



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Électrique

MÉMOIRE DE MASTER

Science et technologies
Electrotechnique
Réseaux Electrique

Réf. :2022

Présenté et soutenu par :
TROUDI Walid et TOURECHE Ayoub

Le : mercredi 22 juin 2022

Thème

**Amélioration de la sélectivité des relais à
maximum de courant par utilisation des
méthodes métaheuristiques**

Jury :

Pr.	MAHDAD Belkacem	Pr	Université de Biskra	Rapporteur
Pr.	SAHRAOUI Mohamed	Pr	Université de Biskra	Président
Dr.	BECHA Habiba	MCB	Université de Biskra	Examineur

Année universitaire : 2021 - 2022



Université Mohamed Khider de Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département de Génie Électrique

MÉMOIRE DE MASTER

Sciences et Technologies
Electrotechnique
Réseaux Electrique

Réf. :2022

Thème

**Amélioration de la sélectivité des relais à
maximum de courant par utilisation des
méthodes métaheuristiques**

Présenté par :

TROUDI Walid

TOURECHE Ayoub

Avis favorable de l'encadreur :

Pr. MAHDAD Belkacem *Signature*

Avis favorable du Président du Jury

Pr. SAHRAOUI Mohamed

Signature

Cachet et signature

Résumé

Ce projet de fin d'étude vise comme objectif principal l'amélioration de l'efficacité du système de protection à base des relais à maximum de courant directionnels par l'application des méthodes d'optimisation. Deux algorithmes méta-heuristiques à savoir, l'algorithme génétique (GA) et l'algorithme PSO ont été adaptés et appliqués pour minimiser le temps de déclenchement total des relais primaires afin d'assurer une meilleure sélectivité de la protection. L'efficacité des algorithmes ont été validés sur des réseaux tests, 3 et 8 jeux de barres. Les résultats d'optimisation obtenus en termes de qualité de solution et temps de convergence confirment la particularité de la méthode PSO à résoudre le problème de coordination des relais.

المخلص

يتمثل الهدف الرئيسي لمشروع نهاية الدراسة في تحسين كفاءة نظام حماية الشبكات الكهربائية بناءً على مرحلات التيار الزائد الاتجاهية من خلال تطبيق طرق التحسين الامثل. تم تعديل وتطبيق خوارزميتين Méta-heuristiques هما الخوارزمية الجينية (GA) وخوارزمية أسراب الطيور (PSO) للتقليل من مدة القطع الكلي للمرحلات الأولية ذات التيار الزائد من أجل ضمان أفضل انتقائية للحماية. تم التحقق من كفاءة الخوارزميات بتطبيقها على شبكات اختبار قياسية ذات 3 و8 قضبان تجميع. تؤكد نتائج المحاكاة التي تم الحصول عليها من حيث جودة الحل وخصائص التقارب فعالية طريقة خوارزمية أسراب الطيور (PSO) في حل مشكلة التنسيق الامثل بين المرحلات.

{وَمَا تَوْفِيقِي إِلَّا بِاللَّهِ ۖ عَلَيْهِ تَوَكَّلْتُ وَإِلَيْهِ أُنِيبُ}

Remerciements

Avant tout, je glorifié Allah le tout puissant de m'avoir donné courage et patience qui m'ont permet d'accomplir ce modeste travail.

Je remercie notre encadreur Pr. MAHDAD Belkacem pour les efforts et le temps qu'il nous a consacré, il nous a beaucoup aidés par ses conseils, son expérience et ses encouragements, nous lui sommes très reconnaissants.

Notre reconnaissance va également à nos enseignants pour leur honorable tâche durant notre période d'études.

Enfin, je tiens à remercier toutes les personnes qui m'ont conseillé et relu lors de la rédaction de ce mémoire : ma famille, mes amies et mes camarades de promotion.

TROUDI Walid

TOURECHE Ayoub



Dédicace

Je remercie mes très chers parents, qui ont toujours été là pour moi, « Vous avez tout sacrifié pour vos enfants n'épargnant ni santé ni efforts.

Vous m'avez donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. Je suis redevable d'une éducation dont je suis fier ».

Mes sœurs et mes frères, et à tous ma famille.

Mon amie et binôme TROUDI Walid

Tous mes amies et collègues

{وَمَا تَوْفِيقِي إِلَّا بِاللَّهِ ۖ عَلَيْهِ تَوَكَّلْتُ وَإِلَيْهِ أُنِيبُ}

TOURECHE AYOUB

Dédicace

Je dédie ce travail à :

Mes chers parents, que nulle dédicace ne peut exprimer mes sincères sentiments, pour leur patience illimitée, leur encouragement contenu, leur aide, en témoignage de mon profond amour et respect pour ses grands sacrifices.

Grande famille : **TROUDI**

Mes chers frères et sœurs

Mon amie été binôme TOURECHE Ayoub

Tous les enseignants de ma période d'étude, tous mes amis été collègues.

Mes amis proches : Abd Rahim, Abd el Madjud, Mostefa, Saif et Tr Ramzi

Mes amis de section (RE) : Kr Abderrahim, Atal Ahmed, Abd Raouf,
Abdellatif et tous mes collègues

Au final, je n'oublierai pas mon oncle, qui m'a encouragé et aidé, et je le remercie d'avoir été à mes côtés.

{وَمَا تَوْفِيقِي إِلَّا بِاللَّهِ ۖ عَلَيْهِ تَوَكَّلْتُ وَإِلَيْهِ أُنِيبُ}

TROUDI WALID

Tableau de matières

RESUME	I
REMERCIEMENTS	II
DEDICACE	III
TABLEAU DE MATIERES	V
Liste de tableaux.....	VIII
Liste des figures.....	IX
Liste des abreviations.....	XII
INTRODUCTION GENERALE.....	VIII
INTRODUCTION GENERALE.....	1

CHAPITRE I : ELEMENTS DE BASE D'UN SYSTEME DE PROTECTION

I.1. INTRODUCTION	4
I.2. DEFINITION DU SYSTEME DE PROTECTION.....	4
I.3. ELEMENTS CONSTITUTIFS D'UN SYSTEME DE PROTECTION.....	5
I.3.1. Réducteurs de mesure :	5
I.3.1.1. Transformateurs de courant (TC) :	5
I.3.1.2 Transformateurs de tension (TT).....	7
I.3.2 Disjoncteur	8
I.3.3 Sectionneur	8
I.3.4 Auxiliaires.....	9
I.4 TECHNOLOGIE DES RELAIS DE PROTECTION	9
I.4.1 Les relais électromécaniques	10
I.4.2 Les Relais statique :	11
I.4.3 Les Relais numériques	11
I.5 TYPE DES RELAIS	12
I.5.1 Relais de tension	12
I.5.2 Relais directionnel	12
I.5.3 Relais différentiel.....	13
I.5.4 Relais de distance.....	14
I.5.5 Relais à maximum de courant.....	15
I.5.5.1 Fonctionnement.....	15
I.6 CONCLUSION	17

CHAPITRE II : COORDINATION ET REGLAGE DES RELAIS A MAXIMUM DE COURANT

II.1 INTRODUCTION	19
II.2 SELECTIVITE.....	19
II.2.1 Sélectivité ampèremétrique	19
II.2.1.1 Principe	19

II.2.1.2 Mode de fonctionnement	19
II.2.1.3 Avantages.....	20
II.2.1.4 Inconvénients	20
II.2.2 Sélectivité chronométrique	21
II.2.3 Sélectivité logique	22
II.2.4 La sélectivité par protection directionnelle	22
II.2.4.1 Principe	22
II.2.5 Sélectivité de distance	24
II.2.6 Sélectivités combinées.....	25
II.2.6.1 Sélectivités logique + secours chronométrique.....	25
II.2.6.2 Sélectivité mixte, logique + chronométrique	26
II.2.6.3 Sélectivités logique + directionnelle.....	26
II.3 SYNTHÈSE D'EMPLOI DES DIFFÉRENTS TYPES DE PROTECTIONS	27
II.4 CARACTÉRISTIQUES DES RELAIS A MAXIMUM DE COURANT	28
II.4.1 Caractéristiques indépendantes.....	28
II.4.2 Caractéristiques dépendantes.....	28
II.4.3 Modélisation des relais à maximum de courant	29
II.4.4 Réglage des relais	30
II.5 DIFFÉRENTS TYPES DE COURTS-CIRCUITS	30
II.6 CONCLUSION	31

CHAPITRE III : METHODES META-HEURISTIQUE

III.1 INTRODUCTION	33
III.2 TECHNIQUES D'OPTIMISATION	33
III.3 DÉFINITION DE L'OPTIMISATION	34
III.4 METHODE META-HEURISTIQUE	34
III.4.1 Algorithme Génétique (GA).....	34
III.4.1.1 Principe de base	35
III.4.1.1.1 Fonction fitness (objective)	35
III.4.1.1.2 La sélection	35
III.4.1.1.3 Le croisement.....	36
III.4.1.1.4 La mutation	36
III.4.1.6 Exemple d'application sur Matlab :	38
III.4.2 PSO (Optimisation par les méthodes d'essaims de particules).....	40
III.4.2.1. Exemple d'application sur Matlab :	42
III.4.3 ABC (Colonie d'abeilles artificielles)	45
III.4.4 MFO (Optimisation des flammes antimites) :	48
III.5 CONCLUSION.....	50

CHAPITRE IV : ETUDES DE CAS : RESULTATS ET ANALYSE

IV.1 INTRODUCTION	52
IV.2 PHASE 1 : ANALYSE DES CARACTÉRISTIQUES DES RELAIS A MAXIMUM DE COURANT PHASE	52
IV.2.1 Réseau test.....	52

IV.2.1.1 Norme IEC	53
IV.2.1.1.1 Cas 1	53
IV.2.1.1.2 Cas 2	55
IV.2.1.1.3 Cas 3	58
IV.2.1.2 La norme IEEE.....	60
IV.2.1.2.1 Cas 1	61
IV.2.1.2.2 Cas 2	64
IV.2.1.2.3 Cas 3	66
IV.2.2 Comparaison entre les deux normes	68
IV.3 PHASE 2 : COORDINATION OPTIMALE DES RELAIS DIRECTIONNELS	69
IV.3.1 Formulation du problème d'optimisation de la coordination.....	69
IV.3.2 Réseau test 1 : 3 jeux de barres	70
IV.3.2.1 Optimisation par utilisation de PSO.....	72
IV.3.2.1.1 Cas1 : la marge de sélectivité et de 0.2 s	72
IV.3.2.1.2 Cas2 : la marge de sélectivité et de 0.3 s	73
IV.3.2.2 Optimisation par utilisation de GA	75
IV.3.2.2.1 Cas1 : la marge de sélectivité et de 0.2 s	75
IV.3.2.2.2 Cas2 : la marge de sélectivité et de 0.3 s	77
IV.3.2.3 Comparaison des résultats	78
IV.3.3 Réseau test 2 : 8 jeux de barres	79
IV.3.3.1 Optimisation par utilisation de PSO.....	81
IV.3.3.1.1 Cas1 : la marge de sélectivité et de 0.2 s	81
IV.3.3.1.2 Cas2 : la marge de sélectivité et de 0.3 s	84
IV.3.3.2 Optimisation par utilisation de GA	86
IV.3.3.2.1 Cas1 : La marge de sélectivité et de 0.2 s.....	87
IV.3.3.2.2 Cas2 : la marge de sélectivité et de 0.3 s	89
IV.3.3.3 Comparaison des résultats	91
IV.4 CONCLUSION	92
CONCLUSION GENERALE.....	92
BIBLIOGRAPHIES	A

