lors d'un défaut au niveau de transformateurs 1 ou 2.

- Pour un défaut ou point A, les deux courant de court-circuit  $I_{cc1}$  et  $I_{cc2}$  s'établissement simultanément.
- Les quatre protections P1, P2, P3, P4 sont traverses pour les courants de court-circuit.
- La protection P3 n'est pas activée car elle traversée par un courant circulant dans le sens opposé à sens de détection P3.
- La protection P2 est activée car elle est traversée par un courant circulant dans le sens de sa détection elle provoque le déclenchement de disjoncteur associée.
- Le déclenchement de ce disjoncteur provoque la coupure du courant de court-circuit  $I_{cc2}$ .
- La protection P1 provoque le déclenchement de disjoncteur associée car la temporisation bien déterminer ( $tdP1 < tdP4$ ), donc le courant de court-circuit  $I_{cc1}$  est coupée.
- La protection P4 n'est pas activée car les courant de court-circuit  $I_{cc1}$  et  $I_{cc2}$  est coupée.
- Les mêmes étapes pour le défaut ou point B.

### Avantage

La solution employée est simple et utilisable dans de nombreux cas. [14]

### Inconvénient

Le dispositif nécessite l'utilisation de transformateurs de tension qui serviront de référence de phase pour la détermination du sens du courant. [14]

### Partie 2 :

#### 3.3. Méthode d'optimisation

L'optimisation est le mécanisme par lequel on trouve la valeur maximale ou minimale d'une fonction. Ce mécanisme est utilisé dans plusieurs domaines tels que: la physique, chimie, l'économie, et l'informatique...etc. où le but est de maximiser l'efficacité, la productivité et d'autre mesures. Il existe des méthodes déterministes permettant de résoudre certains problèmes d'optimisation en un temps fini. Ils permettent de trouver facilement et rapidement la solution la plus approchée du l'optimale si ce dernier existe, et reste un moyen très efficace pour traitement de problèmes complexes.

### 3.3.1. Les méthodes métaheuristiques

Les méta-heuristiques, sont des méthodes générales de recherche dédiées aux problèmes d'optimisation difficile. Ces méthodes ont des inspirations de l'éthologie comme les colonies de fourmis, de la physique comme le recuit simulé, et de la biologie comme les algorithmes évolutionnaires. [22]

### 3.3.2. Domaines d'utilisation des méta-heuristiques

Les méta-heuristiques sont utilisées pour résoudre les problèmes d'optimisation difficile qui sont des problèmes pour lesquelles aucune méthode exacte n'est capable de résoudre exactement en un temps raisonnable. Ces problèmes peuvent se découper en deux types de problèmes : les problèmes discrets et les problèmes continus.

- certains problèmes d'optimisation discrète, pour lesquels on ne connaît pas d'algorithme exact polynomial (c'est à dire dont le temps de calcul est proportionnel à  $N^n$ , où  $N$  désigne le nombre de paramètres inconnus du problème, et  $n$  est une constante entière).
- certains problèmes d'optimisation à variables continues, pour lesquels on ne connaît pas d'algorithme permettant de repérer un optimum global (c'est-à-dire la meilleure solution possible) à coup sûr et en un nombre fini de calculs. [18]

### 3.3.3. Classification des Méta-heuristiques

Les méta-heuristiques peuvent être partagées en deux classes :

#### 3.3.3.1. Les méta-heuristiques à solution unique:

Connue aussi par l'appellation approche trajectoire, sont celles qui partent d'une solution initiale exacte ou aléatoire, et en s'éloignent progressivement, en réalise une trajectoire formé d'un parcours progressif dans l'espace des solutions, cette classes regroupe :

- La méthode descente
- Le recuit simulé
- La méthode Tabou
- La recherche par voisinage variable. [22]

#### 3.3.3.2. Les méta-heuristiques à solution multiple ou à population:

Ces méthodes améliorent une population de solutions au fur et à mesure par une suite d'itération. Sont rangées sous cette classe plusieurs méthodes comme les algorithmes évolutionnaires, les algorithmes à évolution différentielle, la recherche dispersée, les

algorithmes d'optimisation par colonies de fourmis, les algorithmes d'optimisation par essaim particuliers. La Figure 3.6 représenté cette classification. [22]

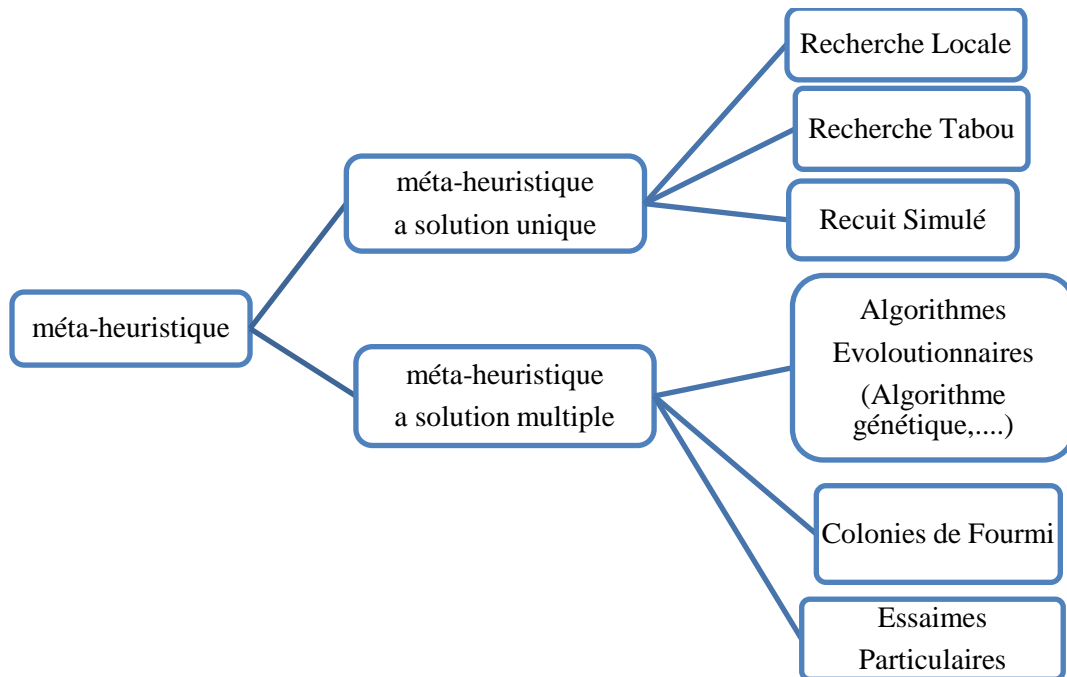


Figure.3.6. Classification des métaheuristiques. [22]

### **3.4. Les méthodes à base de population :**

#### **3.4.1. Les algorithmes génétiques:**

Les algorithmes génétiques sont le type d'algorithme le plus connu et le plus utilisé des algorithmes évolutionnaires, développée dans les années 70 par Holland, puis approfondis par Goldberg en 1989, les algorithmes génétiques possèdent la particularité qu'ils font évoluer des populations d'individus codés généralement en binaire. [18]

Chaque étape de GA est associée à un opérateur décrivant la façon de manipuler les individus:

- Chromosome (individu) : Les chaînes des systèmes génétiques artificiels sont analogues aux chromosomes des systèmes biologiques. Ils portent les informations génétiques d'un individu. Ainsi, un individu se compose d'un ensemble d'éléments appelés caractéristiques ou gènes. [19]
- Evaluation : L'application d'un AG nécessite, en premier lieu, le calcul d'une fonction d'évaluation qui doit être minimisée ; ou d'une fonction fitness qui doit être maximisée. La fonction d'évaluation permet d'évaluer les individus et d'effectuer le processus de sélection.
- Sélection : Pour déterminer quels individus sont plus enclins à se reproduire, une sélection

est opérée. Il existe plusieurs techniques de sélection, les principales utilisées sont la sélection par tirage à la roulette (roulette-wheel selection), la sélection par tournoi (tournament selection), la sélection par rang (ranking selection), etc. [21]

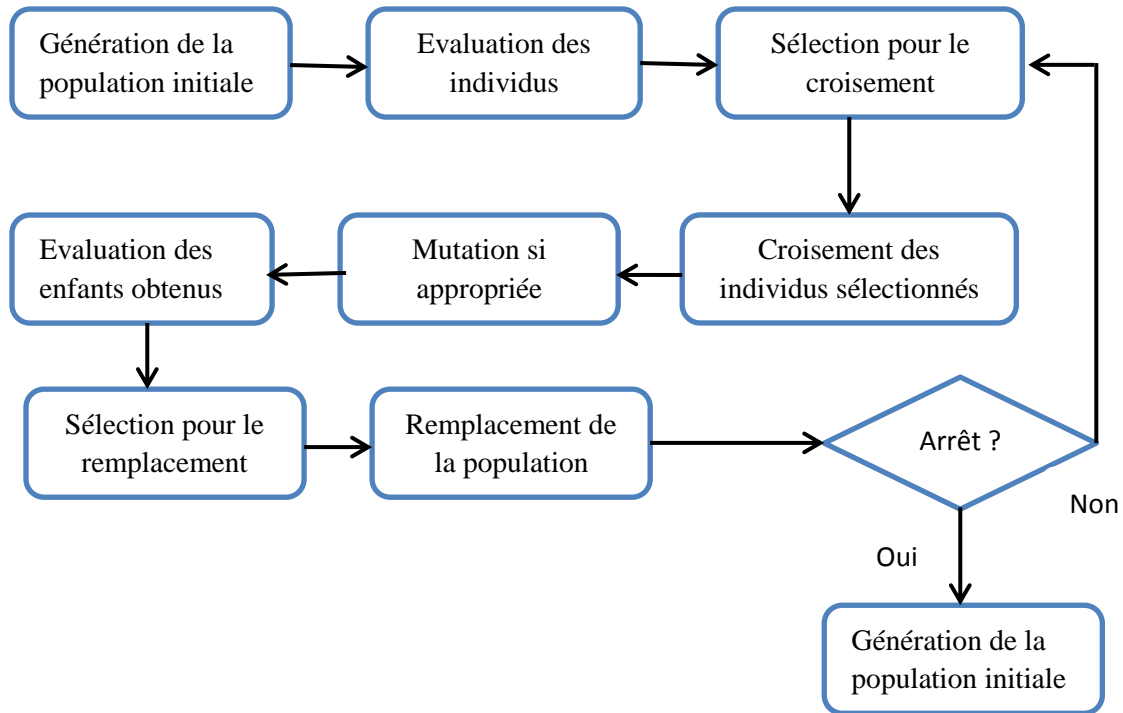
– Croisement : L'opérateur de croisement combine les caractéristiques d'un ensemble d'individus parents (généralement deux) préalablement sélectionnés, et génère de nouveaux individus enfants. Là encore, il existe de nombreux opérateurs de croisement. [21]

– Mutation : La mutation est définie étant la modification aléatoire d'une partie d'un chromosome. Elle constitue une exploration aléatoire de l'espace des chaînes. [24]

– Remplacement : est de prendre les meilleurs individus de la population, en fonction de leurs performances respectives, afin de former une nouvelle population (typiquement de la même taille qu'au début de l'itération). [21]

### **Le principe d'un algorithme génétique**

Le schéma de la Figure .3.7 illustre la structure générale d'un AG. L'algorithme commence par générer une population initiale qui se compose d'un nombre déterminé d'individus. La meilleure solution peut ne pas se trouver dans cette population initiale. À chaque génération, une succession d'opérations de sélection, de croisement, de mutation, d'évaluation et de remplacement est appliquée aux individus de la population, afin de produire la génération suivante. Lorsque le critère d'arrêt est atteint, la meilleure solution trouvée est sélectionnée l'algorithme s'arrête. [23]



Figur.3.7. Structure générale d'un algorithme génétique. [23]

### 3.4.2. Optimisation Par Essaims de Particule (Particle Swarm Optimization)

L'optimisation par Essaims particulaires a été introduite par les auteurs Russel et James en 1995 [Kennedy et Eberhart, 1995]. Cet algorithme s'inspire à l'origine du monde du vivant. Il s'appuie notamment sur un modèle développé par le biologiste Craig Reynolds à la fin des années 1980 pour la simulation du déplacement d'un groupe d'oiseaux. [17]

Un essaim de particules est défini par :

- Le nombre de particules constituant l'essaim.
- La vitesse maximale d'une particule.
- L'inertie d'une particule.
- Les coefficients de pondération.

A l'itération K (à l'instant K), une particule i de l'essaim est caractérisée par:

- Sa position dans l'espace de recherche :  $X_i^k$
- Sa vitesse :  $V_i^k$
- La position de la meilleure solution par laquelle elle est passée :  $pbest_i^k$



- La position de la meilleure solution connue de son voisinage :  $gbest_i^k$
- La fitness de sa meilleure solution:  $fitgbest_i^k$ . [19]

La Figure.3.8. illustre la stratégie de déplacement d'une particule.

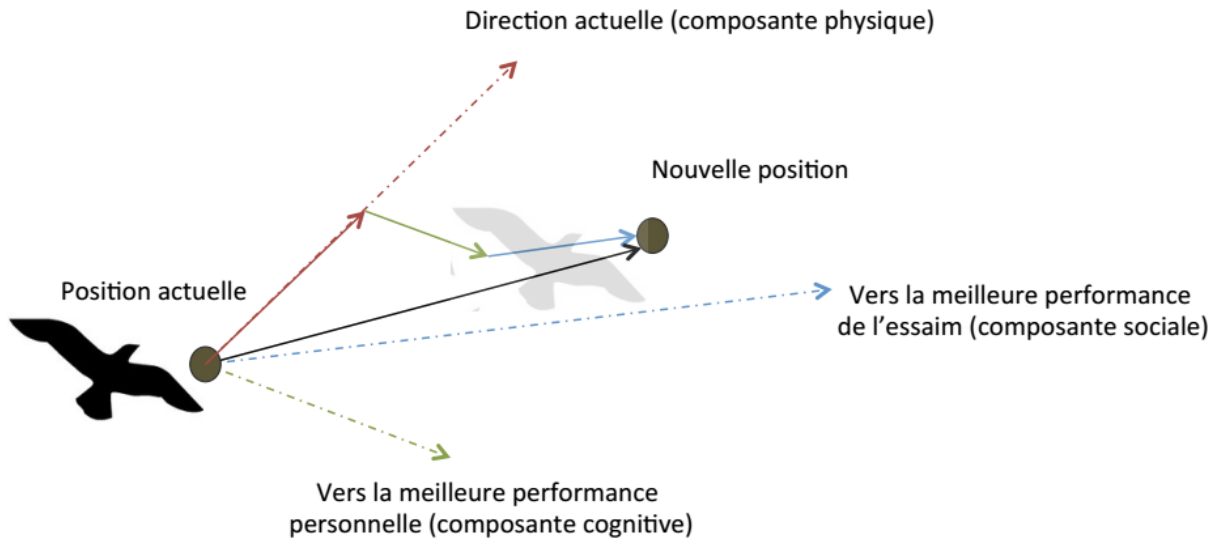


Figure.3.8. Schéma de principe du déplacement d'une particule.

La vecteur vitesse et position de la particule sont modifiées comme suit :

$$V_i^{k+1} = w_i * V_i^k + C_1 * rand_1 * (pbest_i^k - X_i^k) + C_2 * rand_2 * (gbest_i^k - X_i^k) \quad (3.1)$$

$$X_i^{k+1} = X_i^k + V_i^k \quad (3.2)$$

Où  $X_i^k$  et  $V_i^k$  sont respectivement la position et la vitesse (inertie) de la  $i^{ème}$  particule à la  $k^{ème}$  itération,  $pbest_i^k$  est la meilleure position trouvée par la particule et  $gbest_i^k$  est la meilleure position trouvée par toutes les particules.

$w_i$  : est une fonction de pondération,  $C_1$  et  $C_2$  sont des facteurs positifs de pondérations (facteurs de poids positifs),  $rand_1$  et  $rand_2$  sont des nombres aléatoires entre 0 et 1. [19]

Les trois termes de l'équation de vitesse peuvent être traduits comme suit:

1.  $w_i * V_i^k$ : représente une composante physique d'inertie, qui incite chaque particule à suivre sa direction courante de déplacement.
2.  $c_1 * rand_1 * (pbest_i^k - X_i^k)$ : représente une composante cognitive, qui incite la particule à revenir vers le meilleur site qu'elle a déjà visité,

3.  $C2 * rand2 * (gbest_i^k - X_i^k)$ : représente une composante sociale, qui incite la particule à se diriger vers le meilleur site trouvé par ses congénères. [20]

La procédure générale des algorithmes d'optimisation par essaim particulaire est présentée dans l'Algorithme ci-dessus. [20]

### Algorithme

**Nécessite** : La fonction objectif  $f$ , la taille de la population et les paramètres de l'équation (3.1)

- 1: Générer pour chaque particule une position et une vitesse initiale
- 2: Evaluer pour chaque particule la *fitness* de la fonction objectif
- 3: Affecter à la meilleure solution personnelle de chaque particule sa position initiale
- 4: Déterminer la meilleure solution globale
- 5: **Tant que** la condition d'arrêt n'est pas vérifiée **Faire**
- 6: Déplacer les particules selon les équations (3.1) et (3.2)
- 7: Evaluer la fonction objectif pour les nouvelles positions des particules
- 8: Mettre à jour les meilleures solutions personnelles des particules et la meilleure solution globale
- 9: **Fin tant que**
- 10: **Retourner** : La meilleure solution globale. [20]

Les étapes d'un algorithme (PSO) peuvent représenter par l'organigramme suivant :

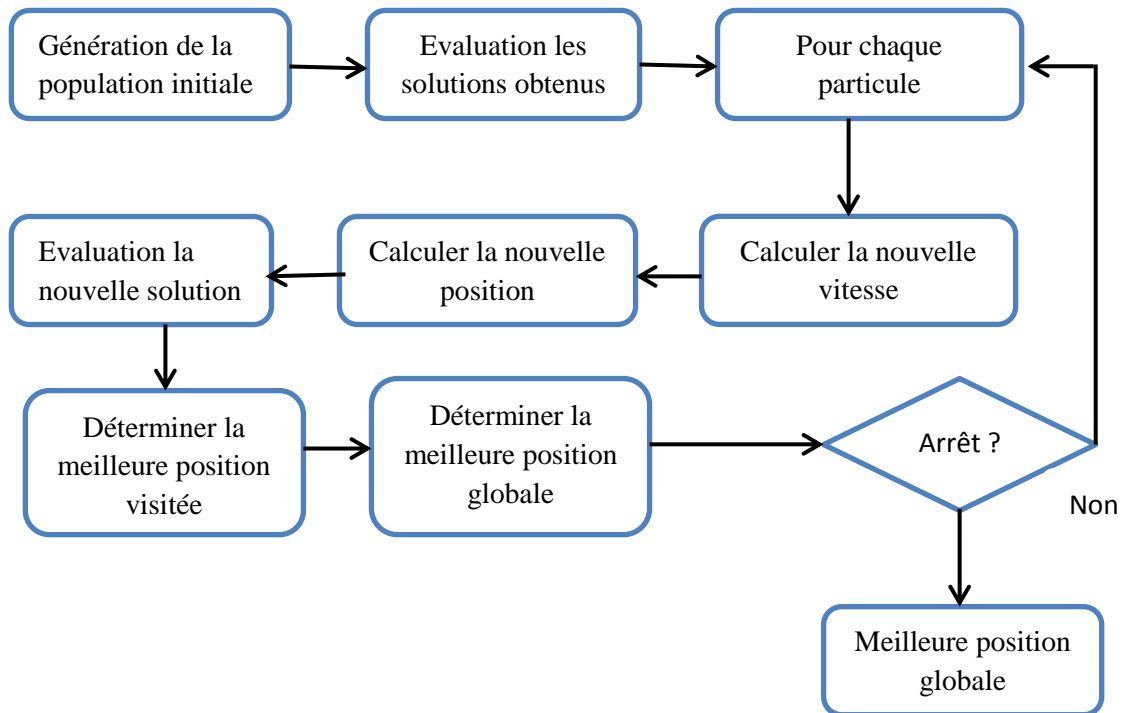


Figure.3.9. Principe de l'algorithme d'optimisation par essais particuliers.