Liste de Tableaux

Tableau II.1: Différents types de sélectivité et application	27
Tableau II.2 : Modèles mathématiques des relais à maximum de courant phase : Norme IEC.....	30
Tableau II.3 : Modèles mathématiques des relais à maximum de courant phase : Norme IEEE	30
Tableau IV.4 : Caractéristiques des transformateurs de courant	70
Tableau IV.5 : Courant de court-circuit triphasé symétrique aux niveaux du réseau test 3 jeux de barres.....	71
Tableau IV 6 : Courant de court-circuit triphasé symétrique transitoire aux niveaux du réseau test 3 jeux de barres.....	71
Tableau IV.7 : Variables de décisions optimisées : réseau test 3-jeux de barres.....	72
Tableau IV.8 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode PSO et la marge de sélectivité.	73
Tableau IV.9 : Variables de décisions optimisées : réseau test 3 jeux de barres.....	74
Tableau IV 10 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode PSO et l'erreur.	74
Tableau IV.11 : Variables de décisions optimisées : réseau test 3-jeux de barres.....	76
Tableau IV.12 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode GA et la marge de sélectivité.	76
Tableau IV.13 : Variables de décisions optimisées : réseau test 3-jeux de barres.....	77
Tableau IV.14 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode GA et la marge de sélectivité.	77
Tableau IV.15 : Comparaison des résultats optimisées obtenus par GA et PSO.....	78
Tableau IV.16 : Caractéristique des transformateurs de courant.....	79
Tableau IV.17 : Courant de court-circuit aux niveaux du réseau test 8 jeux de barres.	80
Tableau IV.18 : Variables de décisions optimisées : réseau test 8 jeux de barres.	82
Tableau IV.19 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode PSO et la marge de sélectivité.	82
Tableau IV.20 : Variables de décisions optimisées : réseau test 8 jeux de barres.	84
Tableau IV.21 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode PSO et la marge de sélectivité.	85
Tableau IV.22 : Variables de décisions optimisées : réseau test 8 jeux de barres.	87
Tableau IV.23 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode GA et la marge de sélectivité.	88
Tableau IV.24 : Variables de décisions optimisées : réseau test 8 jeux de barres.	89
Tableau IV.25 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode GA et la marge de sélectivité.	90
Tableau IV.26 : Comparaison des résultats optimisées obtenus par GA et PSO.....	91

Liste des Figures

Figure I.1: Chaîne de protection.....	4
Figure I.2 : Symbole du TC.....	5
Figure I.3: Schéma circuit équivalent du TC	6
Figure I.4: Transformateur de Courant	6
Figure I.5: Modèle détaillé de Transformateur de Courant.....	6
Figure I.6: Symbole du TT	7
Figure I.7: Schéma circuit équivalent du TT.....	7
Figure I.8: Transformateur de tension BT-MT-HT.....	7
Figure I.9: Symbole du disjoncteur	8
Figure I.10: Disjoncteur HT	8
Figure I.11: Symbole de la Sectionneur	8
Figure I.12: Sectionneur.....	9
Figure I.13: Batteries 127 et 48 Vcc : GRTE –Biskra	9
Figure I.14: Technologie des relais	10
Figure I.15: Relai électromécanique HT	10
Figure I.16: Schéma équivalent de relai électromécanique.....	10
Figure I.17: Symboles de relais électromécanique.....	10
Figure I.18 : Relais statique SCHNIDER.....	11
Figure I.19: Relai Numérique.....	11
Figure I.20: Relais de tension SIEMENS	12
Figure I.21: Symbole de la protection directionnelle	12
Figure I.22: Relais directionnel SIEMENS.....	12
Figure I.23: Symbole de la protection différentielle	13
Figure I.24: Relai différentielle SCHNIDER.....	13
Figure I.25 : Relai différentielle SIEMENS SIPROTEC.....	13
Figure I.26: Principe de fonctionnement.....	14
Figure I.27: Symbole de la protection distance.....	14
Figure I.28: Relais de distance SIEMENS	14
Figure I.29: Symbole de relais à maximum de courant.....	15
Figure I.30: Relais à maximum de courant	15
Figure I.31 : Principe de fonctionnement d'un relai à maximum de courant (ANSI 51) .	16
Figure I.32: Installation des équipements de protection THT 220 kV d'une partie de la station (GRTE) Sonelgaz - Biskra	16
Figure II.33: Principe de fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique.....	20
Figure II.34: Principe de la sélectivité chronométrique.	21
Figure II.35: Sélectivité logique.....	22
Figure II.36: Exemple de deux arrivées en parallèle.....	23
Figure II.37: Schéma de fonctionnement de la protection de distance.	24
Figure II.38: Sélectivité logique + secours chronométrique.....	25
Figure II.39: Comparaison des temps de déclenchement entre sélectivité mixte et sélectivité chronométrique.....	26
Figure II.40: Sélectivité logique + directionnelle	27

Figure II.41: Caractéristique indépendante	28
Figure II.42: Caractéristique dépendante	28
Figure II.43 : Courbes standard inverse, très inverse et extrêmement inverse à T = 1 seconde	29
Figure II.44 : Court-circuit phase-terre	30
Figure II.45: Court-circuit biphasé : a) biphasé isolé, b) biphasé terre.....	31
FigureII.46: court-circuit triphasé	31
Figure III.47 : Méthodes d'optimisation.....	34
Figure III.48 : L'organigramme d'un algorithme génétique	37
Figure III.49 : Courbe de convergence de la meilleure solution.....	39
Figure III.50 : Valeurs de la fonction objective.....	40
Figure III.51 : Schémas correctifs primitifs entre individus dans un essaim d'oiseaux. Dans l'alignement, la direction de vol d'un individu est ajustée en fonction de ses voisins. Dans la cohésion, une certaine distance est maintenue entre les individus pour éviter l'isolement.....	40
Figure III.52 : Organigramme de principe de PSO.....	42
Figure III.53: Courbe de convergence de l'algorithme PSO.....	43
Figure III.54 : Valeurs de la fonction objective.....	44
Figure III.55 : Organigramme du modèle de base de l'algorithme ABC	47
Figure III.56 : Organigramme de l'algorithme MFO	49
Figure IV.57 : Structure unifilaire d'un réseau radial simple	52
Figure IV 58 : Caractéristiques de RMC Normes IEC.....	53
Figure IV.59 : Signal de déclenchement du relais	54
Figure IV.60 : a) caractéristique inverse du relais : norme IEC, b) Caractéristiques inverse du relais pour différentes valeur de TMS : norme IEC	54
Figure IV.61 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut	54
FigureIV.62 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.	55
FigureIV.63: Signal de déclenchement du relais.	56
Figure IV.64: a) Caractéristiques très inverse du relais pour différentes valeur TMS : norme IEC, b) caractéristique inverse du relais : norme IEC.....	56
Figure IV.65 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut.	57
Figure IV.66 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.	57
Figure IV.67: Signal de déclenchement du relais.....	58
Figure IV.68 : a) Caractéristique très inverse du relais : norme IEC, b) Caractéristiques très inverse du relais pour différentes valeur TMS : norme IEC,.....	59
Figure IV.69 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut.	59
Figure IV.70 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.	60
Figure IV.71: Caractéristiques de RMC Norme : IEEE.....	61

Figure IV.72 : Signal de déclenchement	61
Figure IV.73 : a) Caractéristiques inverse du relais pour différentes valeur TMS : norme IEEE, b) caractéristique inverse du relais : norme IEEE.....	62
Figure IV.74 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut.	62
Figure IV.75 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.	63
Figure IV.76 : Signal de déclenchement du relais.....	64
Figure IV.77 : a) Caractéristiques très inverse du relais pour différentes valeur TMS : norme IEEE, b) caractéristique très inverse du relais : norme IEEE.....	64
Figure IV.78 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut.	65
Figure IV.79 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.	65
Figure IV.80 : Signal de déclenchement du relais	66
Figure IV.81 : a) Caractéristiques extrêmement inverse du relais pour différentes valeur TMS : norme IEEE, b) caractéristique extrêmement inverse du relais : norme IEEE.	66
Figure IV.82 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut	67
Figure IV.83 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.	67
Figure IV.84 : Comparaison des temps de déclenchement des relais à maximum de courant pour les normes : IEC et IEEE.....	68
Figure IV.85 : Schéma unifilaire du réseau test 3jeux barres	70
Figure IV.86 :Variation des courants de court-circuit cotés relais primaires et secondaires	71
Figure IV.87 : Caractéristique de convergence de la minimisation du temps de déclenchement des relais par l’algorithme PSO.	73
Figure IV.88 : Caractéristique de convergence de la minimisation du temps de déclenchement des relais par l’algorithme PSO.....	74
Figure IV.89 : Erreur associée à la contrainte d’inégalité.....	75
Figure IV.90 : Caractéristique de convergence de la minimisation du temps de déclenchement des relais par l’algorithme GA.....	76
Figure IV.91 : Caractéristique de convergence de la minimisation du temps de déclenchement des relais par l’algorithme GA.....	78
Figure IV.92 : Schéma unifilaire du réseau 8 JB	79
Figure IV.93 : Courants de défauts primaires et secondaires.....	81
Figure IV.94 : Caractéristique de convergence de la minimisation du temps de déclenchement des relais par l’algorithme PSO.	83
Figure IV.95 : Caractéristique de convergence de l’algorithme PSO : réseau test 8 JB....	86
Figure IV.96 : Erreur associé à la contrainte d’inégalité.....	86
Figure IV.97 : Caractéristique de convergence de l’algorithme GA.....	89
Figure IV.98 : Caractéristique de convergence de l’algorithme GA : Réseau test 8 JB ...	91

Liste Des Abréviations

GA	Algorithmes génétiques
PSO / OEP	Algorithme d'optimisation par essaim de particules
ABC	Algorithme de colonie d'abeilles artificielles
MFO	Algorithme d'optimisation de la flamme des mites
BT	Basse tension
MT	Moyenne tension
HT	Haute tension
THT	Très haute tension
GIS	Sous-station isolée au gaz
GRTE	La Société Algérienne de Gestion du Réseau de Transport de l'Électricité
IEC	Commission électrotechnique internationale
IEEE	Institut d'ingénieurs en électricité et électronique
JB	Jeux de barre
TC	Transformateur de courant
TT	Transformateur de tension
D	Disjoncteur
dt	Marge de sélectivité
TMS	Facteur de temporisation
TDS	Temps de retard
PTS	Courant de fonctionnement
Tik / td	Temps de déclenchement
Icc	Courant de court-circuit
Ir	Seuil de fonctionnement
Iset	Seuil de courant de fonctionnement correspondant
Is	Courant de court-circuit secours
Ip	Courant de réglage
Irf	Courant de défaut à travers le relais
T	Temporisation de fonctionnement
L	Temps du relais de sortie

Fobj	Fonction Objective
C1 C2	Coefficients d'accélération
W	Coefficient d'inertie
Pbest	Meilleurs fitness obtenus pour la particule
Gbest	Position de la particule pour la meilleure fitness
V(t)	Vitesse de la particule

Introduction

générale

Introduction générale

L'énergie électrique est la forme d'énergie la plus contrôlable, et c'est donc l'un des éléments les plus importants du développement industriel et du développement global pour tout pays, et la quantité d'énergie électrique consommée par l'individu est un bon indicateur du progrès des pays.

Le réseau électrique comprend plusieurs éléments qui fonctionnent en coordination, qui sont les générateurs, les transformateurs de puissance et les lignes pour fournir de l'énergie et la distribuer aux consommateurs avec une qualité conforme aux normes techniques et économiques.

Ce n'est pas toujours le cas, car ces lignes, avec la forte augmentation de la consommation, connaissent souvent des accidents ou des dysfonctionnements qui peuvent perturber ce service et entraîner des pertes financières importantes pour les constructeurs et des désagréments pour les consommateurs ordinaires. Le réseau électrique doit répondre à trois exigences de base : stabilité, économie et surtout continuité de service, qui est l'un des éléments les plus importants de la protection électrique est l'utilisation de relais numériques programmables. Ainsi, de nombreux algorithmes ont été développés afin de rendre les relais plus efficaces en termes de vitesse de fonctionnement et de précision.

Ce projet de fin d'étude est structuré en quatre chapitres organisés comme suit : Le premier chapitre est focalisé à présenter des éléments de base du système de protection du réseau électrique, il comprend, la définition du système de protection du réseau et mentionne ses éléments les plus importants, en mettant l'accent sur les relais les plus importants et leurs types, puis nous avons présenté leur fonction dans la chaîne de protection des réseaux électriques.

Le deuxième chapitre, intitulé coordination et réglage des relais à maximum de courant, présente étude centrée sur la notion de sélectivité de protection et les principaux critères de coordination des relais, notamment les relais à maximum de courant avec mention de leurs caractéristiques et des normes internationales agréées pour y travailler. A la fin de ce chapitre, les défauts de court-circuit les plus importants ont été résumés.

Le troisième chapitre, intitulé connaissances de base sur les méthodes d'optimisation, détaille les mécanismes de recherche de quatre algorithmes, à savoir les algorithmes génétiques (GA), l'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO) avec des exemples de leur fonctionnement sur MATLAB, l'algorithme de colonie d'abeilles artificielles (ABC) et l'algorithme d'optimisation de la flamme des mites (MFO).

Introduction générale

Le quatrième chapitre intitulé "Résultats de la simulation", est consacré entièrement à l'application des algorithmes méta-heuristiques proposés à savoir, les algorithmes d'optimisation PSO et GA à l'amélioration de la sélectivité du système de protection des réseaux électrique par la minimisation du temps total de déclenchement des relais primaires à maximum de courant. L'efficacité des algorithmes proposés ont été validés sur des réseaux électriques tests typiques, avec 3 et 8 jeux de barres.

Enfin, le projet de fin d'étude se termine par une conclusion générale récapitulant les principaux résultats obtenus ainsi qu'une perspective du travail futur.

Chapitre I : Eléments de base d'un système de protection

I.1. Introduction

Un système de protection correctement coordonné est essentiel pour garantir qu'un réseau de distribution d'électricité peut fonctionner dans le respect des exigences prédéfinies en matière de sécurité pour les équipements individuels, le personnel et le public, et pour l'ensemble du réseau [1] .

Un système est en place pour aider à répondre aux exigences de sécurité, de fiabilité et de qualité d'alimentation du réseau, un système de protection qui est installé pour éliminer les défauts et limiter les dommages éventuels aux équipements de distribution, pour éviter d'endommager tous les circuits et équipements électriques, des relais de protection servent comme un élément essentiel pour isoler les parties défectueuses du réseau afin de maintenir les fournitures ailleurs dans le système.

Dans ce Chapitre, nous apprendrons ce système et ses éléments.

I.2. Définition du système de protection

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau.

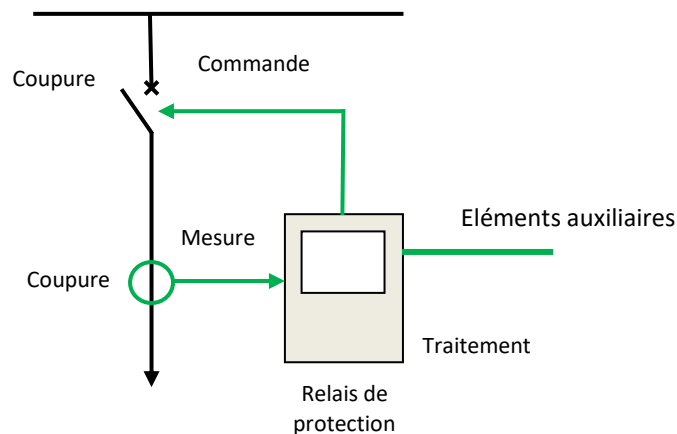


Figure I.1:Chaîne de protection

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants (fig. I.1) :

- ❖ Capteurs de mesure – courant et tension – fournissant les informations de mesure nécessaires à la détection des défauts.

- ❖ Relais de protection, chargés de la surveillance permanente de l'état électrique du réseau, jusqu'à l'élaboration des ordres d'élimination des parties défectueuses, et leur commande par le circuit de déclenchement.
- ❖ organes de coupure dans leur fonction d'élimination de défaut : disjoncteurs, interrupteurs-fusibles, contacteurs-fusibles [2] .

Le système de protection se trouve dans tous les systèmes électriques (réseaux électriques), car il existe un système de protection séparé pour chaque élément protégé, par exemple, on le trouve au départ et l'extrémité de chaque ligne de transport (Transmission Line), et il se trouve aussi avec chaque générateur et transformateur [2] .

Les appareils de protection sont placés dans les salles de commande des stations, et les disjoncteurs ,les TC et les TT se placent soit dans la cour (postes extérieures), ou inclus dans le groupe de GIS (Gas Insulated Substation) dans les postes isolés par le gaz (poste blindé) [3] .

I.3. Éléments constitutifs d'un système de protection

I.3.1. Réducteurs de mesure :

I.3.1.1. 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 [4] .



Figure I.2 : Symbole du TC

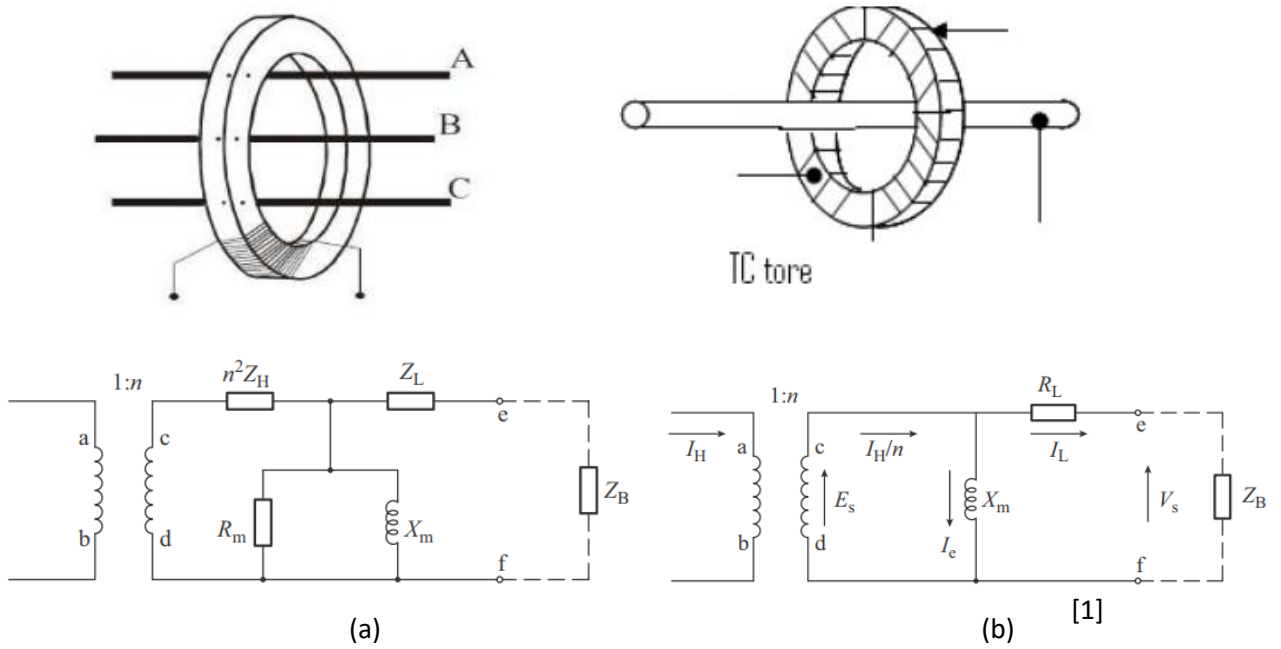


Figure I.3: Schéma circuit équivalent du TC



Figure I.4: Transformateur de Courant

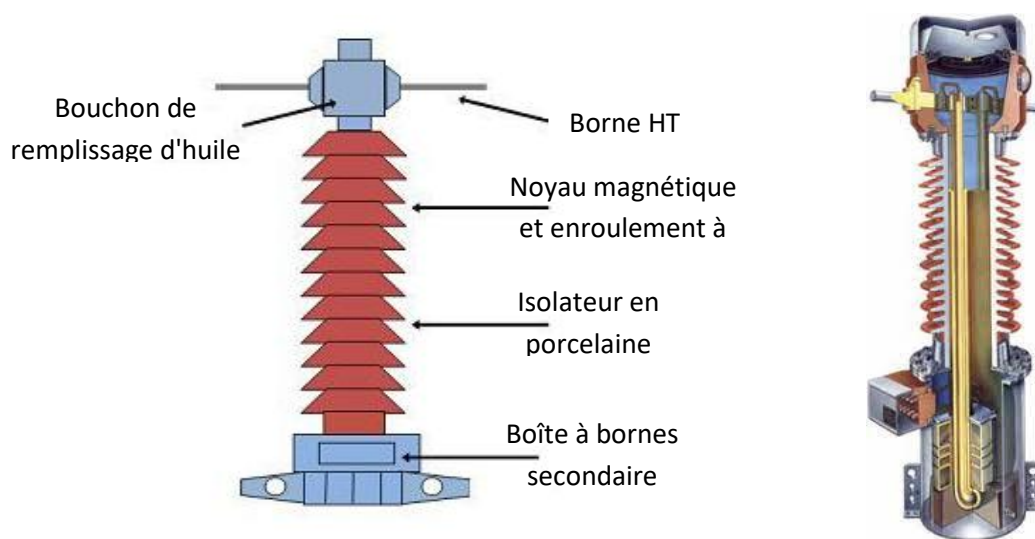


Figure I.5: Modèle détaillé de Transformateur de Courant

I.3.1.2 Transformateurs de tension (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 les transformateurs de tension (TT) sont constitués de deux enroulements, primaire et secondaire, couplés par un circuit magnétique ; les raccordements peuvent se faire entre phases ou entre phase et neutre (neutre à la terre) [4] .



Figure I.6: Symbole du TT

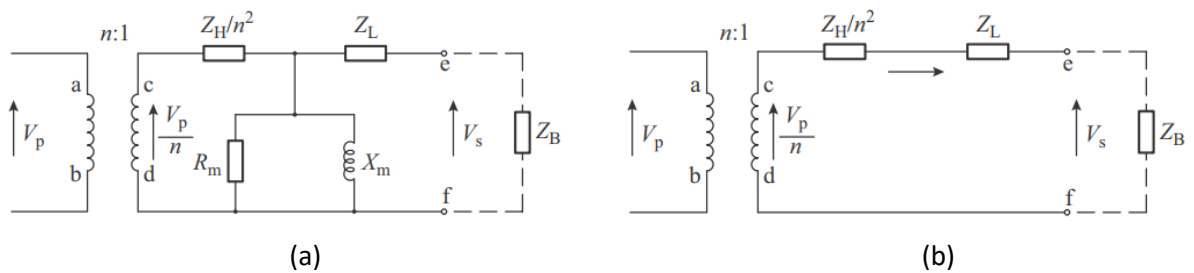


Figure I.7: Schéma circuit équivalent du TT

[1]



Figure I.8: Transformateur de tension BT-MT-HT

I.3.2 Disjoncteur

Un disjoncteur est un organe électromécanique, de protection dont la fonction est le déclenchement automatique en cas d'un incident et de couper le courant de court-circuit; il permet donc la protection des équipements contre tout défaut, en assurant l'ouverture de circuit sur ordre des relais de mesure; et il peut également effectuer des réenclenchements[4] .



Figure I.9: Symbole du disjoncteur



Figure I.10: Disjoncteur HT

I.3.3 Sectionneur

Appareils qui n'ont aucun pouvoir de coupure, ils ne permettent d'ouvrir un circuit qu'en l'absence de tout courant. Ils sont utilisés pour isoler un ensemble de circuit, un appareil, une machine, une section de ligne aérienne ou de câble, afin de permettre au personnel d'exploitation d'y accéder sans danger [5] .