**Algorithme d'optimisation par essaim de particule avec coefficient d'accélération variable (PSO-TVAC)**

Cette fois ci les coefficients : cognitif et social ( $c_1$ ) ( $c_2$ ) décrits par l'équation (3.1) ne sont plus constants mais variables en fonction de génération, autrement dit dans le temps dont le but est de guider l'exploration tantôt vers la direction de l'expérience de l'individu (coefficient cognitif dominant) tantôt vers la direction de l'expérience de groupe (coefficient social dominant). Enfin l'interaction de ces deux facteurs dirige l'exploration vers la solution voulue. La Figure.3.10.Illustre l'interaction de ces deux facteurs en fonction de génération.

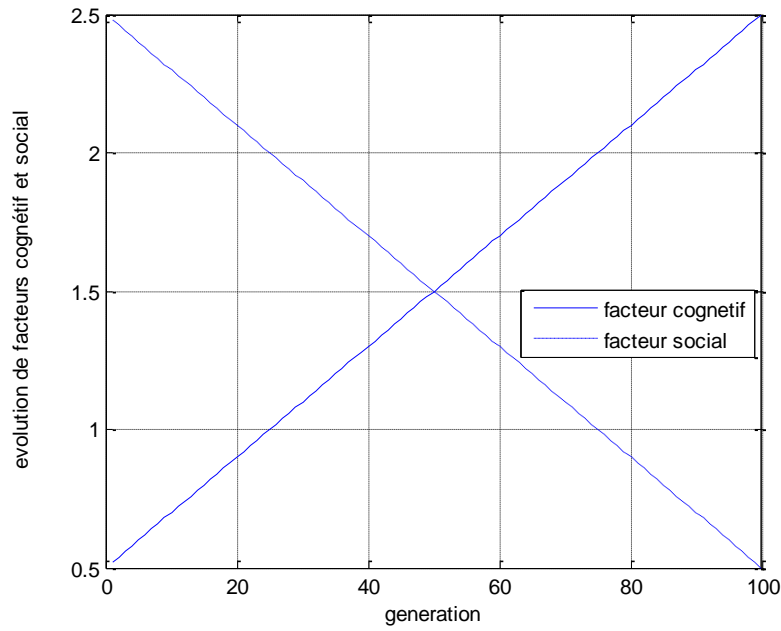


Figure.3.10. Interaction entre facteur social et cognitif

Le modèle mathématique de ce nouvel algorithme est basé sur le système d'équations suivant [25] :

$$\begin{cases} V(t+1) = w * V(t) + C_1 * rand_1 * (Pbest_i - X(t)) + C_2 * rand_2 * (Gbest_i - X(t)) \\ X(t+1) = X(t) + V(t+1) \end{cases} \quad (3.3)$$

Tel que :

$$\begin{cases} C_1 = (C_{1f} - C_{1i}) \frac{iter}{iter_{max}} + C_{1i} \\ C_2 = (C_{2f} - C_{2i}) \frac{iter}{iter_{max}} + C_{2i} \end{cases} \quad (3.4)$$

$$W = (W_{max} - W_{min}) * \frac{(iter_{max} - iter)}{iter_{max}} + W_{min} \quad (3.5)$$

Avec :  $0.4 \leq w \leq 0.9$ .

Ou :  $c_1, c_2, w$  sont respectivement facteur cognitif, facteur social, coefficient d'inertie.

$c_{1i}, c_{2i}, c_{1f}, c_{2f}$  : Sont respectivement les valeurs initiales et finales de deux coefficients cognitif et social [25].

### 3.4.3. Optimisation Par L’algorithme nommé Ant Lion

L'Ant Lion Optimiser, connu sous le nom d'ALO, est une méta-heuristique récente qui modélise mathématiquement l'interaction des fourmis et des antlions dans la nature. Un algorithme d'optimisation a été développé pour résoudre les problèmes d'optimisation en considérant quatre phases : la marche aléatoire des fourmis, la construction des pièges, le piégeage des fourmis dans les pièges, la capture des proies et la reconstruction des pièges.

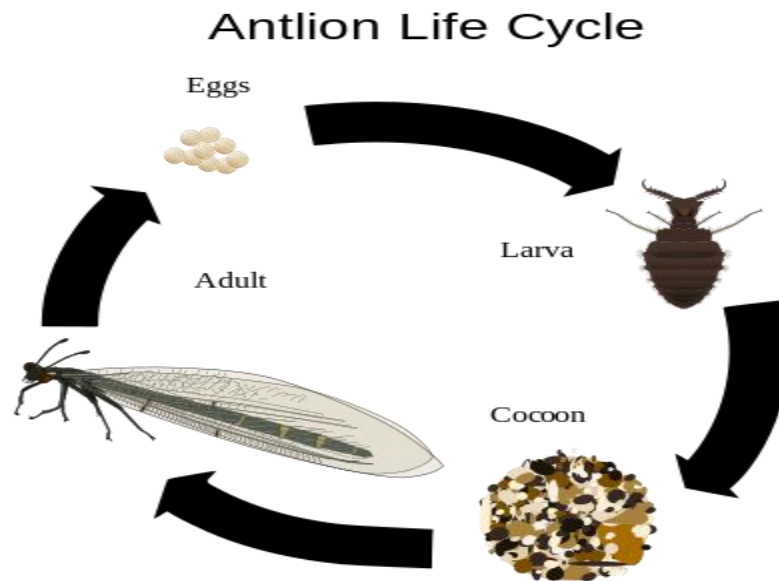


Figure.3.11. Le cycle de vie de *Distoleon tetragrammicus*.

#### Historique

Antlions sont connus comme des doodlebugs parfois. Ils sont sous la famille Myrmeleontidae et vivent en deux phases de larves et d'adultes. Leur mécanisme de chasse est intéressant quand ils sont larves. La petite forme de cône piégée que nous voyons dans la nature est faite par des antlions pour piéger les fourmis. Les antlions sont assis sous la fosse et attendent que les proies soient piégées. Après avoir consommé la chair de la proie, les antlions jettent les restes à l'extérieur de la fosse et modifient la fosse pour la prochaine chasse. Il a été observé que les antlions ont tendance à creuser une fosse plus grande quand ils ont faim et c'est exactement l'inspiration principale pour l'algorithme ALO.



Figure.3.12. Semences de larves d'Antlion (griffonnages).

### Les opérateurs de l'algorithme ALO

Comme mentionné ci-dessus, l'algorithme ALO simule cinq étapes principales de la chasse dans larves: marche aléatoire des fourmis, construction de pièges, piégeage des fourmis dans les pièges, capture proies, et les pièges de reconstruction sont mis en œuvre. Les paragraphes et sous-sections suivants présentent les modèles mathématiques:

La marche aléatoire principale dans cet algorithme est comme suit :

$$X(t) = [0, \text{cumsum}(2r(t_1) - 1), \text{cumsum}(2r(t_2) - 1), \dots, \text{cumsum}(2r(t_n) - 1)] \quad (3.6)$$

$$r(t) = \begin{cases} 1 & \text{rand} > 0.5 \\ 0 & \text{rand} \leq 0.5 \end{cases} \quad (3.7)$$

Tel que :

*cumsum*: Calcule la somme cumulée.

*n* : est le nombre maximum d'itérations.

*t* : montre l'étape de marche aléatoire (itération dans cette étude).

*r(t)* : est une fonction stochastique.

*rand* : est un nombre aléatoire généré avec une distribution uniforme dans l'intervalle de [0,1].

L'emplacement des fourmis devrait être stocké dans la matrice suivante :

$$M_{Ant} = \begin{bmatrix} A_{1,1} & A_{1,2} & \dots & \dots & A_{1,j} \\ A_{2,1} & A_{2,2} & \dots & \dots & A_{2,j} \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ A_{i,1} & A_{i,2} & \dots & \dots & A_{i,j} \end{bmatrix} \quad (3.8)$$

Tel que :

$M_{Ant}$  : est la matrice pour enregistrer la position de chaque fourmi.

$A_{i,j}$  : montre la valeur de la variable j-ème (dimension) de la i-ème ant.

$i$  : est le nombre de fourmis.

$j$  : est le nombre de variables.

La valeur objective correspondante pour chaque antlion est calculée et stockée dans la matrice suivante:

$$M_{OA} = \begin{bmatrix} f([A_{1,1} & A_{1,2} & \dots & \dots & A_{1,j}]) \\ f([A_{2,1} & A_{2,2} & \dots & \dots & A_{2,j}]) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ f([A_{i,1} & A_{i,2} & \dots & \dots & A_{i,j}]) \end{bmatrix} \quad (3.9)$$

Pour sauvegarder leur position et la valeur de fitness, les matrices suivantes sont utilisées:

$$M_{OAL} = \begin{bmatrix} f([AL_{1,1} & AL_{1,2} & \dots & \dots & AL_{1,j}]) \\ f([AL_{2,1} & AL_{2,2} & \dots & \dots & AL_{2,j}]) \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ f([AL_{i,1} & AL_{i,2} & \dots & \dots & AL_{i,j}]) \end{bmatrix} \quad (3.10)$$

Tels que :

$M_{OA}$  Et  $M_{OAL}$  : matrices pour sauvegarder l'aptitude de chaque fourmi.

$A_{i,j}$  : montre la valeur de la j-ème dimension de la i-ème fourmi.

$f$  : Et est la fonction objective. Dans ALO, il est supposé que les antlions se cachent également quelque part dans l'espace de recherche. [27]

### **3.5. Conclusion**

Les métaheuristiques constituent une stratégie de résolution de plus en plus privilégiée. Une des particularités importantes des métaheuristiques, réside dans l'absence d'hypothèses particulière sur la régularité de la fonction objective. Aucune hypothèse sur la continuité de cette fonction n'est requise, ses dérivées successives ne sont pas nécessaires, ce qui rend très vaste le domaine d'application. Dans ce chapitre on a expliqué le mécanisme de recherche de l'algorithme génétique, l'essaim de particules et le nouvel algorithme nommé Ant Lion.

Le prochain chapitre sera consacré à l'adaptation et l'application de l'algorithme génétique, l'algorithme d'essaim de particule et L'Ant Lion pour minimiser le temps de déclenchement des relais à maximum de courant directionnels afin d'assurer une meilleur exploitation et continuité de service des réseaux électrique maillé.



# Chapitre 04 :

## Tests et Application.

#### **4.1. Introduction :**

Ce chapitre se compose de deux parties, la première partie est consacré à démontrer le principe de la protection des relais à maximum de courant par la réalisation d'une simulation à base de Simulink. Pour ce cas de court-circuit triphasé ont été pratiqué sur la partie amont et aval du disjoncteur, afin de montrer l'effet de la caractéristique dépendant de relais à maximum de courant, deux types de la caractéristique ont été utilisé, il s'agit de la norme IEEE et la norme IEC.

La deuxième partie est consacrée principalement à la coordination des relais à maximum de courant directionnels installé dans un réseau maillé. Pour ce faire trois techniques d'optimisation à savoir l'algorithme génétique (GA) et l'essaim de particule et l'antlion (ALO) ont été adapté et appliqué pour minimiser le temps de déclenchement de relais primaire afin d'assurer une meilleure sélectivité des protections.

#### **4.2. Partie 1 : Simulation de fonctionnement des relais à maximum de courant dans un réseau radial et simulation des relais a maximum de courant directionnels dans un réseau a deux arrivés.**

##### **4.2.1. Introduction :**

Simulink est un outil additionnel à MATLAB, permet la modélisation, la simulation et l'analyse de systèmes dynamiques. Simulink possède une interface graphique pour visualiser les résultats sous forme de graphiques ou de valeur numérique en cours de simulation. Dans ce chapitre, on utilise Simulink pour simuler la protection a maximum de courant phase en présence de courant de court-circuit triphasé symétrique afin de protéger le réseau contre ce type de défaut. Ce système doit être capable de détecter le courant de court-circuit et envoyer un ordre de déclenchement au disjoncteur pour assurer une protection sélective.

##### **4.2.2. Test1 : Simulation de fonctionnement des relais à maximum de courant dans un réseau radial.**

##### **Réseau test :**

La figure.4.1.représente le schéma unifilaire de réseaux radial pour simuler le relais à maximum de courant.

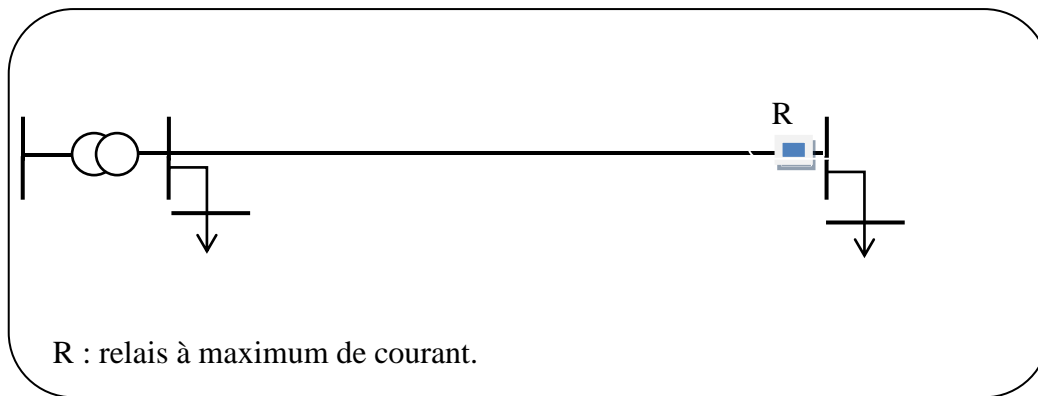


Figure.4.1. Le schéma unifilaire d'un réseau radial simple.

**Description du model**

La figure 4.2. Montre le modèle global de simulation proposé pour déterminer le rôle du relais à maximum de courant. Le relais à maximum de courant est associé au disjoncteur permettant l'élimination de défaut. On va simuler le comportement du relais à maximum de courant pour différents court-circuit en particulier le courant de court-circuit symétrique. Les principaux composants de la configuration d'essai sont : la source de tension triphasée, le bloc de défaut triphasé, le modèle du relais à maximum de courant et le disjoncteur. La Figure 1 montre le schéma de simulation du relais à maximum de courant.

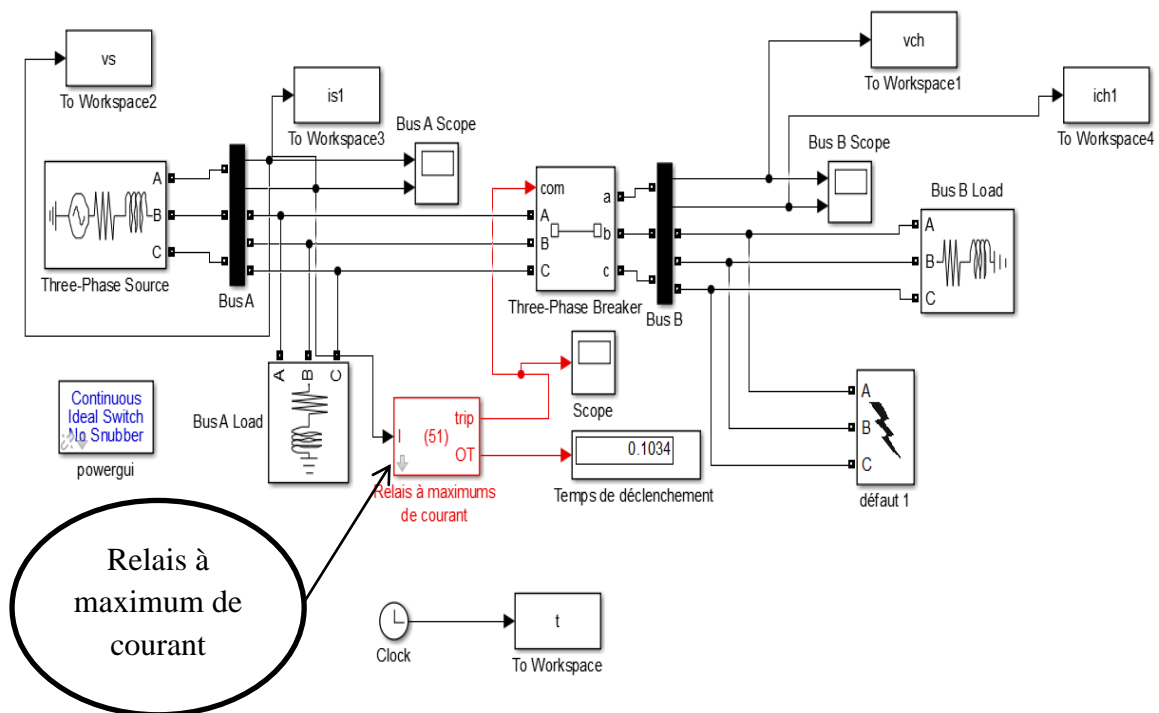


Figure.4.2. Schéma de simulation de la protection a base du relais à maximum de courant.

#### 4.2.2.1. Pour la norme IEC :

**Type de défaut :** Défaut triphasé symétrique

**Paramètre des éléments du schéma de simulation:**

**La source :**

$V_{\text{seff}}=400 \text{ V}$ ,  $f=50 \text{ Hz}$ ,

**La charge A et B :**

$P=100\text{e}3 \text{ W}$ ,  $Q_L=1000 \text{ VAR}$ ,  $Q_C=0 \text{ VAR}$

**La caractéristique de RMI est :** très inverse (Very Inverse). Cette caractéristique est présentée dans la figure.4.3. Et  $TMS=0.1$ .

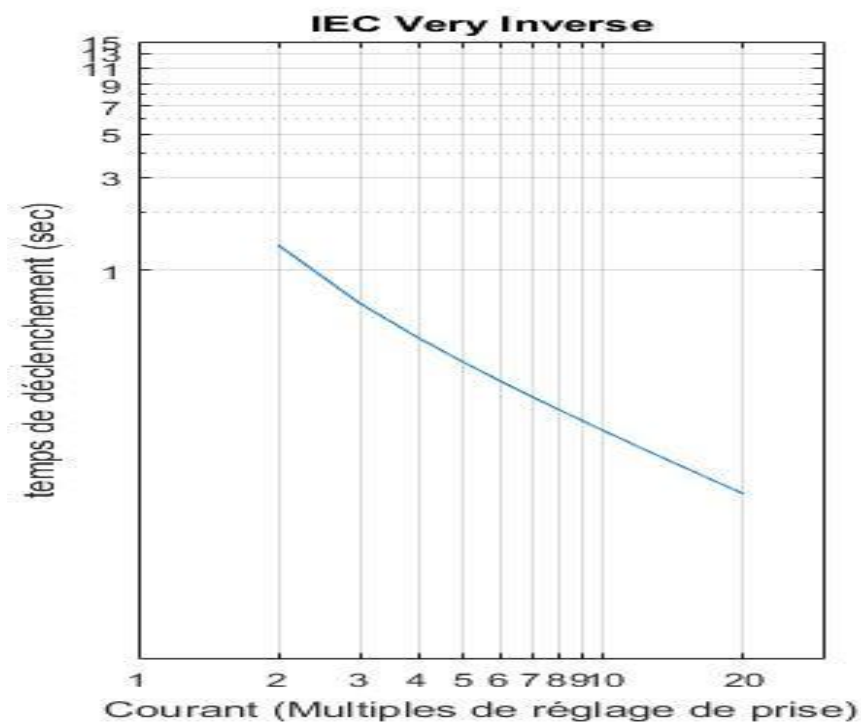


Figure.4.3. La caractéristique très Inverse pour la norme IEC.

- Après avoir effectué un défaut 1, le relais à maximum de courant détecté le défaut est provoqué le déclenchement du disjoncteur, après un temps de retarde de 0.2658s, les processus de détection, l'élimination de défaut et le réenclenchement du disjoncteur sont discuté comme suit :

Figure.4.4 représente l'Allure de la tension en amont de disjoncteur : avant le défaut la tension est sinusoïdale, pendant le défaut la valeur de la tension devient 0, car le défaut est proche de la charge.

Figure.4.5 représente l'Allure du courant en amont de disjoncteur : avant le défaut le courant est sinusoïdal, pendant le défaut, la valeur de courant augmente à une valeur importante dans 0.2658s (court-circuit triphasé), après ce temps la valeur de courant devient 0, car le disjoncteur est ouvert.

La Figure.4.6 et la Figure.4.7 représentent respectivement l'Allure de la tension et du courant en aval de disjoncteur

En  $[0, 0.1]$  : Avant le défaut la valeur de la tension et du courant à l'état normal.

En  $[0.1, 0.3658]$  : pendant le défaut la valeur de la tension et diminue à 100 fois, car la valeur de courant augmente à 100 fois par rapport au cas normal.

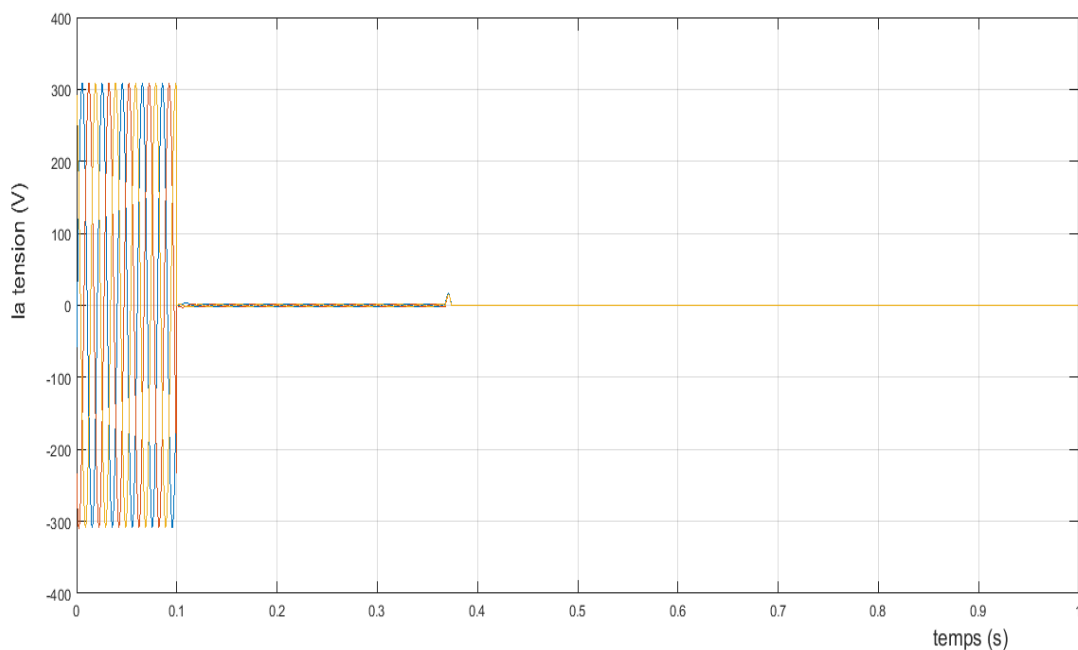


Figure.4.4. Allure de la tension en amont de disjoncteur.

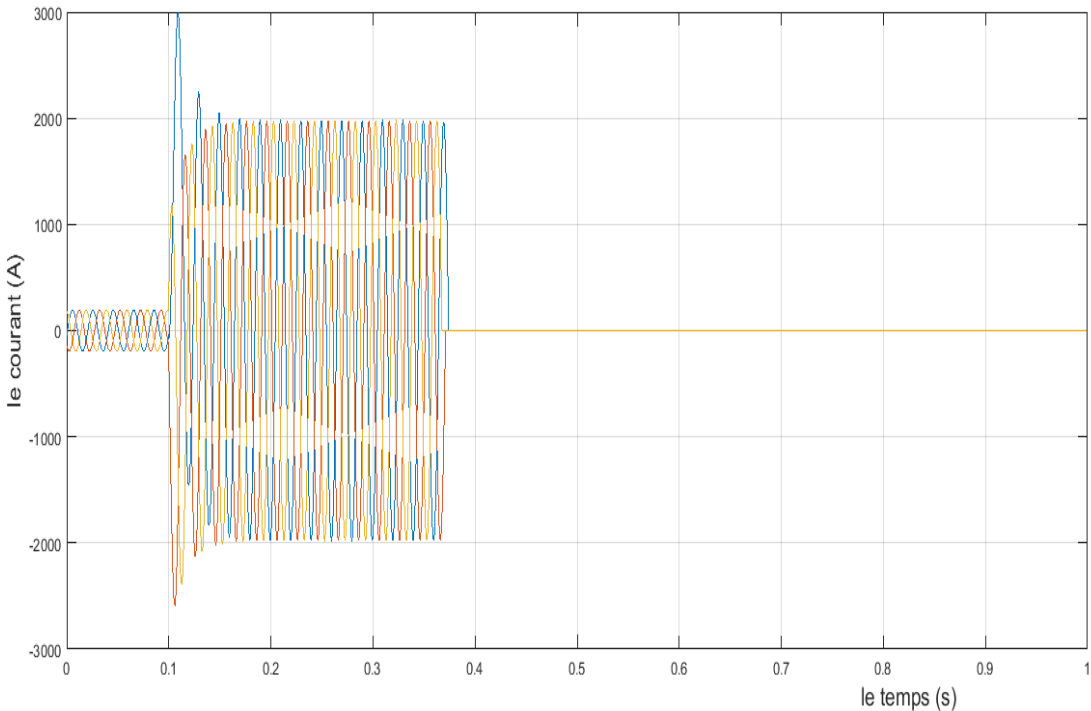


Figure.4.5. Allure du courant en amont de disjoncteur

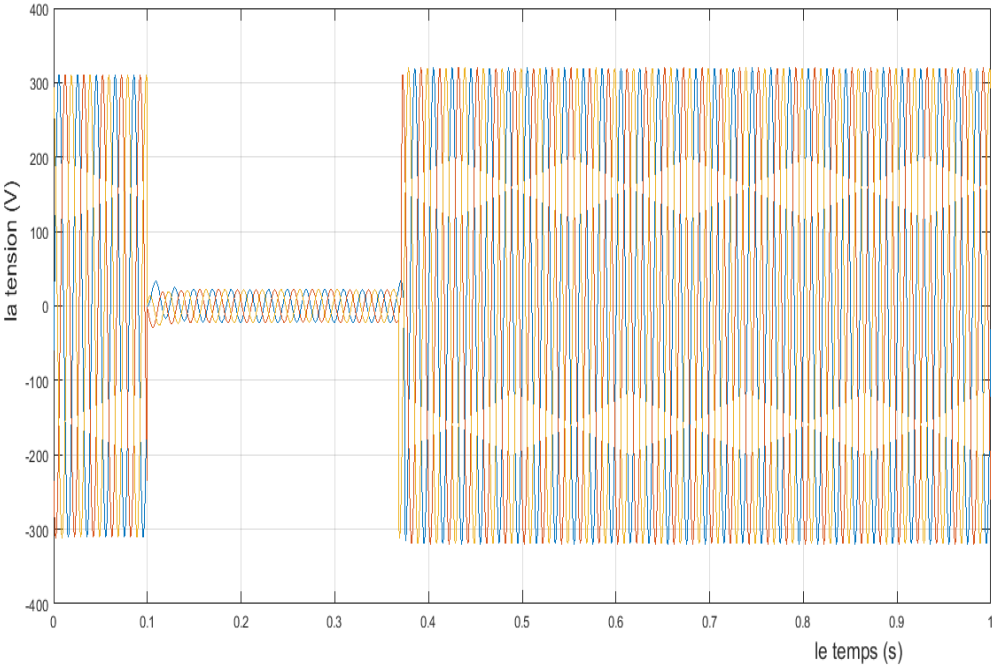


Figure.4.6. Allure de la tension en aval de disjoncteur.

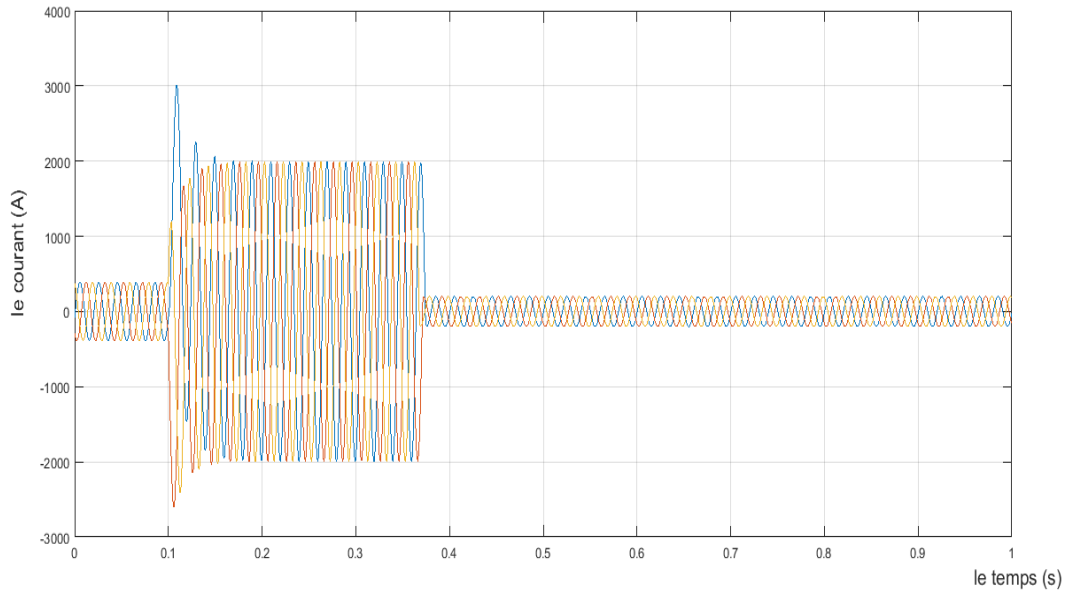


Figure.4.7. Allure du courant en aval de disjoncteur.

**4.2.2.2. Pour la norme IEEE :**

**Type de défaut :** Défaut triphasé symétrique

Et même Paramètre des éléments du schéma de simulation

**La caractéristique de RMI est :** très inverse (Very Inverse). Cette caractéristique est présentée dans la figure.4.8. Et  $TMS=0.1$ .

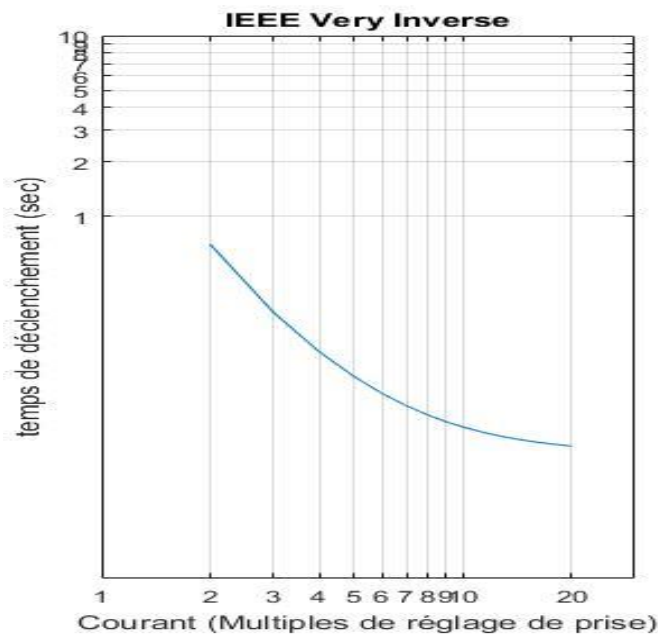


Figure.4.8. La caractéristique très Inverse pour la norme IEEE.

- Pour ce cas, on a considéré la caractéristique très inverse du relais à maximum de courant selon la norme IEEE, pour un défaut 1, le temps de déclenchement du relais devient 0.1034s. les processus de détection, l'élimination de défaut et de réenclenchement du disjoncteur sont discuté comme suit :

Figure.4.9 représente la Forme de la tension en amont de disjoncteur : avant le défaut la tension est sinusoïdale, juste après le défaut la valeur de la tension devient 0, car le défaut est proche de la charge.

Figure.4.10 représente la Forme du courant en amont de disjoncteur : avant le défaut le courant est sinusoïdal, pendant le défaut la valeur de courant augmente à 100 fois de la valeur normal dans 0.1034s (court-circuit triphasé), après ce temps la valeur de courant devient 0, car le disjoncteur est ouvert.

La Figure.4.11 et la Figure.4.12 représentent respectivement l'Allure de la tension et le courant en aval de disjoncteur.

En  $[0, 0.1]$  : avant le défaut la valeur de la tension et du courant à l'état normal.

En  $[0.1, 0.2034]$  : pendant le défaut la valeur de la tension à diminuée à 100 fois, car la valeur de courant augmente à 100 fois par rapport au cas normal.

En  $[0.2034, 1]$  : la valeur de la tension et du courant retenie a la valeur normale car le disjoncteur est ouvert (le défaut est isoler).

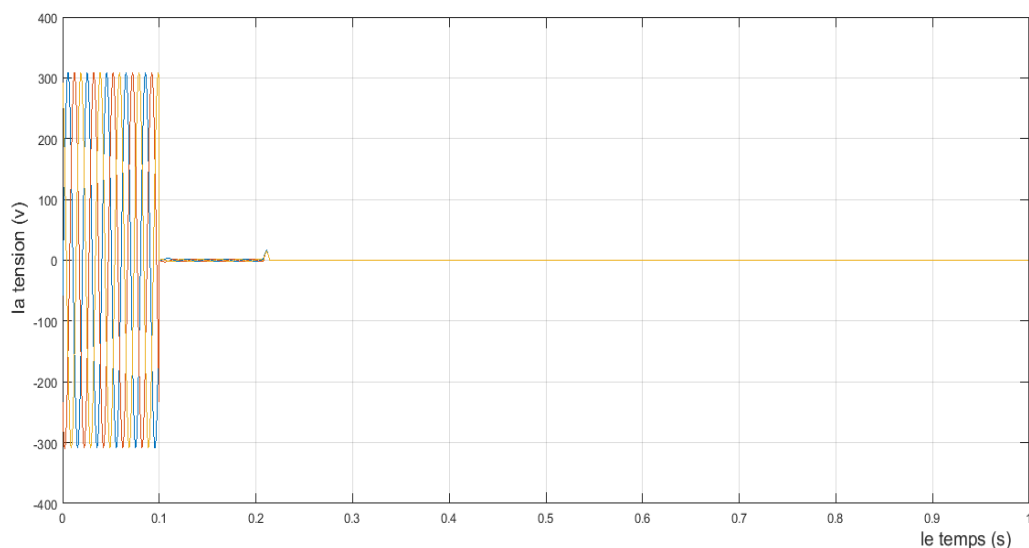


Figure.4.9. Forme de la tension en amont de disjoncteur.



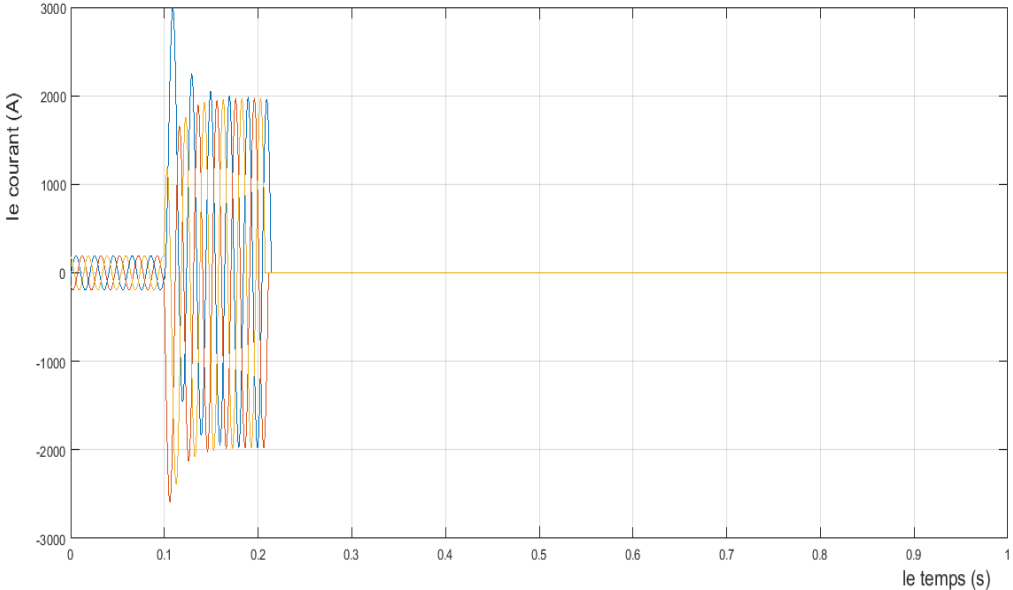


Figure.4.10. Forme du courant en amont de disjoncteur.

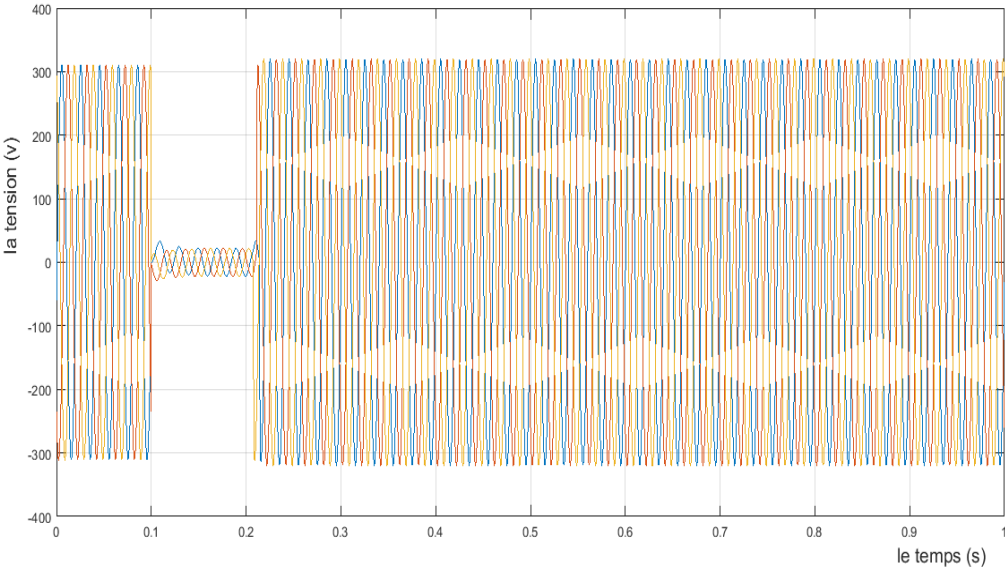


Figure.4.11. Forme de la tension en aval de disjoncteur.

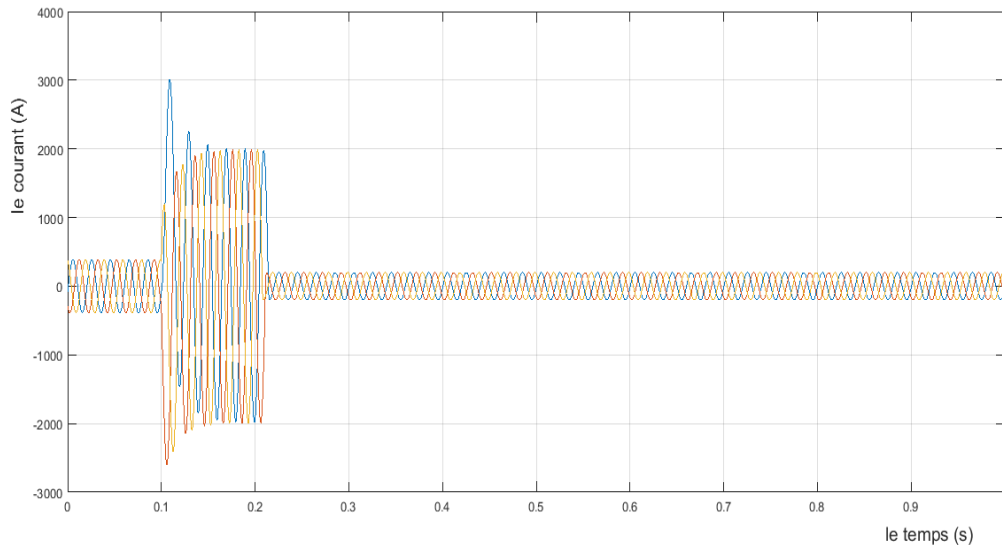


Figure.4.12. Forme du courant en aval de disjoncteur.

**Comparaison entre les deux normes**

On remarque que le temps de déclenchement est différent alors que le temps de déclenchement dans la Norme IEEE et un inférieur ou temps de déclenchement dans la norme IEC, ceci est dû à la caractéristique de réglage de relais pur chaque norme. La figure.4.13 montre clairement une comparaison entre la caractéristique très inverse du relais à maximum de courant pour les deux normes IEC et IEEE.