Figure I.11: Symbole de la Sectionneur

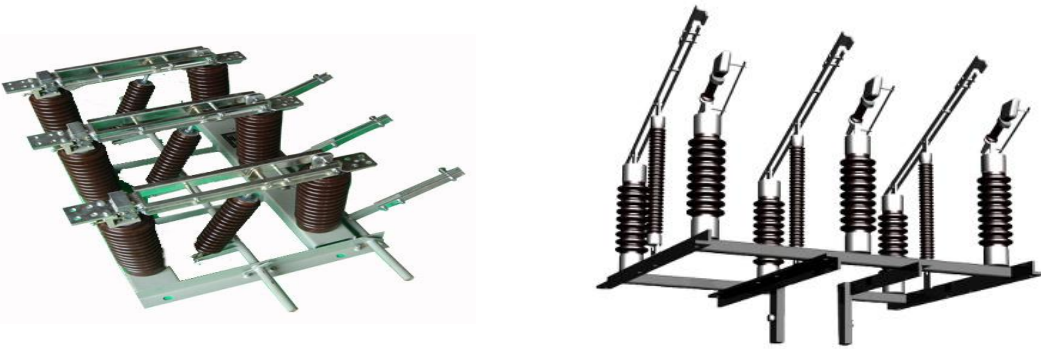


Figure I.12: Sectionneur

I.3.4 Auxiliaires

Les services auxiliaires continus: permettent d'alimenter de manière sûr tout le système de protections, contrôle commande et automates en cas de défaillance de la source principale [6] .

Les auxiliaires sont constituées principalement des redresseurs, les batteries d'accumulateur qui permettant de stocker l'énergie délivrée par le redresseur et les onduleurs pour l'alimentation des serveurs, ordinateurs, imprimantes en courant alternatif en cas de rupture de la source principale.



Figure I.13: Batteries 127 et 48 Vcc : GRTE –Biskra [6]

I.4 Technologie des relais de protection

Le rôle de ces relais de protection est donc, de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel un défaut (court-circuit), variation de tension, etc... et ce, par une surveillance continue. Ils déterminent l'ordre de déclenchement des disjoncteurs [4] .

Selon la technologie les relais sont classés en trois catégories :

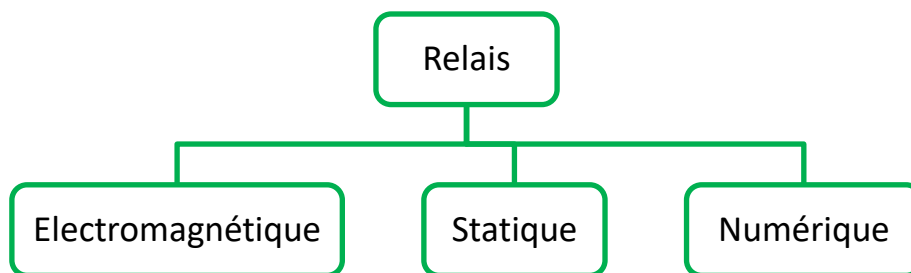


Figure I.14: Technologie des relais

I.4.1 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) [7] .

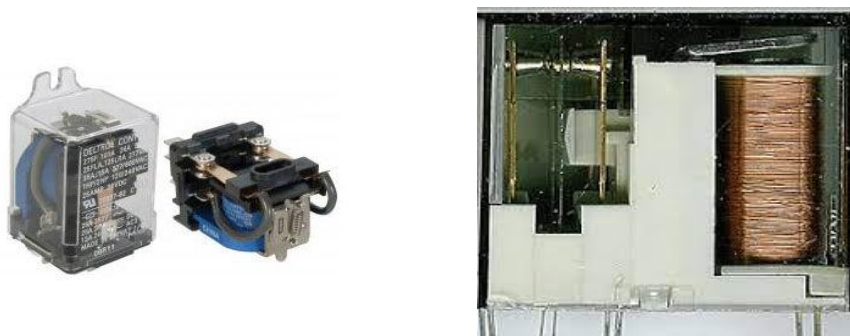


Figure I.15: Relai électromécanique HT

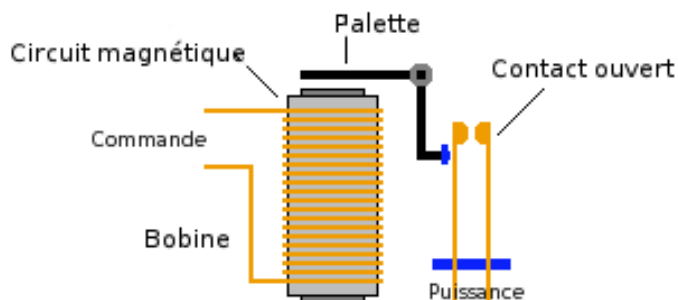


Figure I.16: Schéma équivalent de relai électromécanique

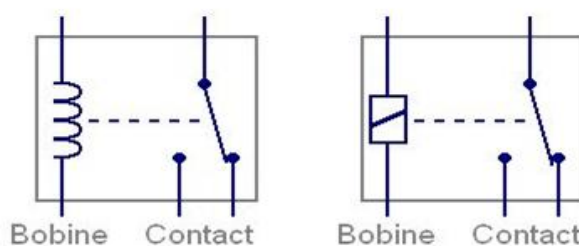


Figure I.17: Symboles de relai électromécanique

I.4.2 Les Relais statique :

Ces relais sont basés 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) [7] .



Figure I.18 : Relais statique SCHNIDER

I.4.3 Les Relais numériques

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs, ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désirée. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le fonctionnement local [7] .



Figure I.19: Relai Numérique

I.5 Type des relais

I.5.1 Relais de tension

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires [8] .



Figure I.20: Relais de tension SIEMENS

I.5.2 Relais directionnel

Ce type de relais fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Il agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction prédéfinie. Les relais directionnels 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) [8] .

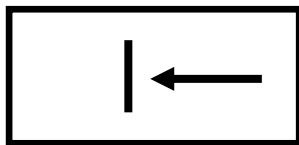


Figure I.21: Symbole de la protection directionnelle



Figure I.22: Relais directionnel SIEMENS

I.5.3 Relais différentiel

Ce relais est basé 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 [8].



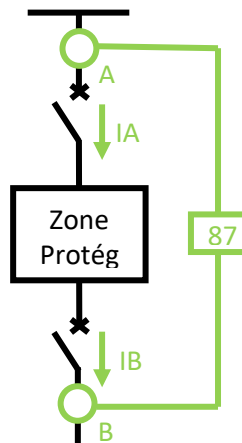
Figure I.23: Symbole de la protection différentielle



Figure I.24: Relai différentielle SCHNIDER



Figure I.25 : Relai différentielle SIEMENS SIPROTEC



[2]

Figure I.26: Principe de fonctionnement

I.5.4 Relais de distance

Ce relais est utilisé principalement pour la protection des lignes HT dans les réseaux maillés. Le principe du relais à distance est basé sur la mesure du courant et de la tension au point de défaut. A l'aide de ces informations le relais calcule l'impédance de la ligne protégée (ou autre ouvrage). Cette protection exploite le principe de la baisse importante d'impédance d'un élément lorsqu'il est en court-circuit. L'impédance mesurée est proportionnelle à la distance entre le relais et le point de défaut sur la ligne, c'est pourquoi le mot distance est utilisé [9].



Figure I.27: Symbole de la protection distance



Figure I.28: Relais de distance SIEMENS

I.5.5 Relais à maximum de courant

Quand un défaut se produit sur un réseau, le courant augmente dramatiquement au voisinage du point de défaut par rapport à la valeur du courant de charge avant défaut.

Le principe de protection le plus simple est d'utiliser la grandeur de courant pour la détection de défauts. En effet, si la valeur du courant détectée par le relais dépasse la valeur du seuil on suppose qu'un défaut s'y produit et un signal de déclenchement est délivré. Le relais basé sur ce principe est dit relais à maximum de courant [9].

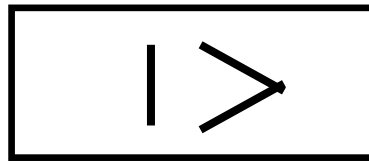


Figure I.29: Symbole de relais à maximum de courant

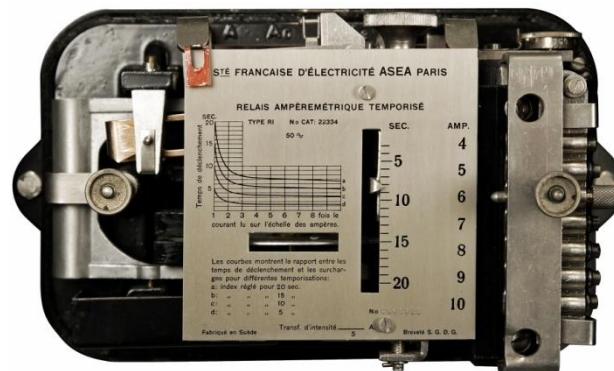


Figure I.30: Relais à maximum de courant

I.5.5.1 Fonctionnement[2]

Le relais comprend (fig I.31) :

- L'entrée analogique de mesure de la grandeur observée, issue du capteur.
- Le résultat logique du traitement de la mesure (noté S).
- La sortie logique instantanée de la fonction de protection, à usage de signalisation par exemple (noté Si).
- La sortie logique temporisée de la fonction de protection, à usage d'action de commande de déclenchement du disjoncteur (noté St).

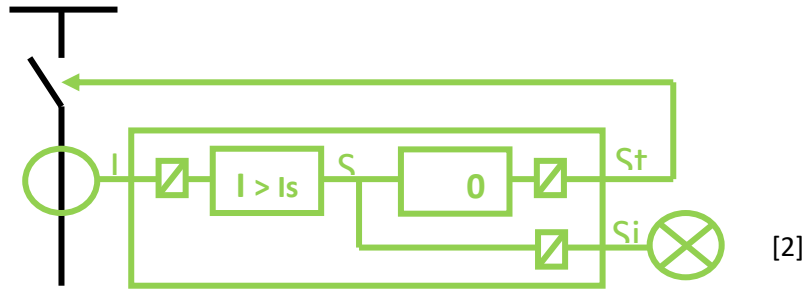


Figure I.31 : Principe de fonctionnement d'un relais à maximum de courant (ANSI 51)