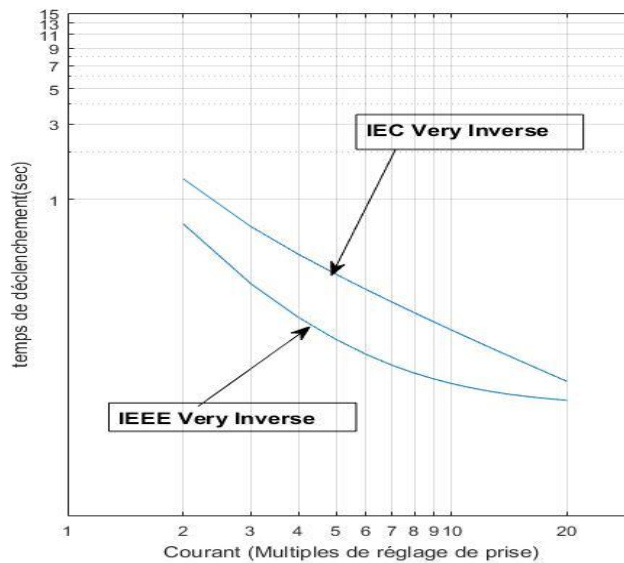


Figure.4.13. Comparaison des caractéristiques très Inverse pour la norme IEEE et la norme IEC.

En pratique il est très important de considérer le bon choix des caractéristiques des relais. L'installation des relais de différentes normes influe sur les courants de réglages des relais primaire et secondaire. La figure.4.13 montre clairement que pour la caractéristique très inverse les propriétés des deux relais (norme IEEE et IEC) sont différentes ce qui influe sur l'efficacité de réglages des relais de protection.

#### 4.2.3. Test2 : Simulation des relais directionnels dans un réseau alimenté par plusieurs sources ou à deux arrivés.

Cette partie est réservée à donner un aperçu sur l'importance d'installer et de coordonner les relais directionnels dans les réseaux électriques alimentés par plusieurs sources. La figure.4.14. Représente le schéma unifilaire d'un réseau radial alimenté par une seule source, alors pour un défaut au point A, le courant court-circuit circule toujours dans le même sens c'est-à-dire de la source vers le point de défaut. Pour ce cas, les relais directionnels ne sont pas nécessaires. Si la topologie du réseau change, par l'insertion d'une nouvelle source comme indiqué dans la figure.4.15, pour un défaut au même jeu de barre, on remarque que le courant de court-circuit s'établit de deux cotés, de la source 1 et de la source 2.

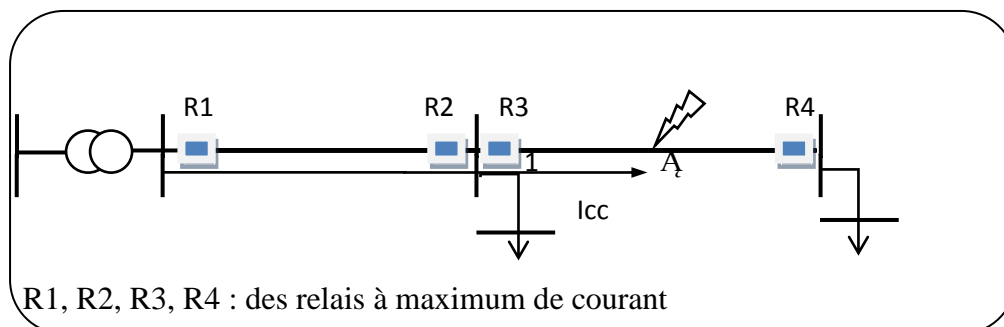


Figure.4.14. Le schéma unifilaire d'un réseau radial alimenté par une seule source.

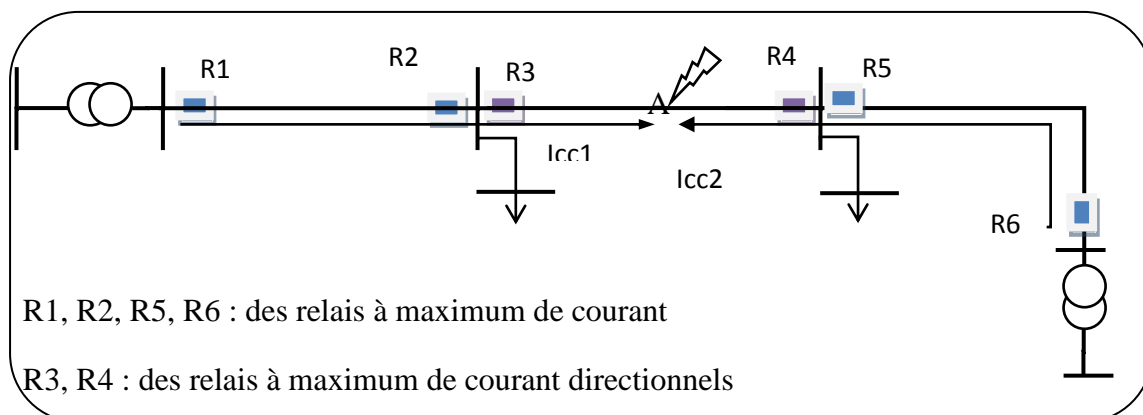
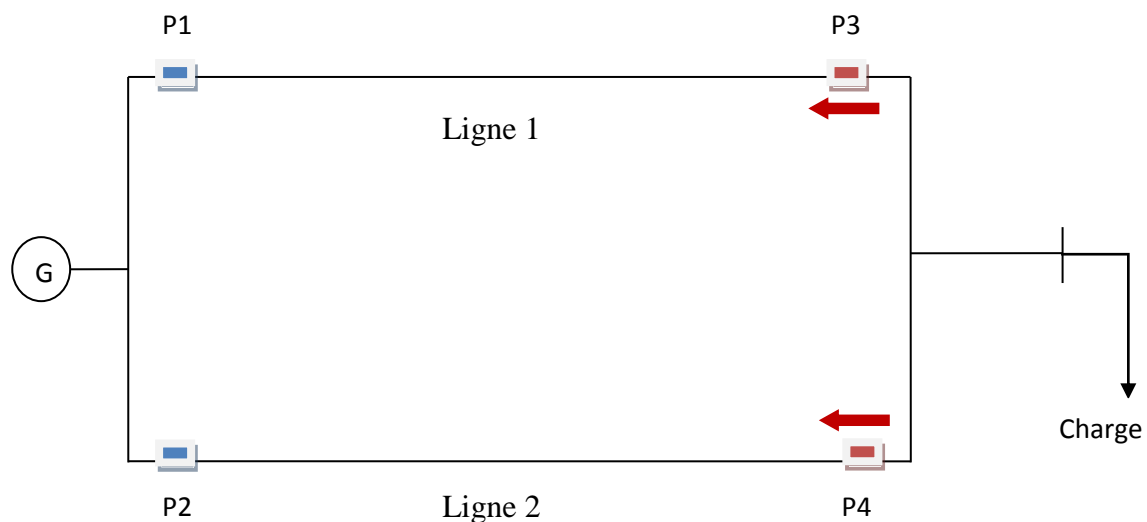


Figure.4.15. Le schéma unifilaire d'un réseau radial alimenté par deux sources.

Pour cette nouvelle configuration, les relais à maximum de courant sont insuffisants pour assurer une continuité de service. Cela nous oblige à installer des relais directionnels dans des emplacements bien déterminé pour garantir une meilleure continuité de service.

### Réseau test

La figure.4.16. représente le schéma unifilaire de réseaux pour simuler le relais à maximum de courant directionnel, Cette protection est appliquée sur un réseau à deux arrivés et permet d'isoler la ligne affectée par un défaut de cour circuit, et de garder la continuité de service sur la deuxième ligne, en effet, c'est la fonction principale d'une protection directionnelle. Les figures 4.17-18 illustrent le sens du courant dans l'état normal et l'état de court-circuit dans la deuxième ligne.



P1, P2 : des relais à maximum de courant

P3, P4 : des relais à maximum de courant directionnels

Figure.4.16. Le schéma unifilaire du réseau pour simuler le relais à maximum de courant directionnel.

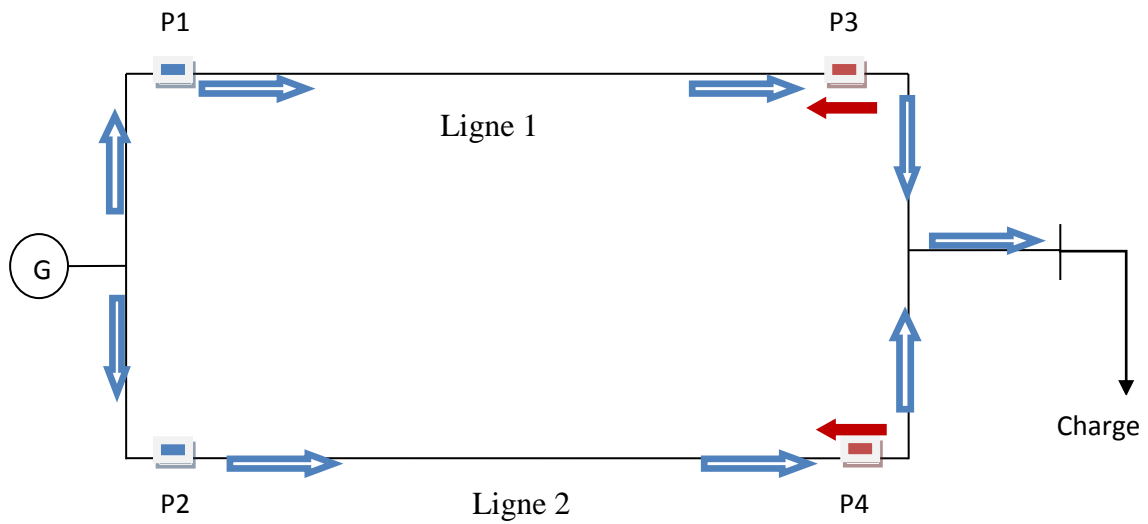


Figure.4.17. Sens du courant en état de fonctionnement normal.

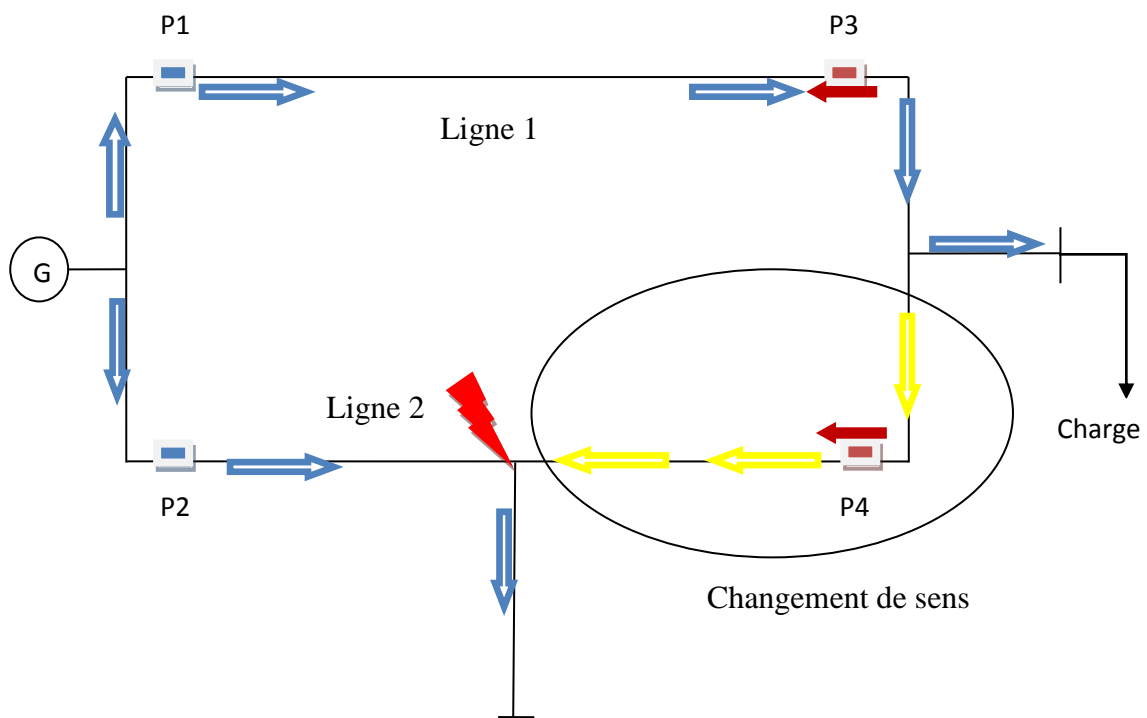


Figure.4.18. Sens du courant en état de court-circuit dans la deuxième ligne.

Les résultats de simulation tels que les signaux de commande de chaque protection et les courants détectés par chaque protection sont présentés dans les figures 4.19-20.

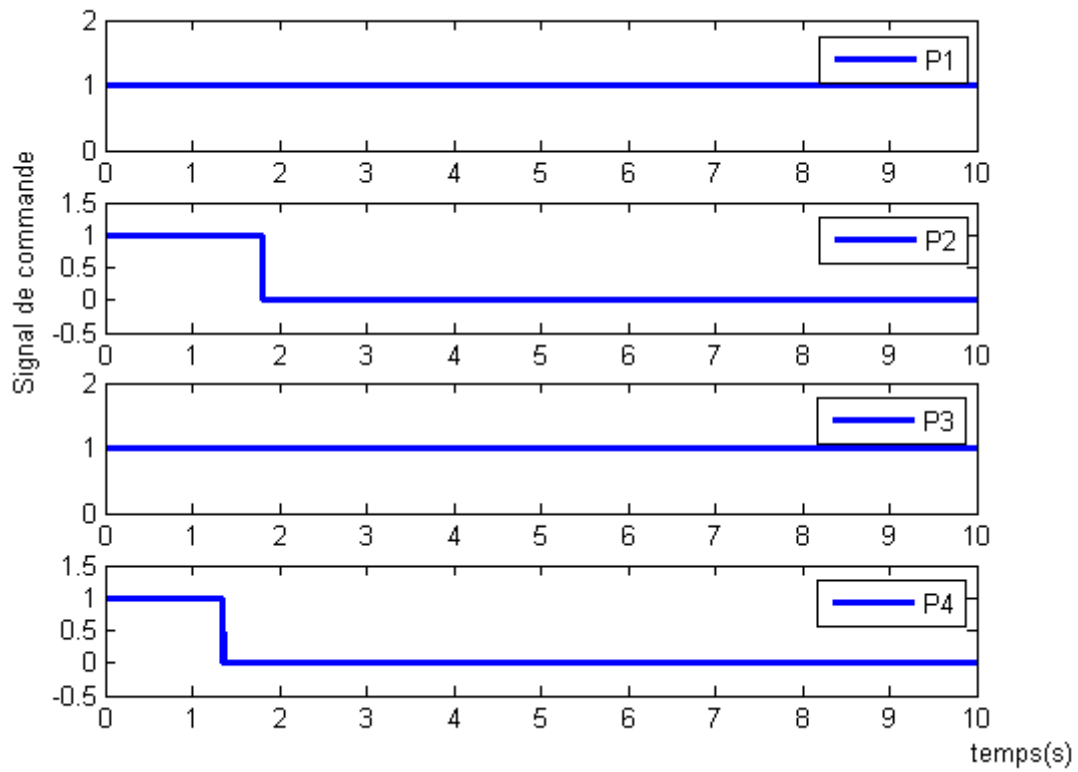


Figure.4.19. Signal de commande des relais de protection P1, P2, P3, P4.

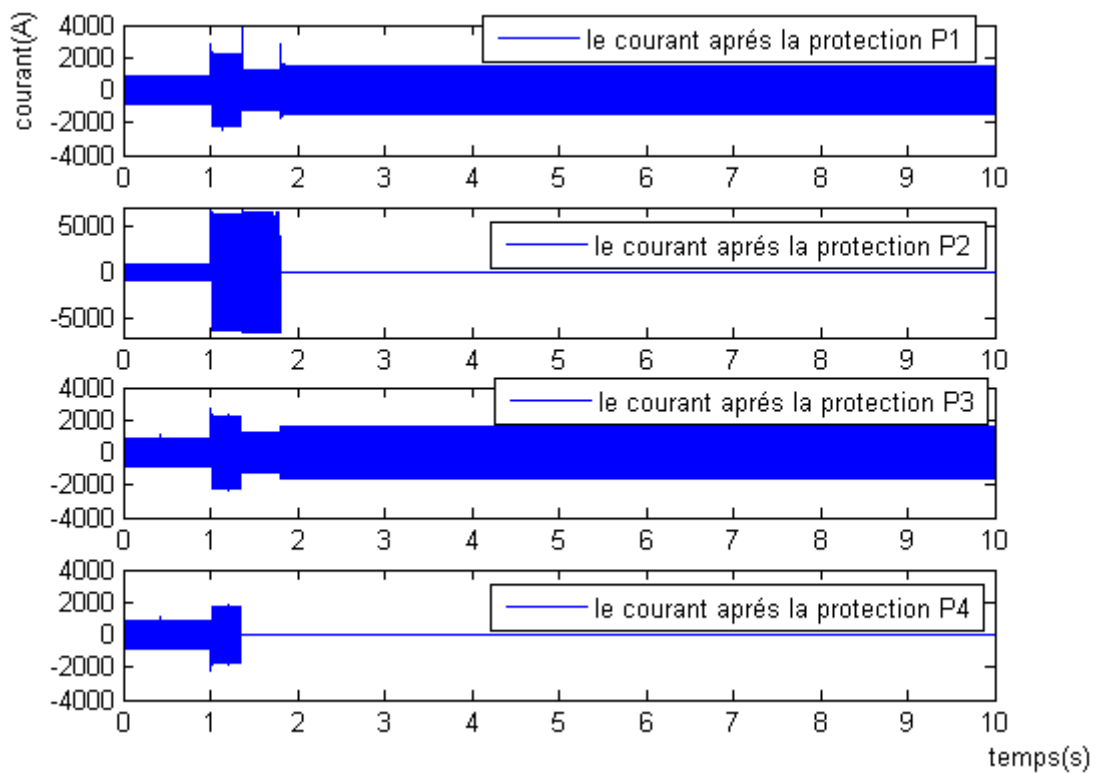


Figure.4.20. le courant après protection P1, P2, P3, P4.

Après l'apparition du court-circuit au niveau de la deuxième ligne, on remarque :

- La protection P4 est activée car elle est traversée par un courant circulant dans le sens de sa détection elle provoque le déclenchement de disjoncteur associée après (1.3s) donc le courant de court-circuit  $I_{cc1}$  est coupée.
- La protection P2 est activée elle provoque le déclenchement de disjoncteur associée après (1.8s) car la temporisation bien déterminer (  $tdP2 < tdP1$  ), donc le courant de court-circuit  $I_{cc2}$  est coupée.
- La protection P3 n'est pas activée car elle est traversée par un courant circulant dans le sens opposé à sens de détection P3.
- La protection P1 n'est pas activée car les courant de court-circuit  $I_{cc1}$  et  $I_{cc2}$  est coupée.

Alors la protection proposée simulée a bien fonctionnée, et en plus elle est élective, car elle permet d'isoler seulement la ligne affectée. La continuité de service est assurée sur la première ligne.

### 4.3. Partie 2: Optimisation de la coordination des relais directionnels

**4.3.1. Test1** : Optimisation par utilisation des algorithmes génétiques Toolbox (GATool) du Matlab.

Les étapes de calculs de la stratégie d'optimisation basée sur les algorithmes génétiques sont présentes dans la Figure.4.21. Ces étapes sont résumées comme suit :

1. La première phase de calcul consiste tout d'abord à calculer les courants de court-circuit symétriques dans tous les jeux de barres, qui permettra par la suite d'identifier les relais primaires ainsi que les relais secondaires.
2. identification des paramètres des transformateurs de courant.
3. formuler la fonction objective : cette étape très importante pour assurer une minimisation efficace. Selon les travaux déjà réalisé [26] la fonction objective la plus utilisée mathématiquement formule comme suit :

$$f_{opj} = \min \sum_{i=1}^n Tdp_i \quad (4.1)$$

Avec :

$n$ : le nombre de relais de protection primaire.

$Tdp_i$  : est le temps de déclenchement pour le relais (i).

$$Tdp_i = TDS_i * \frac{0.14}{\left[\frac{I}{I_{pi}}\right]^{0.02} - 1} \quad (4.2)$$

**I** : Courant de court-circuit qui est indispensable pour déterminer les paramètres de réglage des relais.

$$I_{pi} = RC_i * PTS_i \quad (4.3)$$

**TDS** : temps de retard (Time Dial Setting) ou encore le facteur de temporisation (TIME Multiplier Setting) a une valeur généralement variée entre 0.1 à 1.

**PTS** : c'est le courant minimal pour lequel le relais va être sensible, qui varie entre 0.5 à 2.5.

**RCi** :est le rapport du transformateur de courant.

4. formuler les contraintes :

$$TDS_{i \min} \leq TDS_i \leq TDS_{i \max} \quad (4.4)$$

$$PTS_{i \min} \leq PTS_i \leq PTS_{i \max} \quad (4.5)$$

avec  $TDS_{i \min}$ ,  $TDS_{i \max}$ ,  $PTS_{i \min}$ ,  $PTS_{i \max}$ : présentent les limites des variables [26].

Les contraintes d'inégalités à considérés sont associés aux relais à maximum de courant directionnels. Ces contraintes reflètent le fonctionnement efficace des relais lors d'un défaut et doivent être maintenu dans leurs limites admissibles.

Afin de forcer les contraintes d'inégalités dans leurs limites admissibles, la fonction objective est modifiée. Cette opération est importante lors de la phase de minimisation par l'algorithme génétique, la nouvelle forme de la fonction objective augmentée est donnée par l'expression suivante :

$$F_{obj} = f_{obj} + \lambda * (\text{contraintes d'inégalités}) \quad (4.6)$$

$\lambda$ : est un scalaire qui représente le facteur de pénalité associé à la fonction objective modifiée.



Il faut noter que le facteur de pénalité ( $\lambda$ ) est déterminé par expérience et dépend de la complexité du réseau test ainsi que le nombre de contraintes d'inégalités associés aux relais de protection à satisfaire.

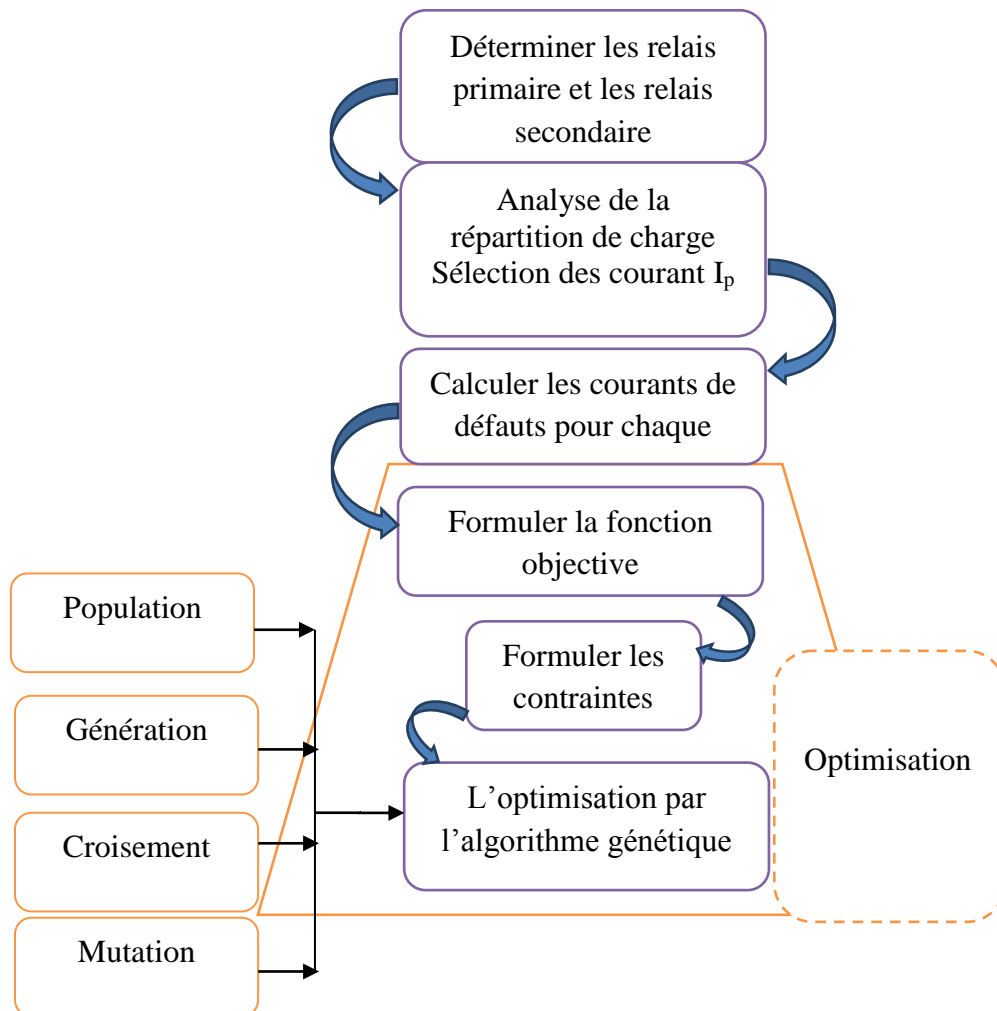


Figure.4.21. Organigramme d'optimisation de la coordination des relais de protection.

**Réseau test 8 jeux de barres :**

L'algorithme proposés ont été validé sur le réseau 8 jeux de barres représenté par la figure.4.22. Il comporte 14 relais directionnels. Le temps de coordination est de 0.3s, le temps de retard (Time Dial Setting TDS) prend les valeurs comprises entre 0.1 et 1.1, le courant de fonctionnement (Pickup Tap Setting PTS) prend les valeurs comprises entre 0.5 et 2.5, le rapport de transformation des transformateurs de courant (RTC) associés aux relais sont respectivement indiqués comme suit :

- Les relais : 1, 2, 4, 5, 6, 8, 10, 11, 12 et sont  $1200/5$ .
- Les relais : 3, 7, 9 et 14 sont  $800/5$ .

L'emplacement des relais sont mentionnées dans la Figure 4.22. Le tableau.4.1 représente les valeurs des courants de court-circuit primaires et secondaires calculés aux niveaux des jeux de barres.

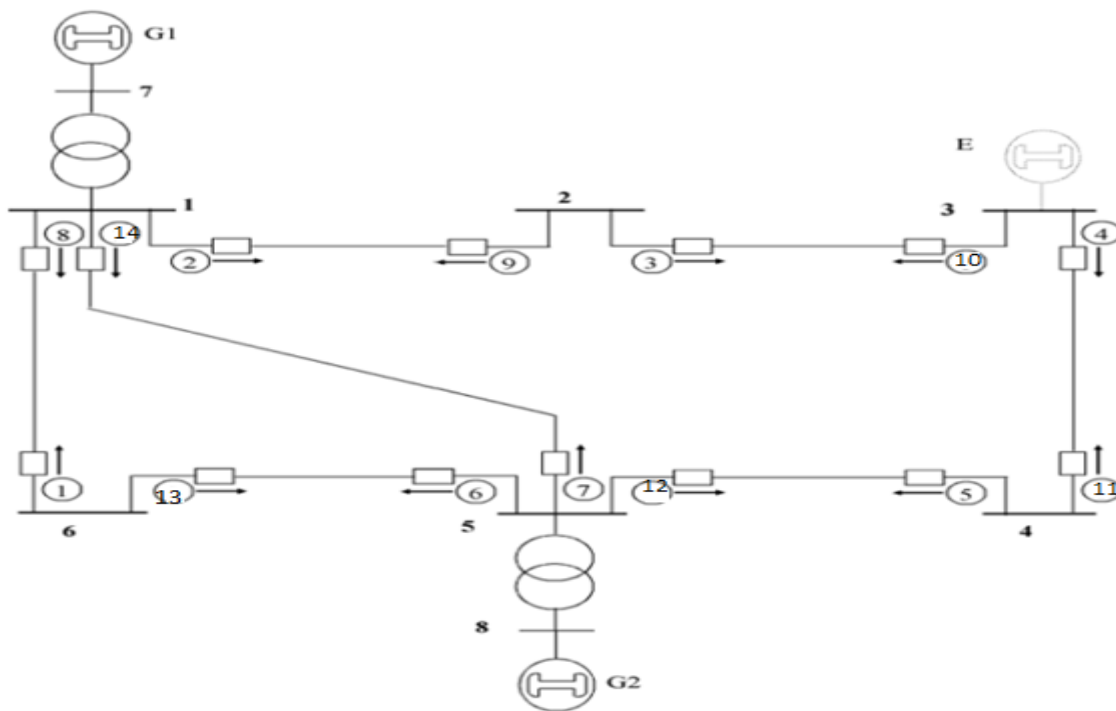


Figure.4.22. Schéma unifilaire du réseau test 8 jeux de barres.

### Détermination du relais secondaire

Cette première phase consiste à l'identification de tous les relais secondaire associés aux relais primaire, la détermination des relais primaire et secondaire est essentielle dans la formulation des contraintes de la coordination. Pour déterminer les relais secondaire, associés à un relais, on identifie toutes les lignes connectées au même bus. Les relais secondaires sont traversés par un courant de défaut dans la même direction de détection du relais primaire. L'exemple suivant (Figure.4.23) illustre le principe de base permettant l'identification des relais secondaires (2 et 3 et 10) associés au relais primaire (9), donc le relais secondaire de relais primaire (9) et le relais (10).

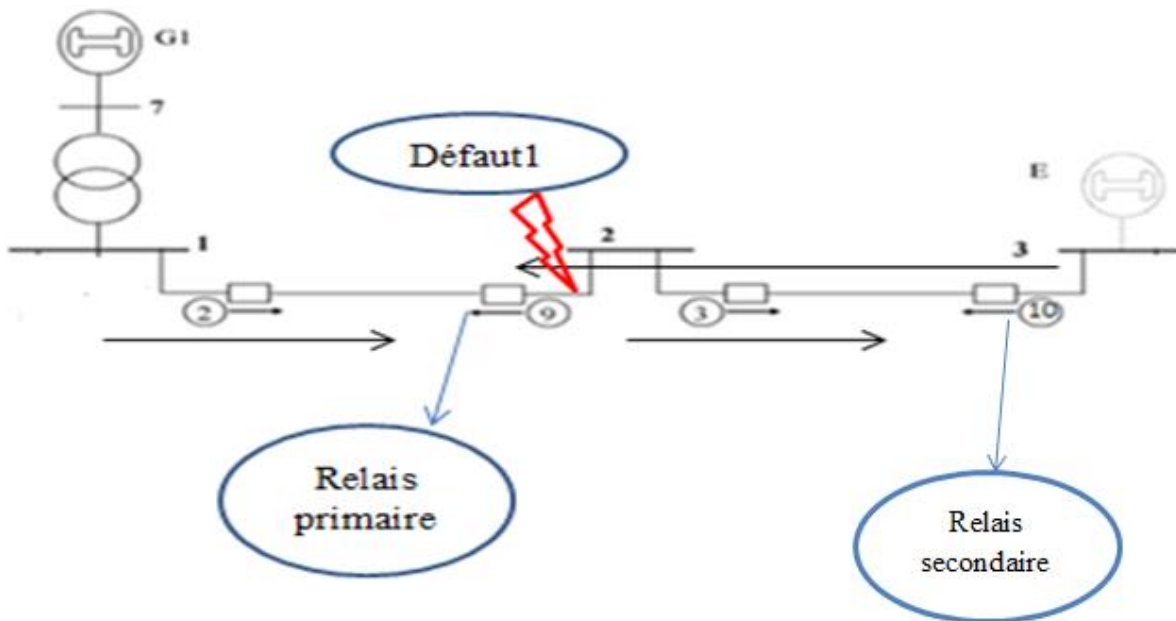


Figure.4.23. Exemple de localisation des relais secondaires.

Tableau.4.1. Courant de court-circuit aux niveaux des 8 jeux de barres

N <sub>0</sub>	Relais primaire	Courant de défaut (A)	Relais secondaire	Courant de défaut (A)	N <sub>0</sub>	Relais Primaire	Courant de défaut (A)	Relais secondaire	Courant de défaut (A)
1	1	3232	6	3232	11	8	6093	7	1890
2	2	5924	1	996	12	8	6093	9	1165
3	2	5924	7	1890	13	9	2484	10	2484
4	3	3556	2	3556	14	10	3883	11	2344
5	4	3783	3	2244	15	11	3707	12	3707
6	5	2401	4	2401	16	12	5899	13	987
7	6	6109	5	1197	17	12	5899	14	1874
8	6	6109	14	1874	18	13	2991	8	2991
9	7	5223	5	1197	19	14	5199	1	996
10	7	5223	13	987	20	14	5199	9	1165

Afin de déterminer les paramètres convenables de l’algorithme génétique permettant de minimiser le temps de déclenchement des relais primaires, plusieurs cas ont été considérés en se basant sur la variation de la population, la variation de nombre de génération et l’ajustement du croisement et de la mutation :

#### 4.3.1.1.Cas 1 : Fixer la génération a **400** et variée la population [80 a 200] :

##### A) Pop=80

L'algorithme génétique est exécuté pour la population 80, les résultats d'optimisation tels que le temps total des relais primaires, les valeurs des variables de contrôles à savoir le TDS et le PTS ainsi que les contraintes sont récapitulés dans le tableau.4.2, la caractéristique de convergence de l'AG est présentée dans la figure.4.24. Pour ce cas e temps total de déclenchement des relais primaire optimisé est de 15.445s. On remarque les variables de contrôle optimisés sont dans leurs limites admissibles.

Tableau.4.2. variables de contrôle optimisés TDS PTS : Gmax=400, Pop=80.

RP	TopPrim(s)	RS	TopSec(s)	constraints	TDS	PTS
1	0.848	6	1.151	0.002	0.321	1.016
2	1.195	1	1.577	0.082	0.588	0.881
2	1.195	7	1.526	0.031	0.588	0.881
3	1.103	2	1.419	0.015	0.363	2.346
4	1.009	3	1.394	0.085	0.298	2.082
5	0.990	4	1.307	0.017	0.391	0.677
6	0.958	5	1.344	0.087	0.557	0.506
6	0.958	14	1.781	0.523	0.557	0.506
7	1.022	5	1.344	0.022	0.474	1.407
7	1.022	13	1.840	0.518	0.474	1.407
8	0.885	7	1.526	0.341	0.308	2.350
8	0.885	9	1.584	0.399	0.308	2.350
9	1.217	10	1.579	0.063	0.601	0.547
10	1.335	11	1.676	0.042	0.581	0.840
11	1.325	12	1.678	0.053	0.431	1.670
12	1.397	13	1.840	0.144	0.583	1.438
12	1.397	14	1.781	0.084	0.583	1.438
13	0.925	8	1.272	0.046	0.305	1.306
14	1.236	1	1.577	0.040	0.625	1.064
14	1.236	9	1.584	0.048	0.625	1.064
Temps total (s)	<b>15.445</b>					

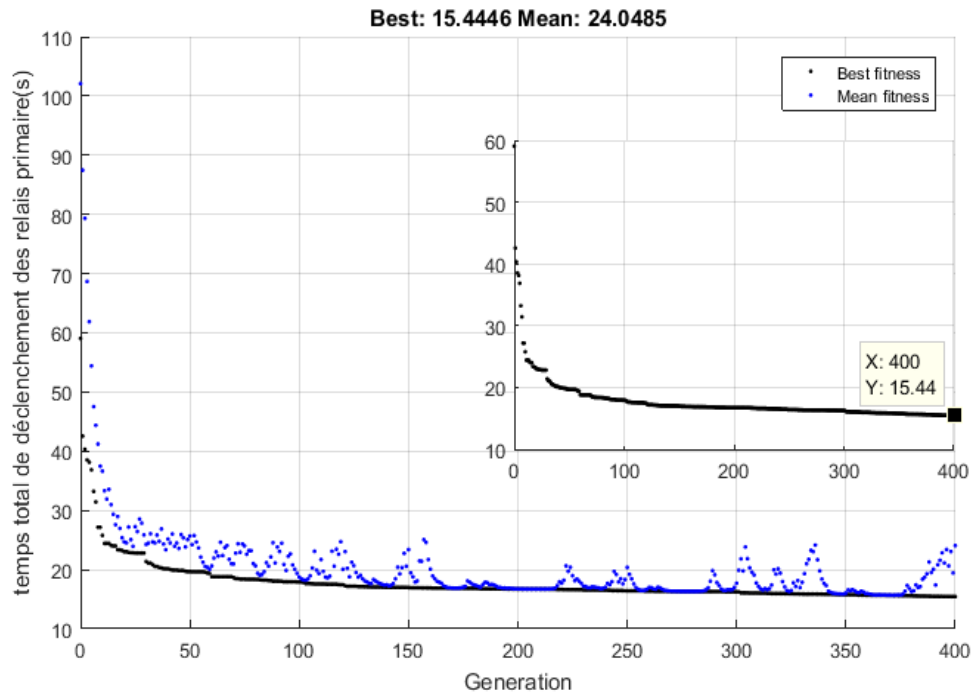


Figure.4.24. Caractéristique de convergence de l’algorithme AG (MatlabToolbx).Gmax=400, Pop=80.

**B) Pop=120**

Afin d’augmenter la diversité de l’espace de recherche, la population est augmentée à 120. L’algorithme génétique est exécuté plusieurs fois pour localiser la valeur optimale. Les résultats d’optimisation tels que le temps total des relais primaires, les valeurs des variables de contrôles à savoir le TDS et le PTS ainsi que les contraintes sont récapitulés dans le tableau.4.3. La caractéristique de convergence de l’AG est présentée dans la figure.4.25. Pour ce cas e temps total de déclenchement des relais primaire optimisé est de 14.803s. On remarque les variables de contrôle optimisés sont dans leurs limites admissibles.

Tableau.4.3. variables de contrôle optimisés TDS PTS : Gmax=400, Pop=120.

RP	TopPrim	RS	TopSec	contrant	TDS	PTS
1	0.886	6	1.212	0.026	0.378	0.742
2	1.184	1	1.509	0.025	0.658	0.581
2	1.184	7	1.542	0.058	0.658	0.581
3	1.073	2	1.378	0.004	0.475	1.102
4	0.959	3	1.274	0.015	0.330	1.497

5	0.828	4	1.194	0.066	0.227	1.523
6	0.979	5	1.323	0.044	0.494	0.842
6	0.979	14	1.784	0.505	0.494	0.842
7	0.977	5	1.323	0.046	0.406	1.936
7	0.977	13	1.796	0.492	0.406	1.936
8	1.111	7	1.542	0.131	0.553	0.874
8	1.111	9	1.472	0.061	0.553	0.874
9	0.922	10	1.270	0.047	0.276	1.990
10	1.101	11	1.403	0.002	0.565	0.505
11	1.140	12	1.627	0.187	0.416	1.282
12	1.426	13	1.869	0.043	0.825	0.500
12	1.426	14	1.784	0.058	0.825	0.500
13	1.068	8	1.419	0.051	0.447	0.724
14	1.148	1	1.509	0.062	0.492	1.762
14	1.148	9	1.472	0.024	0.492	1.762
<b>Temps total (s)</b>		14.803				

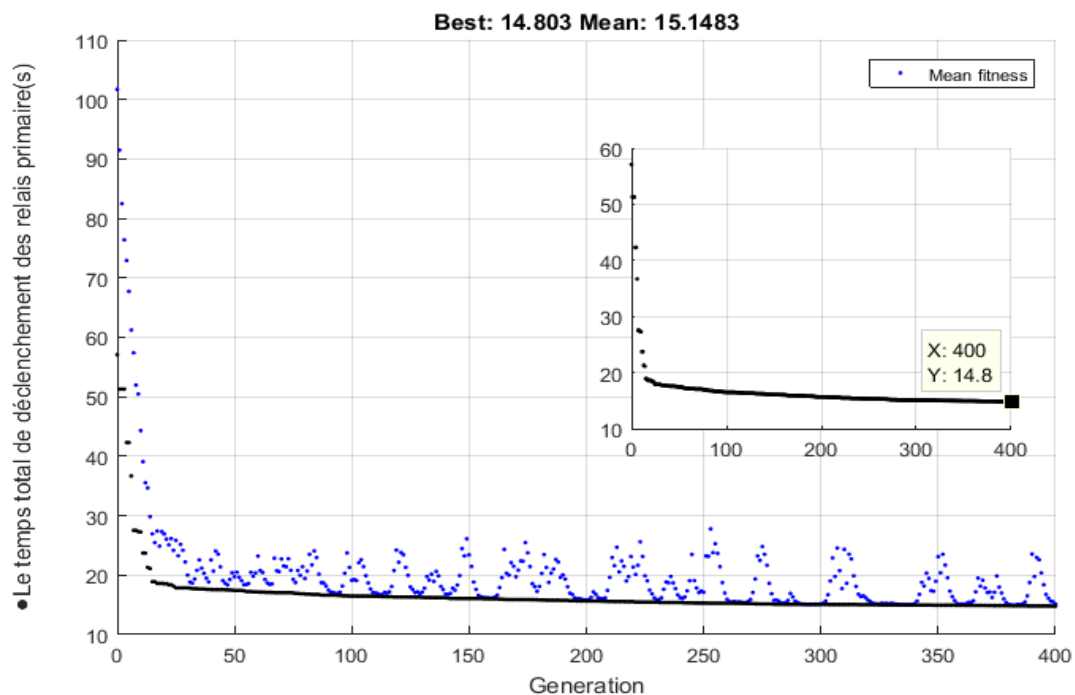


Figure.4.25. Caractéristique de convergence de l’algorithme AG (MatlabToolbx).Gmax=400, Pop=120.