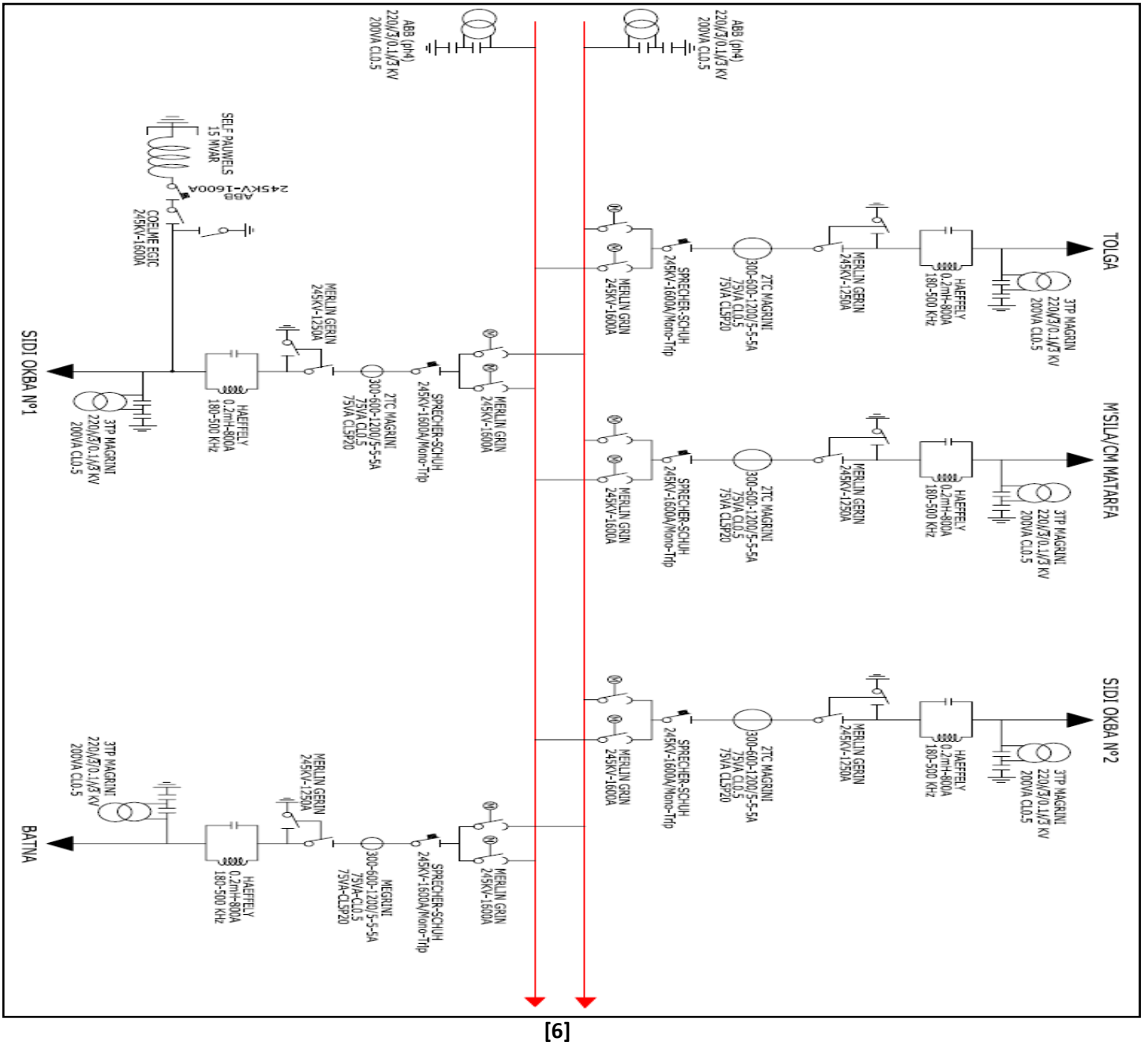


Figure I.32: Installation des équipements de protection THT 220 kV d'une partie de la station (GRTE) Sonelgaz - Biskra

I.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons exposé en bref les principaux éléments qui constituent le système de protection. Dans la première partie on a commencé à donner une description des transformateurs de courant, les transformateurs de tension, les disjoncteurs, et les sectionneurs. La deuxième partie est consacré à présenter la technologie des relais ainsi que leurs applications. Le prochain chapitre sera consacré à exposé les différents types de sélectivités associées aux systèmes de protection.

Chapitre II : Coordination et réglage des relais à maximum de courant

II.1 Introduction

L'exploitation optimale de réseau électrique nécessite l'établissement d'un plan de protection efficace permettant d'assurer l'acheminement de l'Energie de centre de production vers les centres de consommation avec une qualité d'Energie conforme aux normes technique. Cette tâche nécessite la coordination entre la protection de différents éléments ce qui permet d'assurer une continuité de service et protéger les équipements. Dans ce chapitre on va présenter les différents modes de sélectivité, les caractéristiques des relais à maximum de courant, et la méthodologie de réglages des relais.

II.2 Sélectivité

Les protections constituent entre elles un ensemble cohérent dépendant de la structure du réseau et de son régime de neutre. Elles doivent donc être envisagées sous l'angle d'un système reposant sur le principe de sélectivité : il consiste à isoler le plus rapidement possible la partie du réseau affectée par un défaut et uniquement cette partie, en laissant sous tension toutes les parties saines du réseau.

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

- Sélectivité **chronométrique** par le temps.
- Sélectivité **ampèremétrique** par les courants.
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité **logique**.
- Sélectivité par utilisation de protections **directionnelles**.
- Sélectivité par utilisation de protections **différentielles**.
- Sélectivités combinées afin d'assurer une meilleure performance globale (technique et économique), ou un niveau de secours (back-up) [5] .

II.2.1 Sélectivité ampèremétrique

II.2.1.1 Principe

Il est basé sur le fait que dans un réseau, le courant de défaut est d'autant plus faible que le défaut est plus éloigné de la source.

II.2.1.2 Mode de fonctionnement

Une protection ampèremétrique 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) [2] .

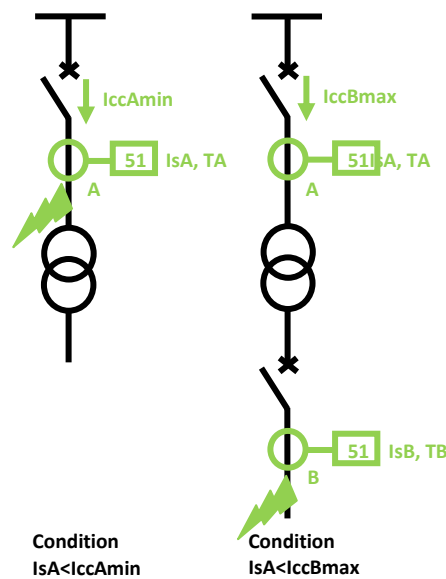


Figure II.33: Principe de fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique

II.2.1.3 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 (fig II.33)

- $I_{ccBmax} < I_{sA} < I_{ccAmin}$
- I_{sA} = intensité de réglage
- I_{ccB} image au primaire, du courant de court-circuit maximum au secondaire.

Les temporisations TA et TB sont indépendantes, et TA peut être plus courte que TB.

II.2.1.4 Inconvénients

La protection située en amont (A) n'assure pas le secours de la protection située en aval (B).

De plus, en pratique, il est difficile de définir les réglages de deux protections en cascade, tout en assurant une bonne sélectivité, lorsque le courant ne décroît pas de façon notable entre deux zones voisines ; ceci est le cas en moyenne tension, sauf pour des tronçons avec transformateur [2] .

II.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 figure II.34, 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 C, 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 T entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité [7] .

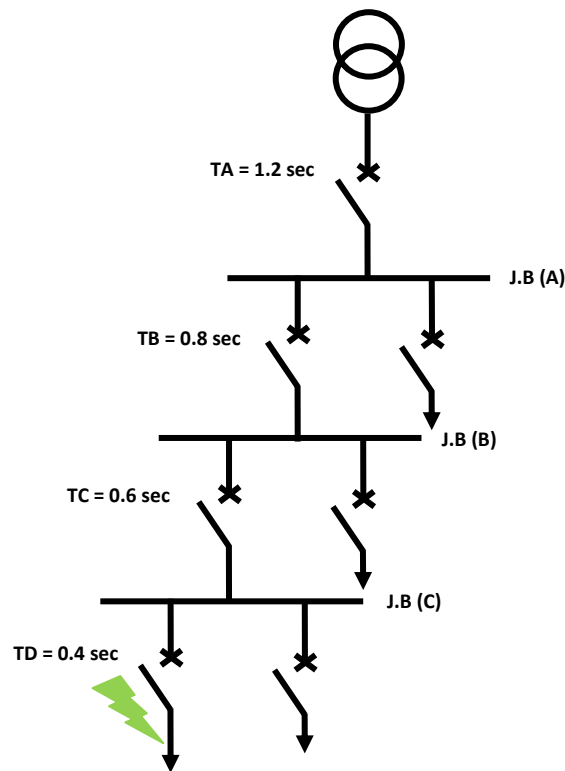


Figure II.34: Principe de la sélectivité chronométrique.

II.2.3 Sélectivité logique

Avec ce système, une sélectivité parfaite peut être obtenue. Quand le défaut se produit dans un réseau radial :

- Un courant circule à travers les dispositifs de protection en amont du défaut.
- Un courant ne passe pas à travers les dispositifs de protection en aval du défaut.
- Seule la protection située directement en amont du défaut doit être activée.

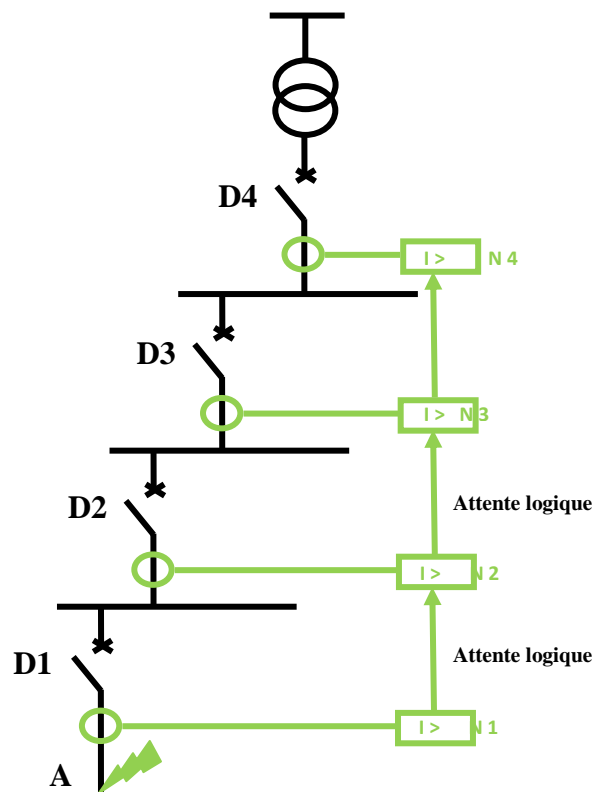


Figure II.35: Sélectivité logique.

Un dispositif de protection capable d'envoyer et de recevoir un ordre logique est associé à chaque disjoncteur. Lorsqu'un courant de défaut circule à travers la protection, celle-ci : envoie un ordre logique de blocage à la protection située directement en amont ;

Lorsque le défaut montré dans le réseau de la figure II.35 survient la protection N°1 ouvre D3 et elle envoie un signal logique de blocage des protections N4, N3 et N2 qui l'empêchent de s'ouvrir [10] .

II.2.4 La sélectivité par protection directionnelle

II.2.4.1 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.

Exemple d'utilisation de protections directionnelles :

La figure II.36. Est représenté un exemple de l'application de protection directionnelle à deux arrivées [5] .

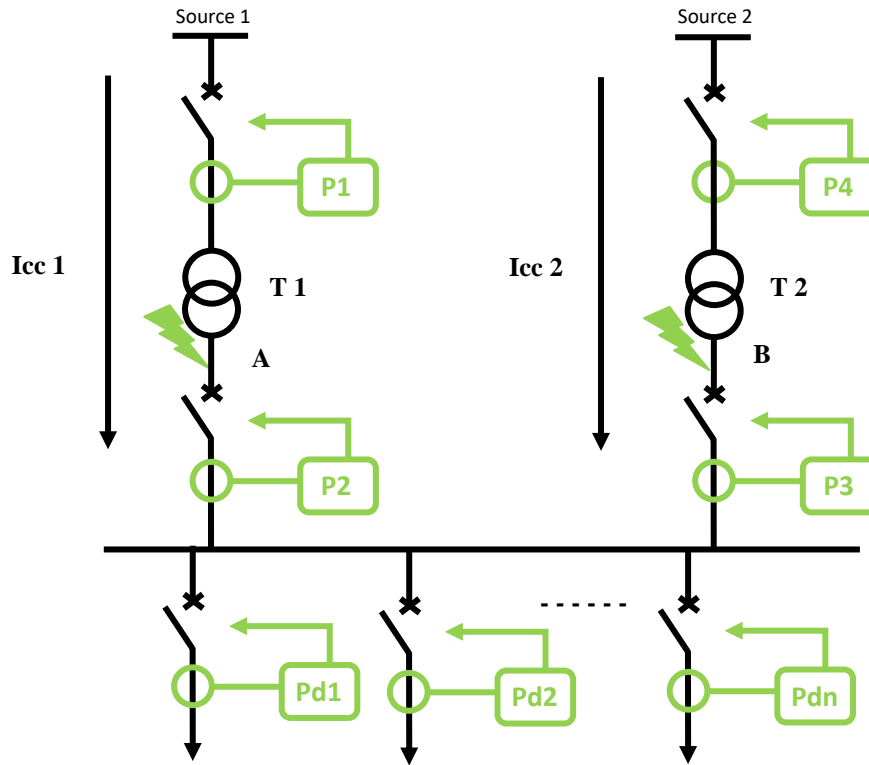


Figure II.36:Exemple de deux arrivées en parallèle

- 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'établissent simultanément.
- Les quatre protections P1, P2, P3, P4 sont traversées 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 [5] .