## C) Pop=160

Afin d'augmenter la diversité de l'espace de recherche, la population est augmentée à 160. L'algorithme génétique est exécuté plusieurs fois pour localiser la valeur optimale. Les résultats d'optimisation tels que le temps total des relais primaires, les valeurs des variables de contrôles à savoir le TDS et le PTS ainsi que les contraintes sont récapitulés dans le tableau.4.4. La caractéristique de convergence de l'AG est présentée dans la figure.4.26. Pour ce cas le temps total de déclenchement des relais primaire optimisé est de 13.5076s. On remarque les variables de contrôle optimisés sont dans leurs limites admissibles.

Tableau.4.4. variables de contrôle optimisés : TDS, PTS : Gmax=400, Pop=160.

RP	TopPrim	RS	TopSec	contrant	TDS	PTS
1	0.729	6	1.035	0.006	0.250	1.293
2	1.172	1	1.482	0.010	0.561	0.966
2	1.172	7	1.472	0.000	0.561	0.966
3	1.078	2	1.398	0.020	0.605	0.507
4	0.916	3	1.234	0.018	0.255	2.328
5	0.897	4	1.207	0.010	0.263	1.337
6	0.809	5	1.381	0.272	0.355	1.290
6	0.809	14	1.534	0.425	0.355	1.290
7	1.073	5	1.381	0.008	0.614	0.691
7	1.073	13	1.553	0.180	0.614	0.691
8	0.816	7	1.472	0.356	0.323	1.718
8	0.816	9	1.245	0.129	0.323	1.718
9	0.920	10	1.227	0.007	0.401	1.990
10	1.064	11	1.409	0.045	0.545	0.508
11	1.126	12	1.433	0.007	0.383	1.511
12	1.183	13	1.553	0.071	0.472	1.620
12	1.183	14	1.534	0.051	0.472	1.620
13	0.778	8	1.118	0.039	0.256	1.317
14	0.945	1	1.482	0.236	0.376	2.172
14	0.945	9	1.245	0.000	0.376	2.172
<b>Temps total (s)</b>	13.5076					

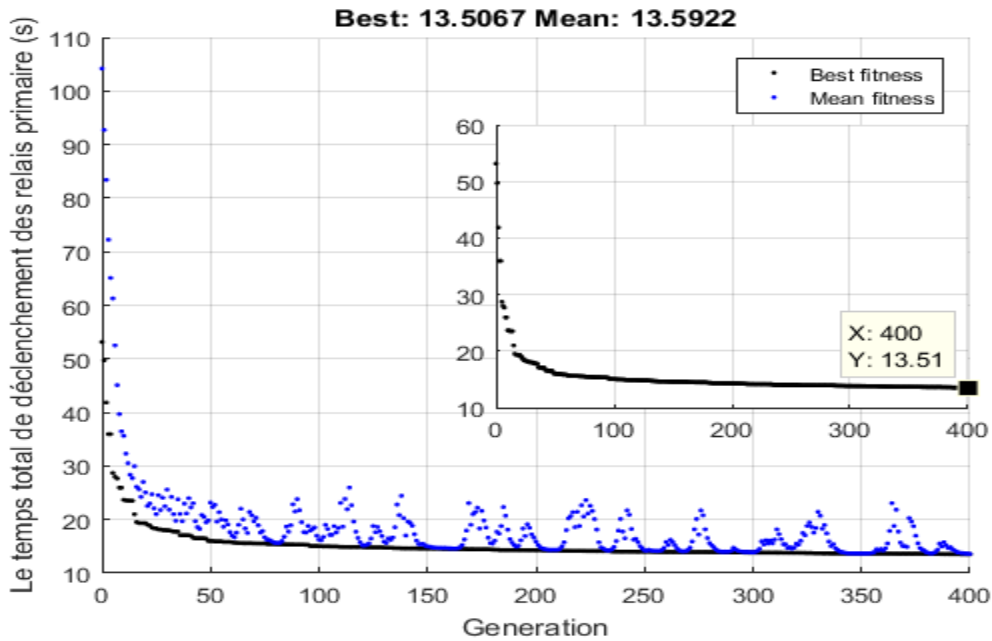


Figure.4.26. Caractéristique de convergence de l’algorithme AG (MatlabToolbx).Gmax=400, Pop=160.

**D) Pop=200**

Afin d’augmenter la diversité de l’espace de recherche, la population est augmentée à 200. L’algorithme génétique est exécuté plusieurs fois pour localiser la valeur optimale. Les résultats d’optimisation tels que le temps total des relais primaires, les valeurs des variables de contrôles à savoir le TDS et le PTS ainsi que les contraintes sont récapitulés dans le tableau.4.5. La caractéristique de convergence de l’AG est présentée dans la figure.4.27. Pour ce cas e temps total de déclenchement des relais primaire optimisé est de 13.445s. On remarque les variables de contrôle optimisés sont dans leurs limites admissibles.

Tableau.4.5. variables de contrôle optimisés TDS PTS : Gmax=400, Pop=200.

RP	TopPrim	RS	TopSec	contrant	TDS	PTS
1	0.801	6	1.140	0.038	0.323	0.868
2	1.091	1	1.421	0.029	0.508	1.048
2	1.091	7	1.458	0.066	0.508	1.048
3	1.006	2	1.308	0.003	0.415	1.344
4	0.908	3	1.209	0.000	0.386	0.875
5	0.755	4	1.083	0.028	0.196	1.672
6	0.929	5	1.245	0.016	0.486	0.741



6	0.929	14	1.563	0.335	0.486	0.741
7	0.911	5	1.245	0.033	0.369	2.070
7	0.911	13	1.600	0.389	0.369	2.070
8	0.723	7	1.458	0.435	0.392	0.652
8	0.723	9	1.396	0.373	0.392	0.652
9	1.066	10	1.371	0.005	0.517	0.582
10	1.154	11	1.552	0.098	0.490	0.899
11	1.197	12	1.504	0.006	0.356	2.009
12	1.260	13	1.600	0.041	0.543	1.311
12	1.260	14	1.563	0.004	0.543	1.311
13	0.588	8	1.904	0.015	0.151	2.134
14	1.057	1	1.421	0.064	0.502	1.300
14	1.057	9	1.396	0.039	0.502	1.300
<b>Temps total (s)</b>			13.445			

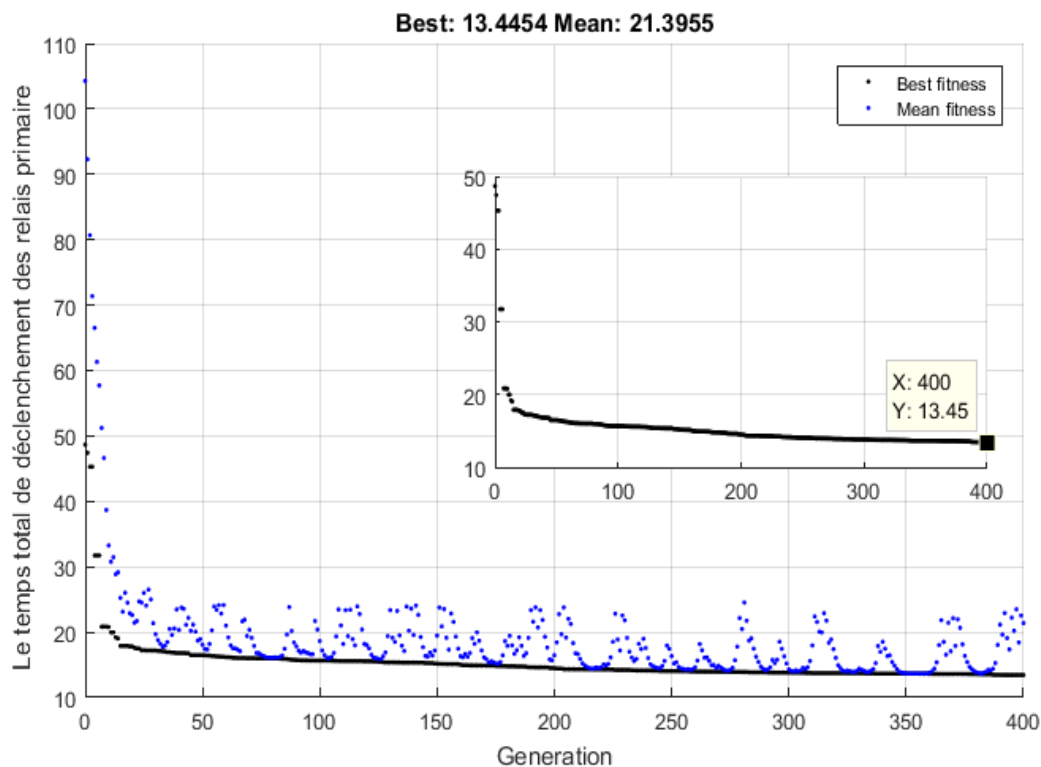


Figure.4.27. Caractéristique de convergence de l’algorithme AG (MatlabToolbx).Gmax=400, Pop=160.

- Interprétation des résultats :

D'après le tableau.4.6. On remarque que l'augmentation de la population pour effet de créer une diversité dans l'espace de recherche ce qui a permis d'améliorer la valeur optimale du temps de déclenchement des relais primaires.

Tableau.4.6.comparaison des résultats, variation de la population et  $G_{max}=400$ .

Génération	400			
Population	80	120	160	200
Temps total (s)	15.445	14.803	13.506	13.445

**4.3.1.2. Cas2** : fixer la population a **200** et variée la génération [1000 a 2000] :

**A. Géné=1000.**

L'algorithme génétique est exécuté pour la génération 1000, les résultats d'optimisation tels que le temps total des relais primaires, les valeurs des variables de contrôles à savoir le TDS et le PTS ainsi que les contraintes sont récapitulés dans le tableau.4.7, la caractéristique de convergence de l'AG est présentée dans la figure.4.28. Pour ce cas le temps total de déclenchement des relais primaires optimisé est de 13.296s. On remarque les variables de contrôle optimisés sont dans leurs limites admissibles.

Tableau.4.7. variables de contrôle optimisés TDS PTS : Popmax=200, Géné=1000.

RP	TopPrim	RS	TopSec	Contrant	TDS	PTS
1	0.860	6	1.162	0.002	0.388	0.631
2	1.112	1	1.415	0.003	0.567	0.787
2	1.112	7	1.413	0.001	0.567	0.787
3	1.011	2	1.312	0.000	0.376	1.763
4	0.937	3	1.241	0.005	0.317	1.561
5	0.871	4	1.171	0.000	0.298	0.962
6	0.946	5	1.248	0.002	0.494	0.749
6	0.946	14	1.409	0.163	0.494	0.749

7	0.915	5	1.248	0.033	0.396	1.726
7	0.915	13	1.408	0.194	0.396	1.726
8	0.917	7	1.413	0.195	0.414	1.189
8	0.917	9	1.229	0.012	0.414	1.189
9	0.875	10	1.177	0.002	0.344	1.066
10	0.932	11	1.232	0.001	0.296	1.831
11	0.984	12	1.248	0.000	0.333	1.524
12	1.108	13	1.408	0.000	0.572	0.748
12	1.108	14	1.409	0.001	0.572	0.748
13	0.902	8	1.204	0.010	0.418	0.538
14	0.928	1	1.415	0.187	0.417	1.542
14	0.928	9	1.229	0.001	0.417	1.542
<b>Temps total (s)</b>			13.296			

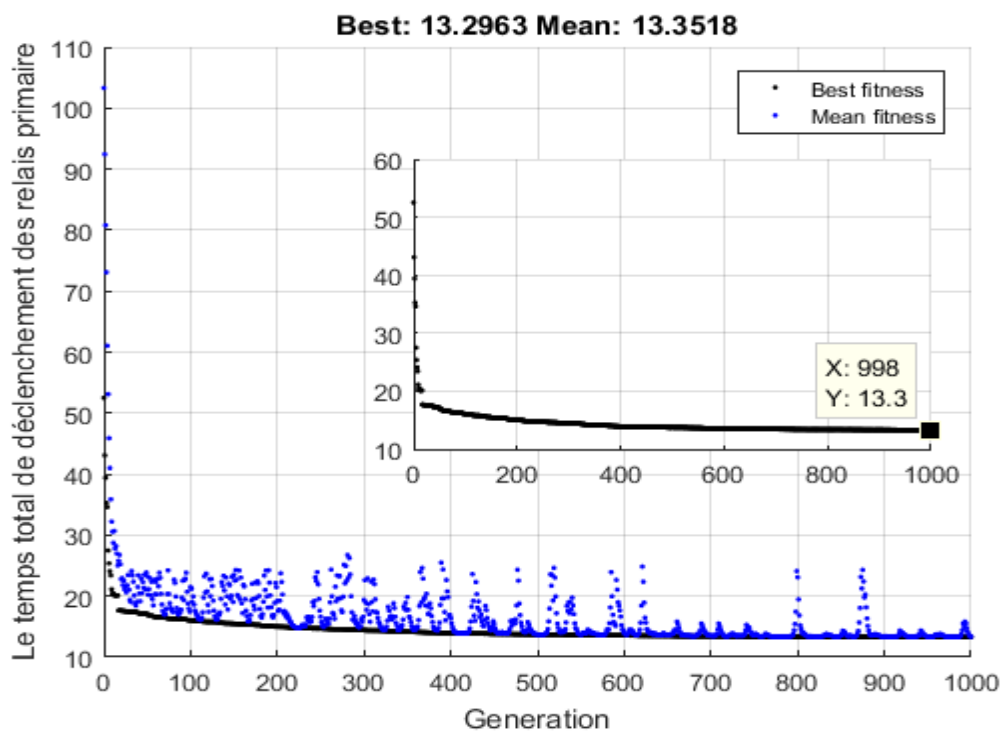


Figure.4.28. Caractéristique de convergence de l’algorithme AG (MatlabToolbx).Popmax=200, Géné=1000.

**B. Géné=1500.**

Afin d'augmenter la génération à 1500. L'algorithme génétique est exécuté plusieurs fois pour localiser la valeur optimale. Les résultats d'optimisation tels que le temps total des relais primaires, les valeurs des variables de contrôles à savoir le TDS et le PTS ainsi que les contraintes sont récapitulés dans le tableau.4.8. La caractéristique de convergence de l'AG est présentée dans la figure.4.29. Pour ce cas e temps total de déclenchement des relais primaire optimisé est de 13.009s. On remarque les variables de contrôle optimisés sont dans leurs limites admissibles.

Tableau.4.8.variables de contrôle optimisés TDS PTS : Popmax=200, Géné=1500.

RP	TopPrim	RS	TopSec	Contrant	TDS	PTS
1	0.855	6	1.155	0.000	0.394	0.592
2	0.981	1	1.388	0.108	0.379	1.775
2	0.981	7	1.281	0.000	0.379	1.775
3	0.923	2	1.223	0.000	0.332	1.907
4	0.841	3	1.141	0.000	0.239	2.233
5	0.801	4	1.101	0.000	0.226	1.439
6	0.958	5	1.258	0.000	0.548	0.541
6	0.958	14	1.489	0.231	0.548	0.541
7	0.860	5	1.258	0.098	0.401	1.381
7	0.860	13	1.489	0.329	0.401	1.381
8	0.725	7	1.281	0.256	0.271	1.971
8	0.725	9	1.388	0.363	0.271	1.971
9	0.925	10	1.255	0.000	0.311	1.553
10	1.062	11	1.362	0.000	0.544	0.506
11	1.093	12	1.393	0.000	0.378	1.450
12	1.189	13	1.489	0.000	0.572	0.945
12	1.189	14	1.489	0.000	0.572	0.945
13	0.711	8	1.011	0.000	0.223	1.459
14	1.088	1	1.388	0.000	0.630	0.658
14	1.088	9	1.388	0.000	0.630	0.658
<b>Temps total (s)</b>	<b>13.009</b>					

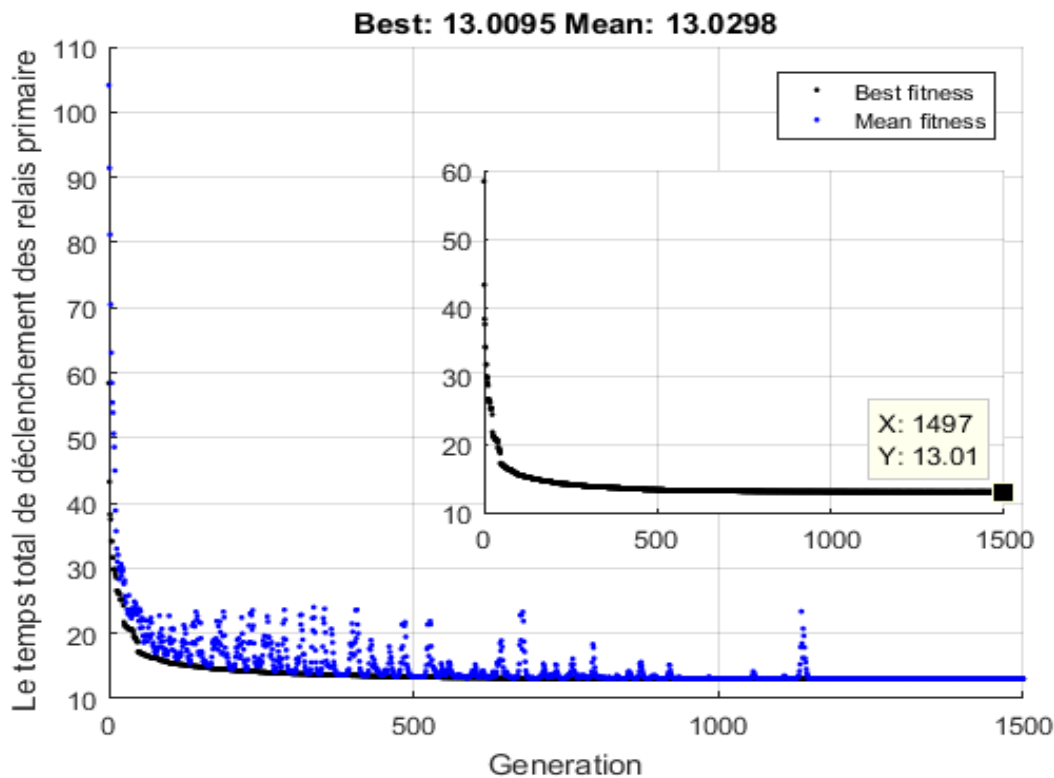


Figure.4.29. Caractéristique de convergence de l’algorithme AG (MatlabToolbx).Popmax=200, Géné=1500.

### C. Géné =2000.

Afin d’augmenter la génération à 1500. L’algorithme génétique est exécuté plusieurs fois pour localiser la valeur optimale. Les résultats d’optimisation tels que le temps total des relais primaires, les valeurs des variables de contrôles à savoir le TDS et le PTS ainsi que les contraintes sont récapitulés dans le tableau.4.9. La caractéristique de convergence de l’AG est présentée dans la figure.4.30. Pour ce cas e temps total de déclenchement des relais primaire optimisé est de 12.476s, On remarque les variables de contrôle optimisés sont dans leurs limites admissibles.

Tableau.4.9. variables de contrôle optimisés TDS PTS : Popmax=200, Géné=2000.