II.2.5 Sélectivité de distance

Elles peuvent être sélectives par construction, c'est-à-dire qu'elles peuvent détecter les défauts éloignés mais elles vont déclencher après une temporisation plus longue que dans le cas d'un défaut proche. Pour cette raison, une sélectivité entre les protections est assurée par réglages des différentes zones des protections. Par exemple, comme on peut le voir dans la figure II.37, une protection de distance va agir :

- instantanément dans le cercle d'impédance à 80% de la longueur de la ligne – zone1,
- après une temporisation de 200 ms dans la zone 2 comprise entre les cercles de 80% et 120% de la longueur (afin de tenir compte des éventuelles incertitudes et variations de paramètres)
- après une temporisation plus longue (en fonction des cas) dans l'extérieur de cercle de 120% de la longueur de la ligne, pour assurer le secours de la protection en aval.

S'il y a des moyens de communication entre les protections, la zone entre 0% et 80% de longueur de la ligne peut être réglée pour déclencher instantanément la protection qui est à l'autre extrémité de la ligne et demander le verrouillage des autres protections non concernées [11] .

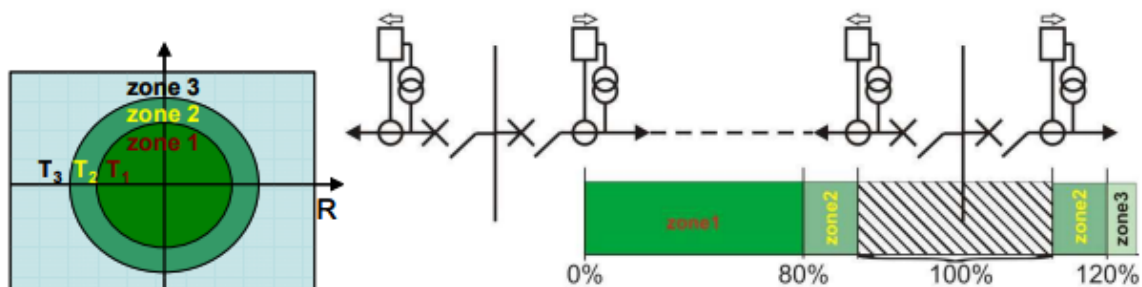


Figure II.37: Schéma de fonctionnement de la protection de distance.

II.2.6 Sélectivités combinées[2]

Une sélectivité mixte est une combinaison de fonctions élémentaires de sélectivité procurant des avantages complémentaires aux sélectivités simples :

Sélectivité totale,

Redondance ou secours.

Plusieurs exemples pratiques d'application par association de sélectivités sont explicités :

Ampèremétrique + chronométrique,

Logique + chronométrique,

Chronométrique + directionnelle,

Logique + directionnelle,

Différentielle + chronométrique.

II.2.6.1 Sélectivités logique + secours chronométrique

L'exemple montre que l'on définit à la fois : une sélectivité logique entre A1 et B, une sélectivité chronométrique entre A2 et B.

La protection A2 assure alors un secours de la protection A1, si celle-ci est défaillante du fait d'un défaut d'attente logique (ordre d'attente permanent) [2] .

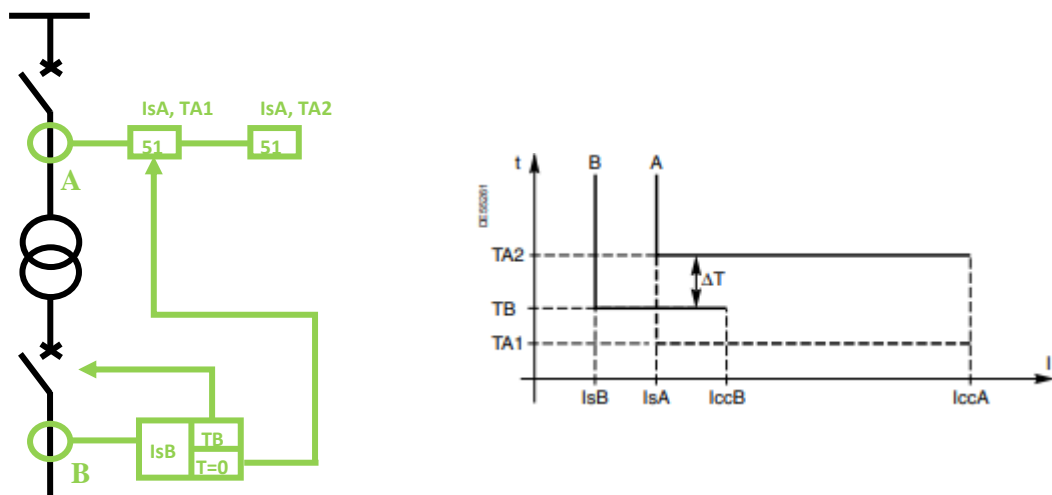


Figure II.38: Sélectivité logique + secours chronométrique

II.2.6.2 Sélectivité mixte, logique + chronométrique

L'exemple montre que l'on définit à la fois : une sélectivité logique à l'intérieur d'un tableau (A et B d'une part, C et D d'autre part), une sélectivité chronométrique entre les deux tableaux B et D, avec $T_B = T_D + DT$. Il n'est pas nécessaire d'installer une liaison de transmission de signaux logiques entre deux tableaux éloignés. Les temporisations des déclenchements sont réduites par comparaison à une simple sélectivité chronométrique (fig II.39). De plus, il faut prévoir un secours chronométrique en A et C (se reporter au paragraphe ci-dessus) [2].

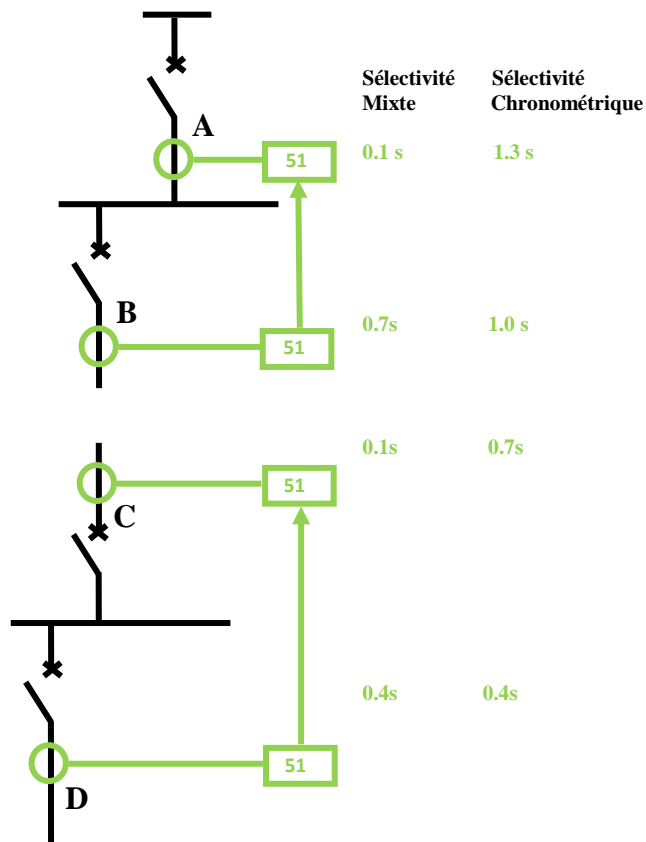


Figure II.39: Comparaison des temps de déclenchement entre sélectivité mixte et sélectivité chronométrique

II.2.6.3 Sélectivités logique + directionnelle[2]

L'exemple montre que l'orientation des ordres d'attente logique est dépendante du sens d'écoulement du courant. Ce principe est utilisé pour le couplage de deux jeux de barres et pour les boucles fermées.

Défaut côté D2 : Défaut côté D1 : Ouverture en D2 et B, Ouverture en D1 et B,
 D1 est bloqué par B (AL : attente logique). D2 est bloqué par B (AL : attente logique).

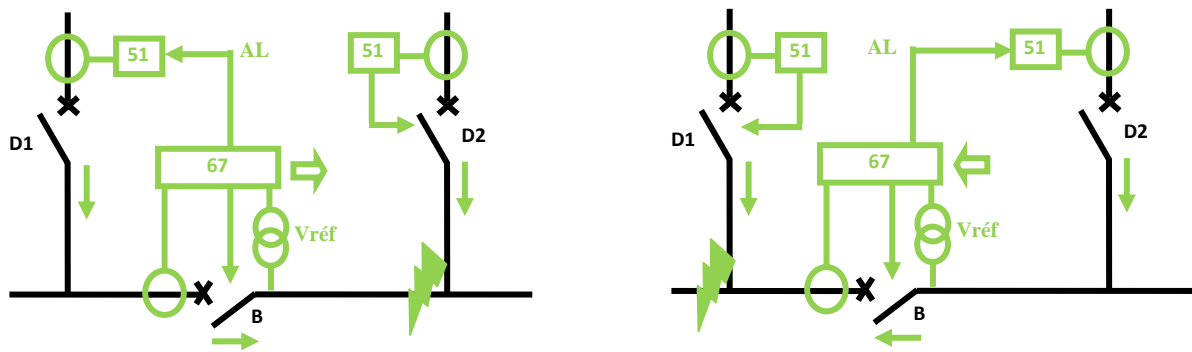


Figure II.40: Sélectivité logique + directionnelle

II.3 Synthèse d'emploi des différents types de protections[12]

Tableau II.1: Différents types de sélectivité et application

Type	Applications principales
Ampèremétrique	• Entre amont et aval d'un transformateur
Chronométrique	• Entre deux sous stations
Logique	• Entre arrivées et départs d'un même tableau • Entre amont et aval d'un transformateur • Entre deux sous stations lorsque la liaison logique peut être installée
Différentielle	• Sur tout élément pour lequel la sécurité doit être maximale (câble, machine,)
Directionnelle	• Sur liaisons, alternateurs, transformateurs fonctionnant en parallèle • Sur départs à fort courant capacitif • Sur réseaux ayant plusieurs points neutres • Sur réseaux à neutre compensé
Mini d'impédance (de distance)	• Pour les réseaux maillés (transport d'énergie)

II.4 Caractéristiques des relais à maximum de courant[13]

II.4.1 Caractéristiques indépendantes

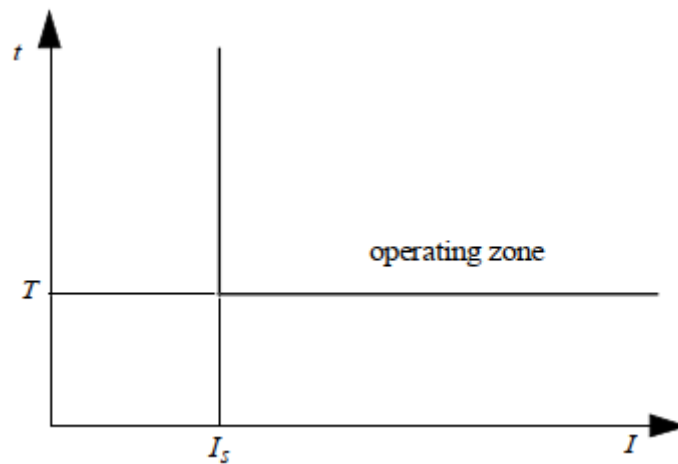


Figure II.41: Caractéristique indépendante

- I_{set} : seuil de courant de fonctionnement
- T : temporisation de fonctionnement de la protection

Le seuil de courant et la temporisation sont généralement fixés par l'utilisateur

II.4.2 Caractéristiques dépendantes

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. Plus le courant est élevé, plus la temporisation est courte [13] .

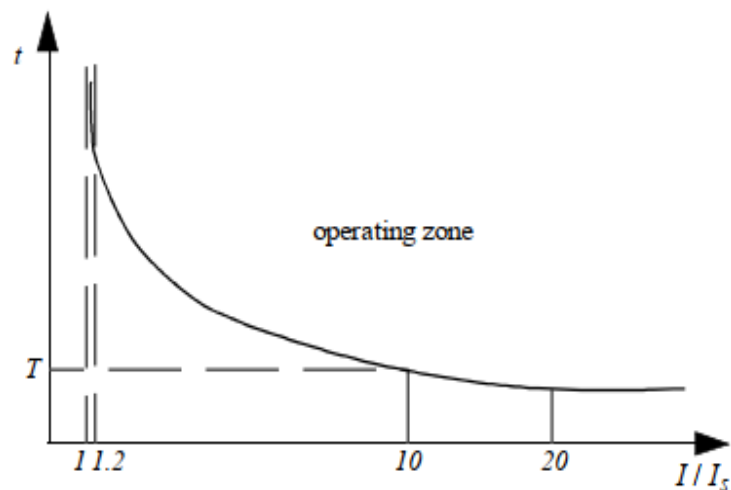


Figure II.42:Caractéristique dépendante

I_{set} : seuil de courant de fonctionnement correspondant à l'asymptote verticale de la courbe

T : temporisation de fonctionnement pour $10 I_{set}$

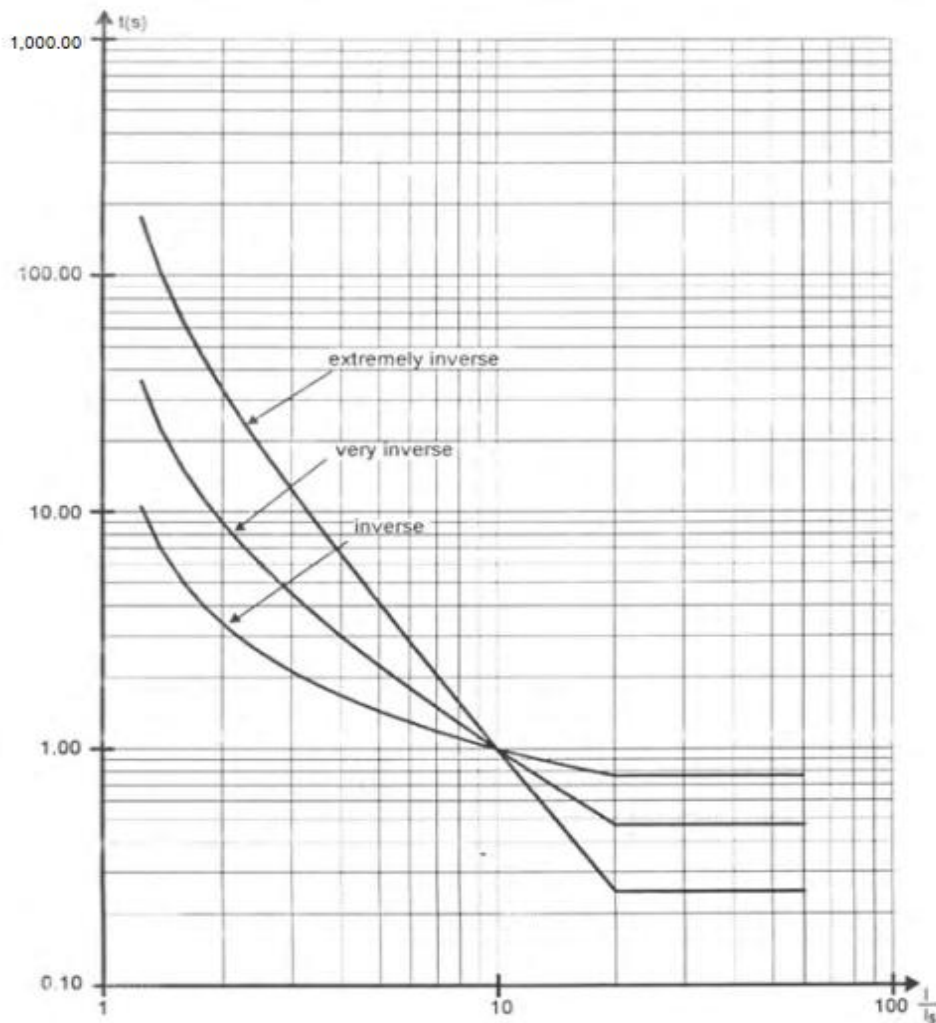


Figure II.43 : Courbes standard inverse, très inverse et extrêmement inverse à T = 1 seconde

II.4.3 Modélisation des relais à maximum de courant[8]

Le temps dépendant est calculé selon la formule ci-dessous :

$$T_{ik} = TMS_i \times \left[\frac{A}{[(I_r)^a - 1]} + B \right] + L$$

Où :

T_{ik} = Temps de déclenchement lorsque le courant est égal à I

TMS : Facteur de temporisation

Avec $I_r = I_{rf} / I_p$

I_p = 1er seuil réglé sur l'appareil [I>]

L = temps de réponse du relais de sortie

Les différents modèles mathématiques des relais à maximum de courant sont présentés dans les tableaux II.2-II.3.

Tableau II.2 : Modèles mathématiques des relais à maximum de courant phase : Norme IEC

Caractéristiques du relais IEC	Equation (IEC 60255)
Inverse :	$T_{ik} = TMS_i \frac{\times 0.14}{[(I_r)^{0.02} - 1]}$
Très inverse :	$T_{ik} = TMS_i \frac{\times 13.5}{[(I_r) - 1]}$
Extrêmement inverse :	$T_{ik} = TMS_i \frac{\times 80}{[(I_r)^2 - 1]}$
Long time standard earth fault:	$T_{ik} = TMS_i \frac{\times 120}{[(I_r) - 1]}$

Tableau II.3 : Modèles mathématiques des relais à maximum de courant phase : Norme IEEE

Caractéristiques du relais IEEE	Equation
Inverse :	$T_{ik} = TMS_i \times \left[\frac{5.95}{[(I_r)^2 - 1]} + 0.18 \right]$
Très inverse :	$T_{ik} = TMS_i \times \left[\frac{3.88}{[(I_r)^2 - 1]} + 0.0963 \right]$
Extrêmement inverse :	$T_{ik} = TMS_i \times \left[\frac{5.67}{[(I_r)^2 - 1]} + 0.0352 \right]$

II.4.4 Réglage des relais

Le réglage des relais consiste à calculer le temps de déclenchement nécessaire à l'isolation du défaut. Le temps de réglage du relais dépend principalement du courant de défaut qui affecte la partie à protéger par le relais. La première phase consiste à calculer le courant de courant circuit aux différents points.

II.5 Différents types de courts-circuits[10]

❖ **Court-circuit monophasé :** dans ce cas on a un contact direct d'une phase avec la terre comme la chute d'une ligne ou un contact avec la masse c'est le contact d'une phase avec la masse d'une machine (perte d'isolement).

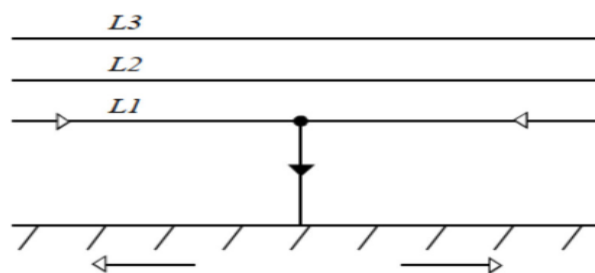


Figure II.44 : Court-circuit phase-terre

❖ **Court-circuit biphasé** : c'est le court-circuit de deux phases on distingue deux types, le défaut biphasé isolé, et le défaut biphasé à la terre.

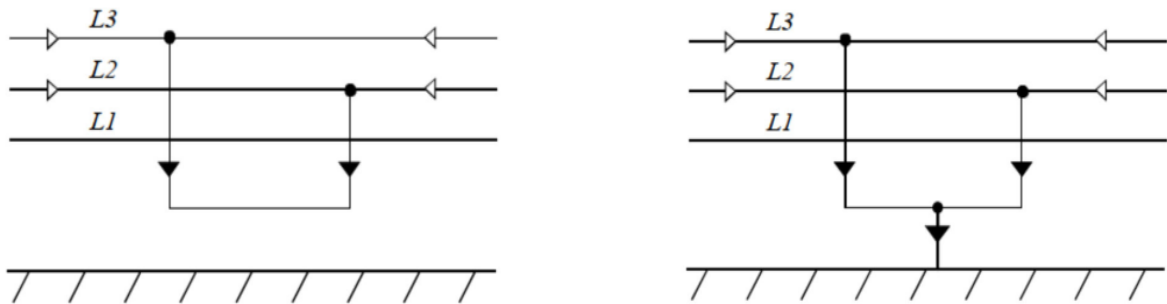


Figure II.45: Court-circuit biphasé : a) biphasé isolé, b) biphasé terre

❖ **Court-circuit triphasé** : dans ce cas les trois phases sont mises en contact, engendrant le courant de court-circuit le plus fort. La figure suivante schématise les trois cas de défauts.[10]

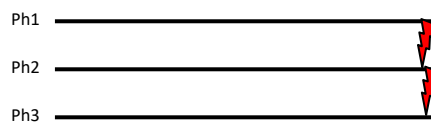


Figure II.46: court-circuit triphasé

II.6 Conclusion

Dans ce chapitre on a exposé dans la première partie les principaux types de sélectivités associées aux protections permettant d'assurer la continuité de service en cas de défaillance d'une partie du réseau. Dans la deuxième partie on a exposé en bref les caractéristiques des relais à maximum de courant ainsi que leurs expressions mathématiques permettant de calculer les réglages de différents relais à maximum de courant. Le prochain chapitre sera consacré à présenter l'application des techniques d'optimisation à savoir l'algorithme génétique, et l'essaim de particule pour minimiser le temps de déclenchement des relais à maximum de courant phase installé dans des réseaux électriques à plusieurs sources.

Chapitre III : Méthodes méta-heuristique

III.1 Introduction

Avec l'augmentation de la longueur du réseau électrique, le nombre important d'éléments installés dans le réseau, ce qui exige l'installation d'un système de protection adéquat et bien coordonné permettant ainsi de garantir une meilleure continuité de service. Avec le nombre important des relais installés dans le réseau, la coordination est devenue un problème d'optimisation à résoudre. Ce problème d'optimisation de la coordination consiste à minimiser le temps de déclenchements des relais tout en assurant une continuité de service maximale.

L'optimisation peut être décrite comme le processus de sélection du ou des meilleurs éléments parmi un ensemble d'alternatives disponibles pour obtenir les meilleurs résultats possibles lors de la résolution d'un problème particulier [14].

Avec le développement récent de la science, l'idée de développer des méthodologies capables de résoudre une variété de problèmes a généralement attiré l'attention de nombreux chercheurs, ce qui a conduit au développement d'un nouveau type de technique d'optimisation "intelligente", anciennement connues sous le nom de méta-heuristiques[14].