RP	TopPrim	RS	TopSec	Contrant	TDS	PTS
1	0.514	6	0.814	0.000	0.142	2.012
2	1.065	1	1.365	0.000	0.428	1.596
2	1.065	7	1.365	0.000	0.428	1.596
3	1.016	2	1.316	0.000	0.362	1.947
4	0.958	3	1.258	0.000	0.346	1.335
5	0.880	4	1.180	0.000	0.271	1.214
6	0.677	5	1.323	0.345	0.395	0.502
6	0.677	14	1.326	0.348	0.395	0.502
7	1.022	5	1.323	0.001	0.637	0.500
7	1.022	13	1.326	0.004	0.637	0.500
8	0.915	7	1.365	0.150	0.519	0.555
8	0.915	9	1.215	0.000	0.519	0.555
9	0.868	10	1.168	0.000	0.344	1.039
10	0.917	11	1.217	0.000	0.282	0.962
11	0.968	12	1.268	0.000	0.324	1.569
12	1.026	13	1.326	0.000	0.372	2.066
12	1.026	14	1.326	0.000	0.372	2.066
13	0.832	8	1.132	0.000	0.372	0.599
14	0.819	1	1.365	0.246	0.326	2.154
14	0.819	9	1.215	0.096	0.326	2.154
<b>Temps total (s)</b>	12.476					
<b>Temps d'exécution (s)</b>	173.086220					

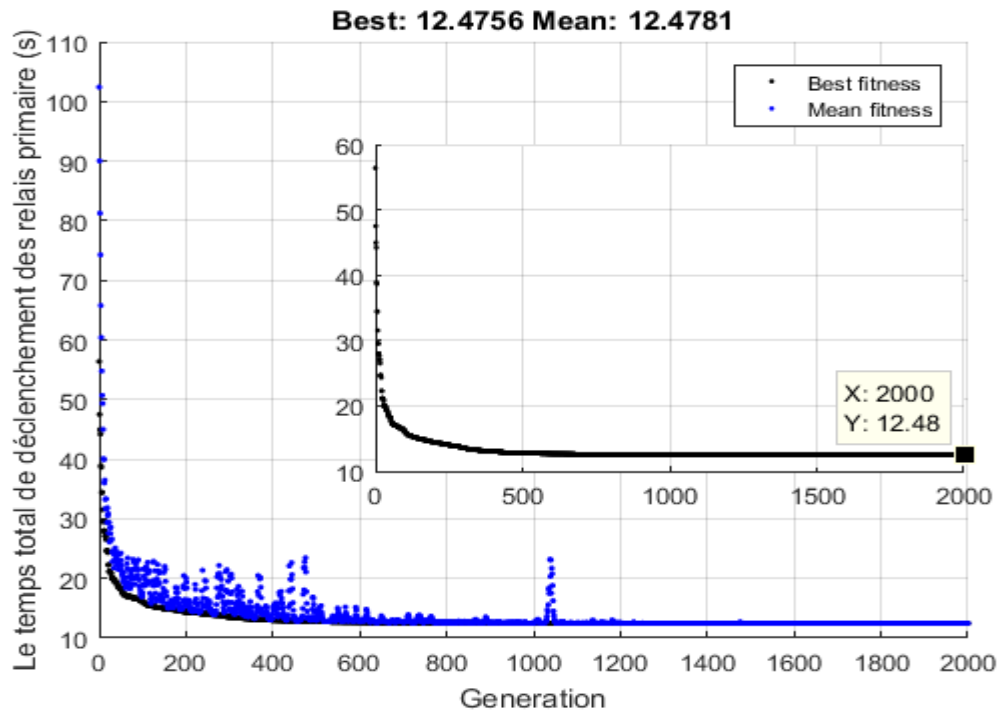


Figure.4.30. Caractéristique de convergence de l’algorithme AG (Matlab Toolbx)- Popmax=200, Géné=2000.

- Interprétation des résultats :

D’après le tableau.4.10, on remarque que l’augmentation de la génération permet d’améliorer la valeur optimale du temps de déclenchement des relais primaires.

Tableau.4.10.comparaison des résultats, variation de la génération et Popmax=200.

Population	200		
Génération	1000	1500	2000
Temps total (s)	13.296	13.009	12.475

#### 4.3.1.3. Cas3 : augmentation du courant de court-circuit :

Cette partie est consacrée à tester l’effet de court-circuit sur les réglages des protections. Le réseau électrique est de nature dynamique, l’intégration des compensateurs FACTS types séries entraine une variation des courants de court-circuit ce qui influe sur l’efficacité du system de protection. Alors il obligatoire de calculer les courants de court

circuits afin de les adapter aux réglages des relais de protections afin d'éviter d'avoir des déclenchements intempestifs.

**A. Augmentation du (Icc1 et Icc2) a 10%**

Pour Géne=2000 et Pop=200.

Le temps total de déclenchement des relais primaires obtenu est 13.949 s

Tableau.4.11. variables de contrôle optimisés TDS PTS : Géne=2000, Pop=200, (Icc1 et Icc2) augmenté a10%

RP	TopPrim	RS	TopSec	Contrant	TDS	PTS
1	0.821	6	1.121	0.000	0.308	1.146
2	1.238	1	1.538	0.000	0.632	0.861
2	1.238	7	1.538	0.000	0.632	0.861
3	1.160	2	1.460	0.000	0.670	0.500
4	1.022	3	1.322	0.000	0.322	2.004
5	1.001	4	1.301	0.000	0.336	1.108
6	0.924	5	1.446	0.222	0.511	0.671
6	0.924	14	1.400	0.176	0.511	0.671
7	1.146	5	1.446	0.000	0.702	0.587
7	1.146	13	1.446	0.000	0.702	0.587
8	0.821	7	1.538	0.417	0.314	2.062
8	0.821	9	1.271	0.151	0.314	2.062
9	0.850	10	1.150	0.000	0.289	1.676
10	1.002	11	1.302	0.000	0.530	0.500
11	1.057	12	1.357	0.000	0.384	1.417
12	1.100	13	1.446	0.046	0.403	2.217
12	1.100	14	1.400	0.000	0.403	2.217
13	0.837	8	1.137	0.000	0.329	0.945
14	0.971	1	1.538	0.267	0.490	1.175
14	0.971	9	1.271	0.000	0.490	1.175



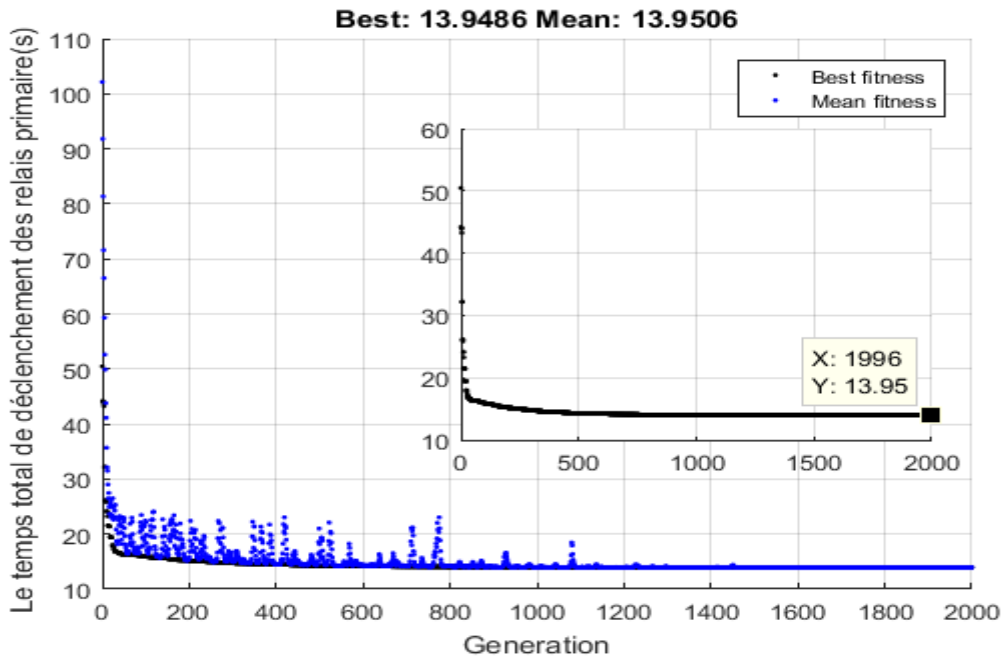


Figure.4.31. Caractéristique de convergence de l’algorithme AG (MatlabToolbx).  
Géne=2000, Pop=200, (Icc1 et Icc2) augmenté de 10%.

**B. Réduction du (Icc1 et Icc2) a 10%**

Pour Géne=2000 et Pop=200

Le temps total de déclenchement des relais primaires obtenu est 12.010s

Tableau.4.12. variables de contrôle optimisés TDS PTS : Géne=2000, Pop=200, (Icc1 et Icc2) démunie a 10%

RP	TopPrim	RS	TopSec	contrant	TDS	PTS
1	0.742	6	1.042	0.000	0.313	0.687
2	0.972	1	1.272	0.000	0.399	1.364
2	0.972	7	1.272	0.000	0.399	1.364
3	0.896	2	1.196	0.000	0.323	1.712
4	0.807	3	1.107	0.000	0.218	2.224
5	0.775	4	1.075	0.000	0.260	0.909
6	0.818	5	1.120	0.002	0.366	1.095
6	0.818	14	1.414	0.295	0.366	1.095
7	0.820	5	1.120	0.000	0.352	1.590

7	0.820	13	1.414	0.293	0.352	1.590
8	0.744	7	1.272	0.228	0.381	0.717
8	0.744	9	1.138	0.094	0.381	0.717
9	0.823	10	1.123	0.000	0.338	0.857
10	0.967	11	1.267	0.000	0.474	0.529
11	0.051	12	1.351	0.000	0.423	0.898
12	1.114	13	1.414	0.000	0.443	1.475
12	1.114	14	1.414	0.000	0.443	1.475
13	0.643	8	0.943	0.000	0.193	1.440
14	0.838	1	1.272	0.134	0.313	2.295
14	0.838	9	1.138	0.000	0.313	2.295

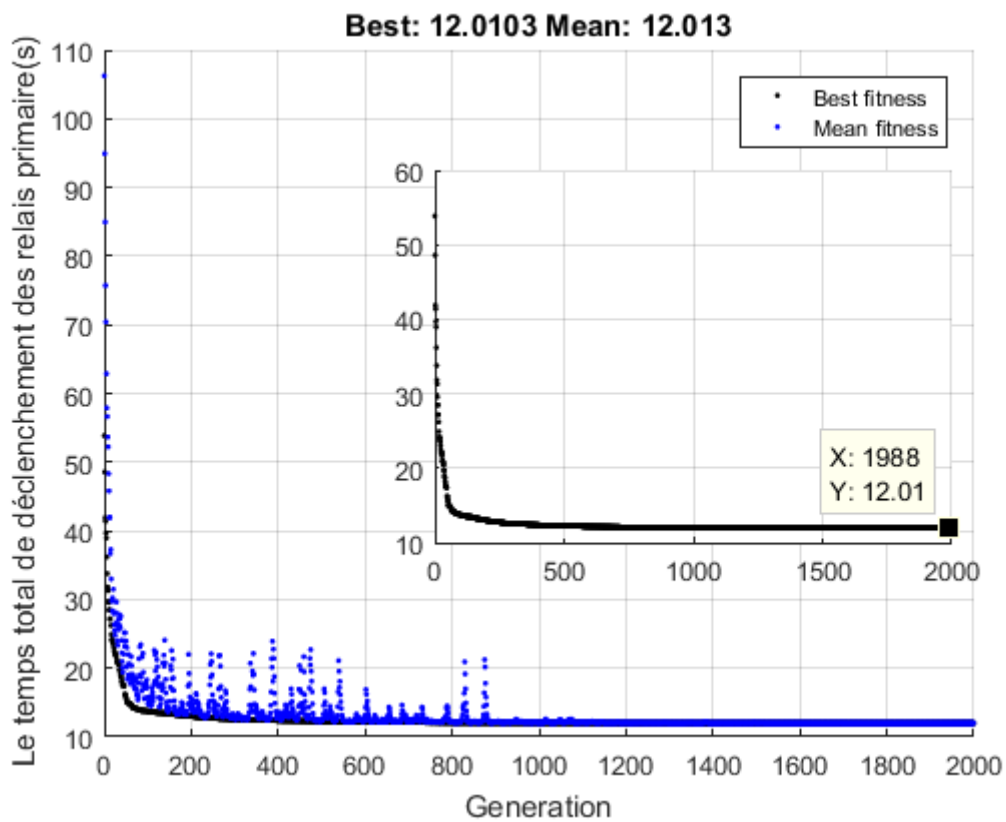


Figure.4.32. Caractéristique de convergence de l’algorithme AG (Matlab Toolbx).

Géne=2000, Pop=200, (Icc1 et Icc2) démunie a 10%

**Remarque**

On remarque que, l'augmentation de la valeur de courant de court-circuit entraîne une augmentation du temps de déclenchement total des relais primaire, alors que la diminution de la valeur du courant de court-circuit entraîne d'une augmentation du temps de déclenchement total des relais primaires, donc en pratique il nécessaire de calculer les courants de court-circuit pour bien adapter le réglage de protection.

#### 4.3.2. Test2 : Optimisation par utilisation de l'algorithme PSO Toolbox (GATOOL) du Matlab.

Paramètres de l'algorithme PSO : Les paramètres de l'algorithme PSO pour la minimisation du temps de déclenchement des relais primaires sont présentés dans le Tableau .4.13.

Tableau.4.13. Paramètres de l'algorithme PSO.

paramètre	Population	Max Itération	Wmin	Wmax	C1	C2
Valeur	200	1000	0.4	0.9	2	2

Tableau 4.14. Caractéristique technique des transformateurs de courant.

Nombre de relais	CT Ration	Nombre de relais	CT Ration
1	1200/5	8	1200/5
2	1200/5	9	800/5
3	800/5	10	1200/5
4	1200/5	11	1200/5
5	1200/5	12	1200/5
6	1200/5	13	1200/5
7	800/5	14	800/5

Après l'exécution de l'algorithme PSO, les résultats d'optimisation tels que le temps total des relais primaires, les valeurs des variables de contrôles à savoir le TDS et le PTS ainsi que les contraintes sont récapitulés dans le tableau.4.15, la caractéristique de convergence de PSO est présentée dans la figure.4.33. Pour ce cas le temps total de déclenchement des relais primaire optimisé est de 11.001s. Il faut noter que les contraintes de sécurités liées aux relais ainsi que les variables de contrôle optimisés sont dans leurs limites admissibles.

Tableau.4.15. les valeurs des variables de contrôle optimisés TDS et le PTS.

RP	TopPrim	RS	TopSec	Contrant	TDS	PTS
1	0.424	6	0.724	0.000	0.109	2.298
2	0.982	1	1.282	0.000	0.396	1.586
2	0.982	7	1.282	0.000	0.396	1.586
3	0.913	2	1.213	0.000	0.462	0.726
4	0.760	3	1.060	0.000	0.387	0.504
5	0.579	4	0.879	0.000	0.116	2.499
6	0.594	5	1.171	0.277	0.322	0.655
6	0.594	14	1.326	0.432	0.322	0.655
7	0.871	5	1.171	0.000	0.417	1.275
7	0.871	13	1.326	0.155	0.417	1.275
8	0.820	7	1.282	0.163	0.478	0.500
8	0.820	9	1.132	0.013	0.478	0.500
9	0.739	10	1.039	0.000	0.239	1.696
10	0.841	11	1.141	0.000	0.294	1.484
11	0.910	12	1.210	0.000	0.307	1.541
12	1.026	13	1.326	0.000	0.475	1.062
12	1.026	14	1.326	0.000	0.475	1.062
13	0.708	8	1.008	0.000	0.250	1.119
14	0.832	1	1.282	0.150	0.341	2.000
14	0.832	9	1.132	0.000	0.341	2.000
<b>Temps total (s)</b>	<b>11.001</b>					
<b>Temps d'exécution (s)</b>	<b>70.537532</b>					

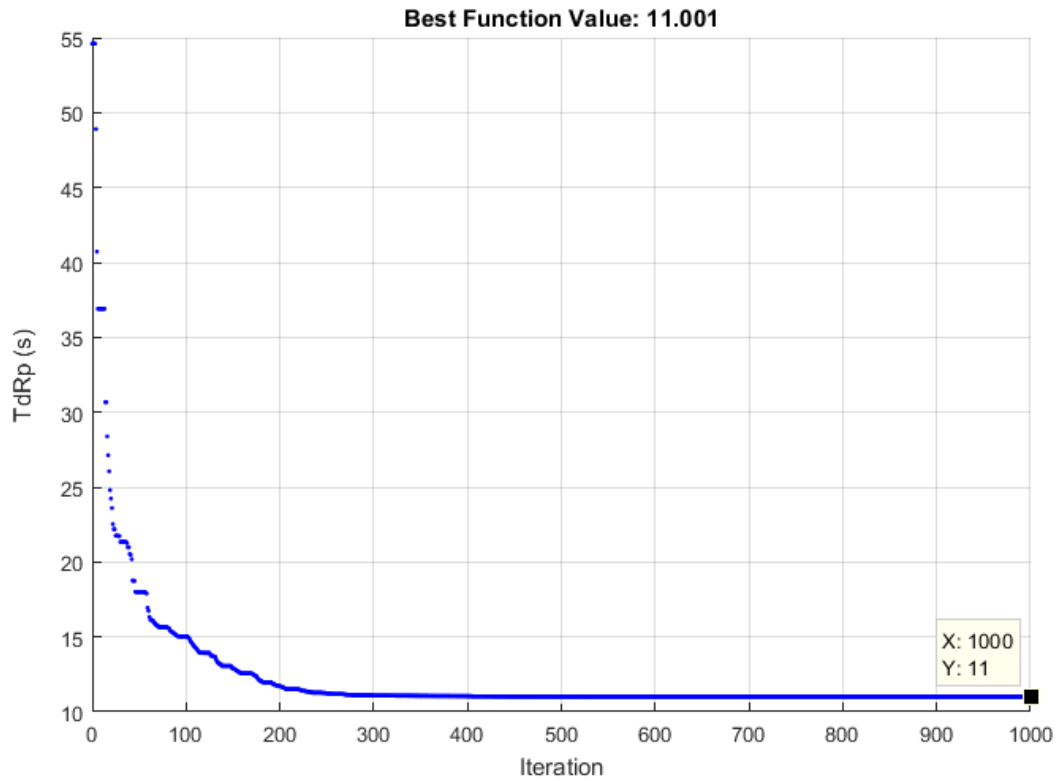


Figure.4.33. Caractéristiques de convergence de PSO ( MatlabToolbx).

**Augmentation du (Icc1 et Icc2) a 10%**

Le temps total de déclenchement des relais primaires obtenu est de 14.566 s.

Tableau.4.16. les valeurs des variables de contrôles TDS et le PTS. (Icc1 et Icc2) augmenté à 10%

RP	TopPrim	RS	TopSec	Contrant	TDS	PTS
1	0.855	6	1.155	0.000	0.321	1.144
2	1.301	1	1.601	0.000	0.773	0.500
2	1.301	7	1.601	0.000	0.773	0.500
3	1.199	2	1.499	0.000	0.687	0.516
4	1.068	3	1.368	0.000	0.349	1.850
5	1.046	4	1.346	0.000	0.358	1.061
6	0.966	5	1.499	0.233	0.578	0.500
6	0.966	14	1.496	0.230	0.578	0.500
7	1.199	5	1.499	0.000	0.748	0.547
7	1.199	13	1.499	0.000	0.748	0.547

<b>8</b>	0.716	<b>7</b>	1.601	0.585	0.427	0.507
<b>8</b>	0.716	<b>9</b>	1.427	0.411	0.427	0.507
<b>9</b>	1.078	<b>10</b>	1.378	0.000	0.507	0.713
<b>10</b>	1.101	<b>11</b>	1.401	0.000	0.363	1.862
<b>11</b>	1.140	<b>12</b>	1.440	0.000	0.420	1.376
<b>12</b>	1.196	<b>13</b>	1.499	0.004	0.493	1.638
<b>12</b>	1.196	<b>14</b>	1.496	0.000	0.493	1.638
<b>13</b>	0.576	<b>8</b>	0.877	0.000	0.152	2.235
<b>14</b>	1.127	<b>1</b>	1601	0.174	0.717	0.500
<b>14</b>	1.127	<b>9</b>	1.427	0.000	0.717	0.500
<b>Temps total (s)</b>		<b>14.566</b>				

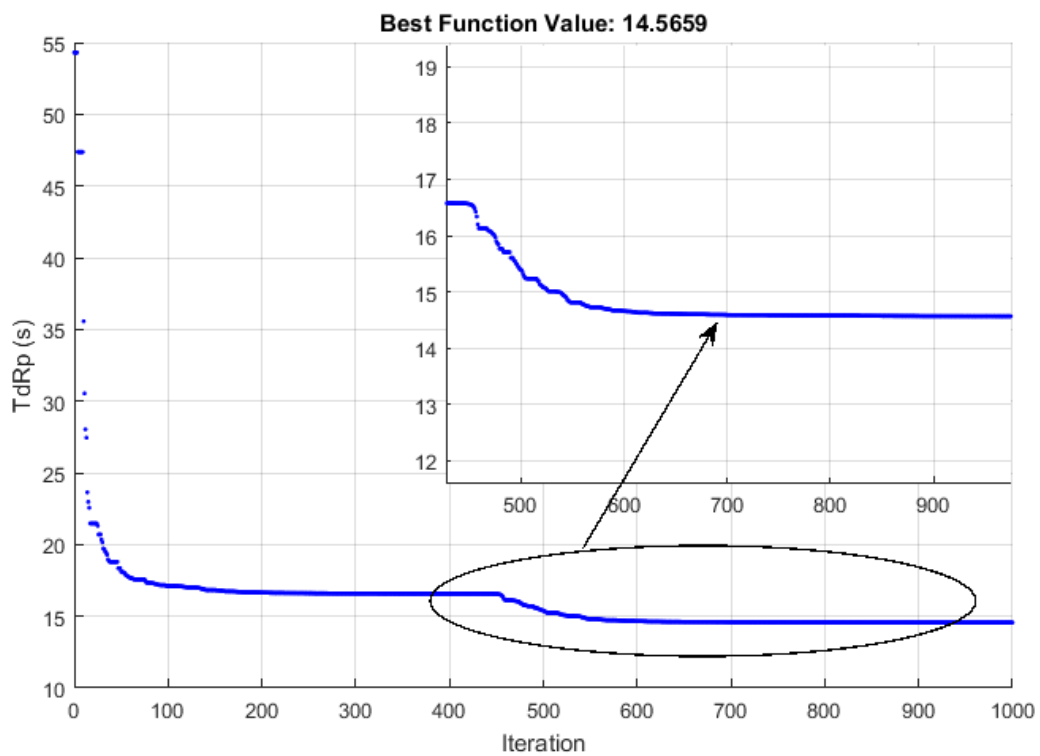


Figure.4.34. Caractéristiques de convergence de PSO (Matlab Toolbx), (Icc1 et Icc2) augmenté à 10%.

**Réduction du (Icc1 et Icc2) à 10%**

Le temps total de déclenchement des relais primaires obtenu est de 9.761s.

Tableau.4.17. les valeurs des variables de contrôle optimisés TDS et PTS. (Icc1 et Icc2) démunie a 10%

<b>RP</b>	<b>TopPrim</b>	<b>RS</b>	<b>TopSec</b>	<b>Contrant</b>	<b>TDS</b>	<b>PTS</b>
<b>1</b>	0.382	<b>6</b>	0.682	0.000	0.100	2.006
<b>2</b>	0.820	<b>1</b>	0.120	0.000	0.285	2.068
<b>2</b>	0.820	<b>7</b>	0.120	0.000	0.285	2.068
<b>3</b>	0.749	<b>2</b>	1.049	0.000	0.300	1.305
<b>4</b>	0.606	<b>3</b>	0.906	0.000	0.155	2.439
<b>5</b>	0.520	<b>4</b>	0.820	0.000	0.104	2.256
<b>6</b>	0.513	<b>5</b>	1.054	0.241	0.197	1.677
<b>6</b>	0.513	<b>14</b>	1.235	0.422	0.197	1.677
<b>7</b>	0.754	<b>5</b>	1.054	0.000	0.353	1.226
<b>7</b>	0.754	<b>13</b>	1.235	0.181	0.353	1.226
<b>8</b>	0.736	<b>7</b>	1.120	0.084	0.271	1.844
<b>8</b>	0.736	<b>9</b>	1.068	0.032	0.271	1.844
<b>9</b>	0.664	<b>10</b>	0.964	0.000	0.197	1.835
<b>10</b>	0.741	<b>11</b>	1.041	0.000	0.211	2.055
<b>11</b>	0.842	<b>12</b>	1.142	0.000	0.301	1.209
<b>12</b>	0.935	<b>13</b>	1.235	0.000	0.359	1.616
<b>12</b>	0.935	<b>14</b>	1.235	0.000	0.359	1.616
<b>13</b>	0.733	<b>8</b>	1.033	0.000	0.299	0.701
<b>14</b>	0.768	<b>1</b>	1.120	0.052	0.310	1.878
<b>14</b>	0.768	<b>9</b>	1.068	0.000	0.310	1.878
<b>Temps total (s)</b>	<b>9.761</b>					

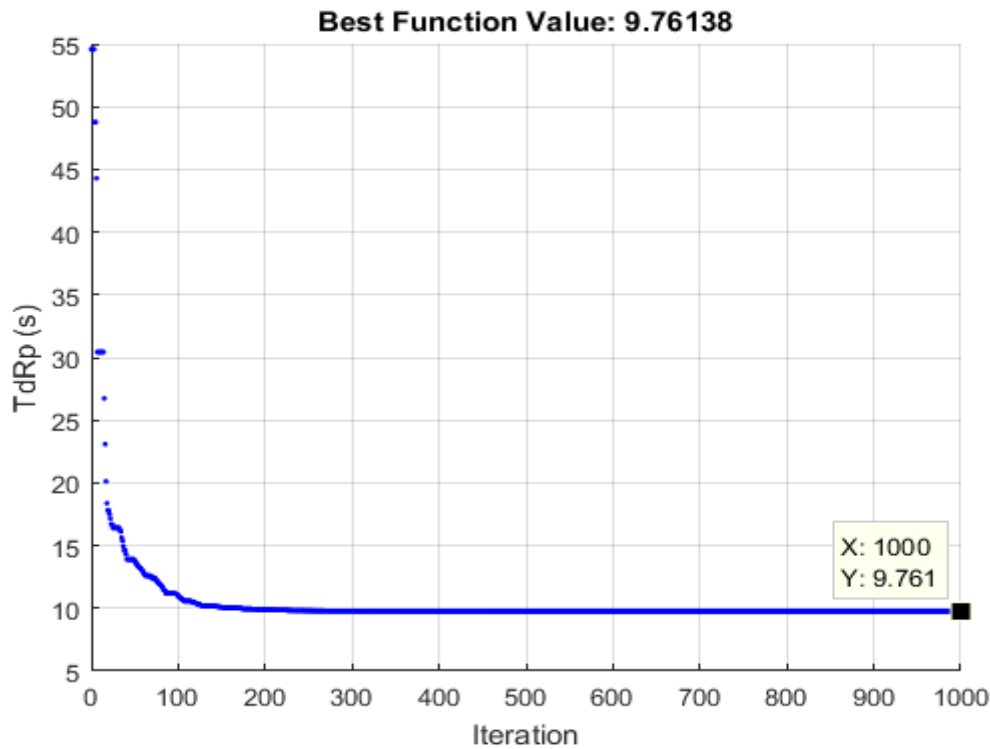


Figure.4.35. Caractéristiques de convergence de PSO (Matlab Toolbx), réduction du courant de court-circuit de 10 %.

On remarque que la valeur de courant de court-circuit est très important pour le calcul de temps de déclenchement, qui en augment le courant de court-circuit le temps de déclenchement est augment, ou le courant de court-circuit diminuer le temps de déclenchement es diminuer.

**Comparaison entre les deux méthodes**

Le tableau.4.18. représente le temps total de déclenchement des relais primaires et le temps d’exécution obtenu par application des algorithmes PSO et GA sans et avec l’augmentation des courants de court-circuit.

Méthode	PSO			AG		
	Sans augmentation	Augmentation a 10%	Réduction à 10%	Sans augmentation	Augmentation a 10%	Réduction à 10%
Temps totale(s)	11.001	14.566	9.761	12.475	13.949	12.010
Temps d’exécution	<b>70.537532</b>			<b>173.086220</b>		



D'après le tableau 4.18, on remarque que le temps total de déclenchement des relais primaire obtenu par PSO est le meilleur par rapport à l'AG, mais pour le cas d'augmentation du courant de court-circuit, l'AG donne le meilleur temps de déclenchement par rapport à l'algorithme PSO. Il faut noter que l'algorithme PSO converge rapidement par rapport à l'AG.

### 4.3.3. Test3 : Optimisation par utilisation de L'algorithme standard ALO

L'algorithme standard ALO est appliqué pour minimiser le temps total de déclenchement des relais primaires installés dans le réseau électrique standards 8 jeux de barres. La population initiale est composée de 100, le nombre de génération maximale est de 500. Les résultats d'optimisation tels que le temps total des relais primaires, les valeurs des variables de contrôles à savoir le TDS et le PTS ainsi que les contraintes sont récapitulés dans le tableau.4.20, la caractéristique de convergence de ALO est présentée dans la figure.4.36. Pour ce cas le temps total de déclenchement des relais primaire optimisés est de 10.9117 qui sont compétitive par rapport aux algorithmes génétiques et l'algorithme PSO. Il faut noter aussi que le temps d'exécution est inférieur à celle de GA et PSO. Cet algorithme nécessite 11 s pour localiser le plus proche optimum global.

Tableau.4.19. les valeurs des variables de contrôle optimisés TDS et le PTS.

RP	TopPrim	RS	TopSec	Contrainte	TDS	PTS
<b>1</b>	0.4100	<b>6</b>	0.7101	0.0001	0.1003	2.5000
<b>2</b>	1.0650	<b>1</b>	1.3784	0.0134	0.3565	2.5000
<b>2</b>	1.0650	<b>7</b>	1.3651	0.0001	0.3565	2.5000
<b>3</b>	1.0775	<b>2</b>	1.3775	0.0000	0.3438	2.5000
<b>4</b>	1.0712	<b>3</b>	1.3715	0.0003	0.5467	0.5000
<b>5</b>	0.8514	<b>4</b>	1.2394	0.0880	0.3755	0.5000
<b>6</b>	0.5912	<b>5</b>	1.1168	0.2256	0.3453	0.5000
<b>6</b>	0.5912	<b>14</b>	1.3656	0.4744	0.3453	0.5000
<b>7</b>	0.8166	<b>5</b>	1.1168	0.0002	0.3076	2.5000
<b>7</b>	0.8166	<b>13</b>	1.4083	0.2917	0.3076	2.5000
<b>8</b>	0.5947	<b>7</b>	1.3651	0.4704	0.3471	0.5000
<b>8</b>	0.5947	<b>9</b>	1.1141	0.2194	0.3471	0.5000
<b>9</b>	0.6473	<b>10</b>	0.9477	0.0004	0.1720	2.5000

<b>10</b>	0.7177	<b>11</b>	1.0179	0.0002	0.1951	2.5000
<b>11</b>	0.7582	<b>12</b>	1.3436	0.2854	0.2009	2.5000
<b>12</b>	1.0655	<b>13</b>	1.4083	0.0428	0.3560	2.5000
<b>12</b>	1.0655	<b>14</b>	1.3656	0.0001	0.3560	2.5000
<b>13</b>	0.4315	<b>8</b>	0.7315	0.0000	0.1006	2.5000
<b>14</b>	0.8139	<b>1</b>	1.3784	0.2645	0.3060	2.5000
<b>14</b>	0.8139	<b>9</b>	1.1141	0.0002	0.3060	2.5000
<b>Temps total (s)</b>		<b>10.9117</b>				
<b>Temps d'exécution (s)</b>		<b>11</b>				

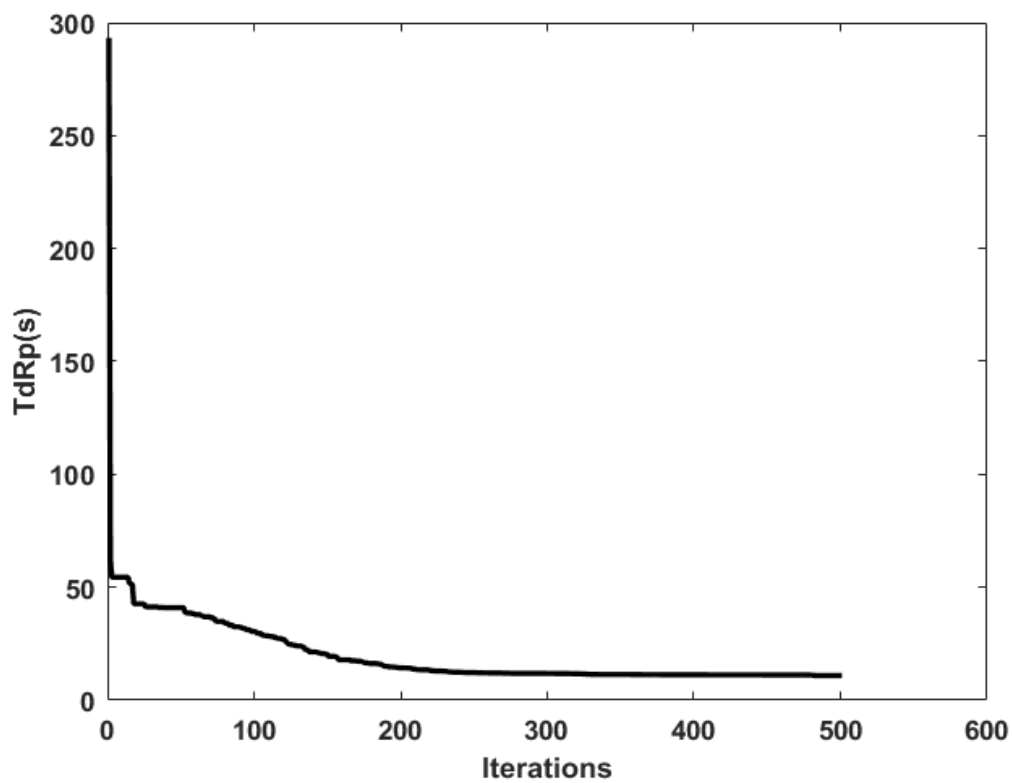


Figure.4.36. Caractéristiques de convergence de l’algorithme ALO.

#### **4.4. Conclusion**

Dans ce chapitre nous avons adapté et appliqué trois algorithmes d'optimisation à savoir l'algorithme génétique (AG), l'algorithme d'essaim de particule (PSO) et l'algorithme nommé Antlion (ALO) pour minimiser le temps de déclenchement des relais à maximum de courant directionnels installés dans un réseau maillé. Les résultats obtenus confirment l'importance de minimiser le temps de déclenchements des relais pour assurer une meilleure coordination.

### Conclusion Générale :

La protection d'un réseau électrique est indispensable afin d'assurer une bonne stabilité de celui-ci. En effet un système de protection complet doit être mis en œuvre avec une sélectivité qui a pour objectif d'assurer la continuité de service et garantir une fonction de secours entre les différents éléments constitutifs de la chaîne de protection.

Pour cela le but général de ce mémoire de fin d'étude est l'analyse optimale du système de protection des réseaux électriques par utilisation des méthodes méta-heuristique dont le but est de minimiser le temps total de déclenchement des relais à maximum de courant directionnels afin d'assurer une meilleur exploitation du réseau électrique et une continuité de de service. Trois algorithmes à savoir l'algorithme génétique(AG), l'algorithme d'essaim de particules (PSO) et l'antlion (ALO) ont été adaptés et appliquer pour minimiser le temps de déclenchement des relais à maximum de courant directionnels installés dans un réseau maillé. La robustesse et l'efficacité des algorithmes proposés en termes de qualité de solution et temps d'exécution ont été validées sur de réseau électrique pratique standard de configuration 8 jeux de barres. Les résultats obtenus confirment l'importance de minimiser le temps de déclenchements des relais pour assurer une meilleure continuité de service. Une étude comparative du point de vu qualité de solution et temps d'exécution confirme la robustesse de l'algorithme (ALO) à trouver des solutions meilleurs par rapport aux autres algorithmes. En perspective nous proposons d'élargir cette étude a la planification du système de protection en présence des systèmes FACTS et l'intégration des sources distribuées par utilisation de la méthode ALO.

# Bibliographies

[1] Bouchahdane Mohamed, '' Etude des Equipements de Protection de la Nouvelle Ligne 400 kV en Algérie '', thèse Magister Université Constantine, 2009.

[2] Cherif Med Foudhil et Cherif Khayr Eddine, '' Calcul Des Protection D'une Ligne De Transport Electrique –220KV'', thèse Master Université Kasdi Merbah – Ouargla 08/06/2014

[3] Cong Duc Pham, '' Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée'', thèse doctorat Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2005.

[4] Schneider Electric'', Calcul des courants de court-circuit'', Cahier Technique Schneider Electric n° 158/32, Septembre 2005.

[5] Zellagui Mohamed, '' étude des protections des réseaux électriques mt (30 & 10 kv) '', thèse Magister Université Mentouri Constantine, 2010.

[6] Protection des réseaux électriques, Guide de la protection, Guide 2008.

[7] " Calcul des courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif " CEI 60909.

[8] cours protection des réseaux électriques, Master 1, 2018, Mahdad Belkacem, Université de Biskra.

[9] Messaoudi Hassan, '' Optimisation de la coordination des relais de protection dans les réseaux électrique '', thèse Master Université de Biskra, 2015.

- [10] Boughezala Mohammed Salah, " Etude et simulation d'un coupleur de signaux HF pour Réseaux d'énergie électrique. Application : sélectivité logique des protections", thèse Magister Université Mohamed Khider Biskra.
- [11] Bouchahdane Mohamed, " Coordination de systèmes de protection appliquée au réseau national", thèse doctorat université Constantine, 2013.
- [12] Daaou Yassine, " Classification et Localisation des Défauts dans les Lignes de Transport a THT en Temps Réel ", thèse Magister Université des d'Oran, 2011.
- [13] Bougoffa Lazhar, " Effets des Systèmes de Compensation FACTS sur la Protection à Maximum de Courant dans les Réseaux Électriques", thèse doctorat Université de Batna, 2006.
- [14] Protection des réseaux électriques, Guide de la protection, Guide 2003
- [15] Merlin Gerin, " les protections directionnelles", Cahier Technique Merlin Gerin n° 181/ p.20, juillet 1996.
- [16] Merlin Gerin, " protection des réseaux HTA industriels et tertiaires", Cahier Technique Merlin Gerin n° 174/p.28, décembre 1994.
- [17] Alaoui Abdiya, " Application des techniques des méta-heuristiques pour l'optimisation de la tâche de la classification de la fouille de données", Thèse Magister Université d'Oran, 2012.
- [18] Souier Mehdi, " Méta-heuristiques pour la Manipulation de Routages Alternatifs en Temps Réel dans un Job Shop", Thèse Magister Université de Tlemcen.
- [19] Boudjelaba Kamal, " Contribution à la Conception des Filtres Bidimensionnels non Récursifs en Utilisant les Techniques de L'intelligence Artificielle : Application au Traitement d'images", thèse doctorat Université Ferhat Abbas Sétif, 2014.
- [20] Benaichouche Ahmed Nasr Eddine, "Conception de méta-heuristiques d'optimisation pour la segmentation d'images. Application aux images IRM du cerveau et aux images de tomographie par émission de positons", thèse doctorat Université Paris-Est, 2014.

- [21] Boussaid Ilhem, "Perfectionnement de Méta-heuristiques pour L'optimisation Continue", thèse doctorat Université Paris-Est Créteil, 2013.
- [22] Saadi Leila, "Optimisation Multi Objectifs par Programmation Génétique" THÈSE Magister université de Batna, 2007.
- [23] Eunice Adjarath Lemamou, "Ordonnancement de Projet sous Contraintes de Ressources à L'aide d'un Algorithme Génétique à Croisement Hybride de Type OER", thèse doctorat Université Du Québec, 2009.
- [24] Zerari Naima, "Les Algorithmes Génétiques En Maintenance ", Thèse Magister Université de Batna, 2006.
- [25] Mancer Nabil, "Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité de la Sélectivité du Système de protection des réseaux Electriques par les Méthodes méta-heuristiques ", thèse doctorat Université Mohamed Khider Biskra, 2017.
- [26] Amraee TURAJ, "Coordination of Directionl Ouvercurrent Relays Using Seeker Algorithm", IEEE Transactions On Power Delivery, vol.27, no.3, pp.1415-1422, july 2012.
- [27] Seyedali Mirjalili, The Ant Lion Optimizer, Advances in Engineering Software 83 (2015) 80–98.