Dans ce chapitre, nous avons introduit quelques techniques d'optimisation à base des méthodes méta-heuristiques utilisées par les chercheurs pour améliorer la planification et la sécurité des réseaux électriques en particulier l'amélioration de l'efficacité du système de protection.

III.2 Techniques d'optimisation

Une grande variété d'algorithmes est utilisée pour résoudre les problèmes d'optimisation. Les algorithmes d'optimisation sont classés en deux types : les algorithmes déterministes et stochastiques. Les algorithmes déterministes suivent à nouveau la même procédure encore et encore tandis que les algorithmes stochastiques ont un caractère aléatoire.

Les algorithmes stochastiques peuvent facilement échapper aux minima locaux malgré un taux de convergence faible. Les algorithmes stochastiques sont classés en algorithmes heuristiques et méta-heuristiques. Les algorithmes méta-heuristiques sont des méthodes indépendantes des problèmes et abordent une large gamme de problèmes d'optimisation complexes. Ils explorent l'espace de recherche plus précisément pour trouver une meilleure solution [14].

III.3 Définition de l'Optimisation

Un problème d'optimisation se définit comme la recherche du minimum ou du maximum (de l'optimum) d'une fonction donnée [15].

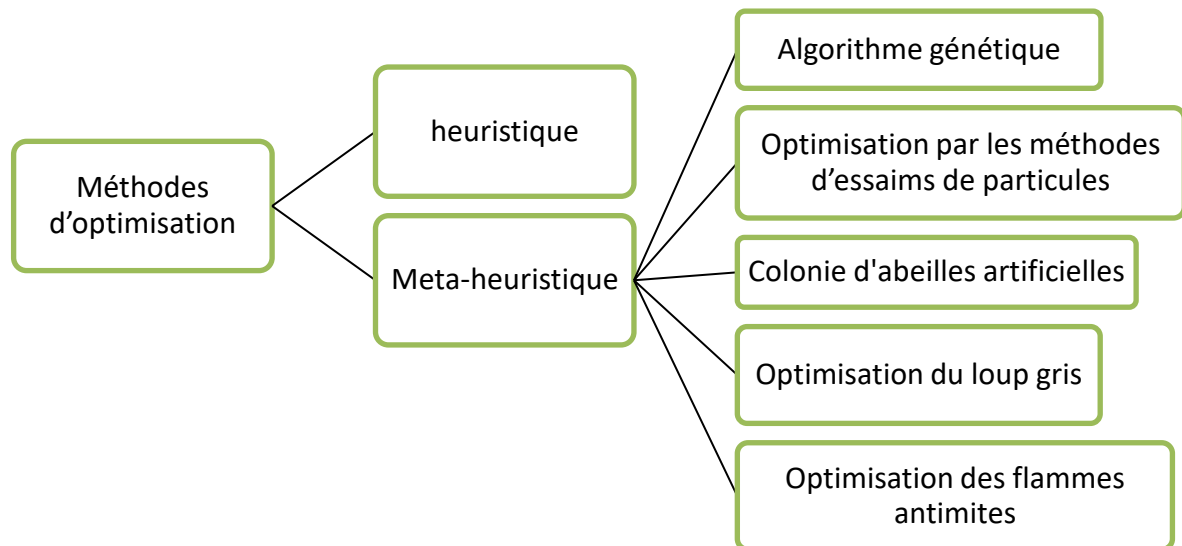


Figure III.47 : Méthodes d'optimisation

III.4 Méthode méta-heuristique

Les méthodes méta-heuristiques apparues au début des années 1980, permettent de trouver une solution de bonne qualité en un temps de calcul généralement raisonnable, sans garantir l'optimalité de la solution obtenue [16].

Ce sont un ensemble d'algorithmes d'optimisation visant à résoudre les problèmes d'optimisation difficiles. Elles sont souvent inspirées par des systèmes naturels, qu'ils soient pris en physique (cas du recuit simulé), en biologie de l'évolution (cas des algorithmes Génétiques) ou encore en éthologie (cas des algorithmes de colonies de fourmis ou de l'optimisation par essaims particulaires) [17].

III.4.1 Algorithme Génétique (GA)

L'algorithme génétique est une technique évolutionnaire proposée par John Holland et ses élèves [18]. en 1975, ils constituent l'une des approches évolutionnaires qui a connu le plus d'essor ces dernières décennies [19].

Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes d'évolution de la nature : sélections,

croisements, mutations, etc. Ils appartiennent à la classe des algorithmes évolutionnaires [20] .

L'utilisation de la théorie de l'évolution comme modèle informatique pour trouver une solution optimale, la théorie de l'évolution permet de rechercher la solution a très grand nombre de possibilités dans un laps de temps raisonnable

Ainsi les algorithmes génétiques sont des systèmes qui s'appuient sur les principes de sélection de Darwin et sur les méthodes de combinaison des gènes introduites par Mandel pour traiter des problèmes d'optimisation.

On peut résumer le domaine d'application des algorithmes génétiques dans les deux cas suivants :

L'espace de recherche est vaste ou le problème possède énormément de paramètres devant être optimisés simultanément [17] .

III.4.1.1 Principe de base

III.4.1.1.1 Fonction fitness (objective)

Associe une valeur de performance à chaque individu ce qui offre la possibilité de le comparer à d'autres individus et permet à l'algorithme génétique de déterminer qu'un individu sera sélectionné pour être reproduit ou pour déterminer s'il sera remplacé [21] .

L'évaluation des individus faite par la fonction fitness a un rôle primordial dans le bon fonctionnement de cette opération pour que l'opération de remplacement prenne les bonnes décisions [21] .

Le choix de la fonction de fitness retenue est important et dépend du problème à résoudre et de l'espace de recherche qui en découle [22] .

III.4.1.1.2 La sélection

La Sélection est le processus selon lequel des chaînes de la population sont choisies pour former une nouvelle génération sur la base de la valeur de la fonction objectif.[23]

Ceci permet de donner aux individus dont la valeur est plus grande une probabilité plus élevée de contribuer à la génération suivante.[10]

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 [24] .

1- Sélection par roulette : que plus les individus sont adaptés au problème, plus ils ont des chances d'être sélectionnés.

2- Sélection par tournoi : elle consiste à choisir un nombre de programmes aléatoirement de la population, et le gagnant de ce tournoi va être choisi [25] .

III.4.1.1.3 Le croisement [23]

Le croisement est le processus selon lequel les bits de deux chaînes sélectionnées sont intervertis : dans le langage génétique, on dira que ces chaînes sont croisées. Pour exécuter le croisement, on accouple des chaînes de la population au hasard. Soit les chromosomes A1 et A2 définis comme suit :

$$A1 = 0\ 1\ 0\ 1\ \downarrow\ \mathbf{1\ 0\ 1}$$

$$A2 = 1\ 1\ 1\ 0\ \downarrow\ \mathbf{1\ 0\ 0}$$

Après le croisement, on obtient les deux chaînes suivantes :

$$A'1 = 0\ 1\ 0\ 1\ \downarrow\ \mathbf{1\ 0\ 0}$$

$$A'2 = 1\ 1\ 1\ 0\ \downarrow\ \mathbf{1\ 0\ 1}$$

III.4.1.1.4 La mutation

La mutation est le processus selon lequel la valeur d'un gène choisi au hasard dans un chromosome est régénérée. En modifiant aléatoirement la valeur d'une position dans une chaîne : [23]

$$A = 0\ 1\ \mathbf{0}\ 1\ 1\ 0\ 1$$

Après mutation, on obtient la chaîne :

$$A' = 0\ 1\ \mathbf{1}\ 1\ 1\ 0\ 0$$

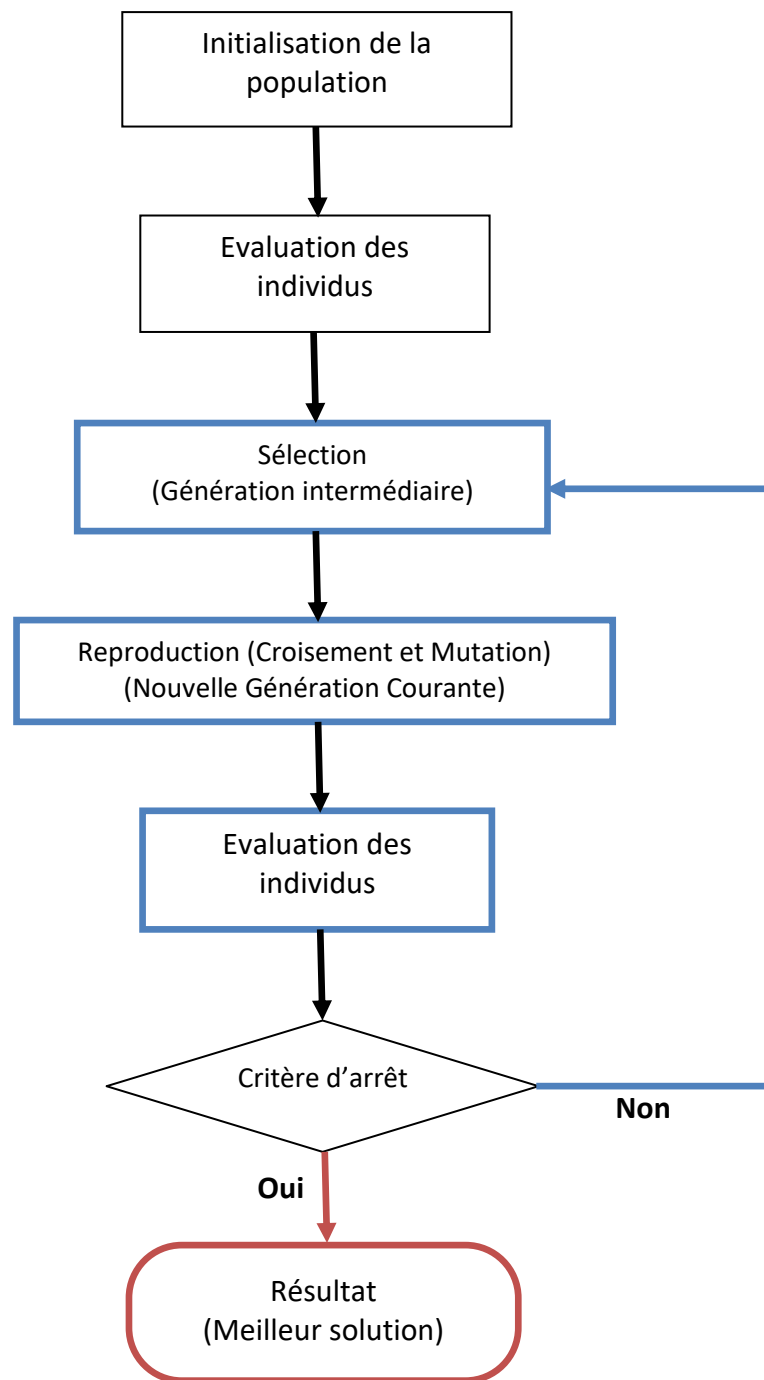


Figure III.48 : L'organigramme d'un algorithme génétique [22]

III.4.1.6 Exemple d'application sur Matlab :

On applique la méthode GA pour minimiser la fonction suivante :

$$Y = x(1) \times e^{(-\text{norm}(x(2))^2)} \quad (\text{III.1})$$

$$-10 \leq x(1) \leq 15$$

$$-15 \leq x(2) \leq 20$$

Les paramètres de GA :

Population = 50 ;

Génération maximale = 100 ;

➤ Trouver la valeur de la fonction objective :

```
tic
fun = @(x)x(1)*exp(-norm(x)^2);
nvars=2;
LB = [-10,-15];
UB = [15,20];
options1 =
gaoptimset('PlotFcns',{@gaplotbestf},'PopulationSize',50,'Generations',100,
'StallGenLimit',100);
[x,fit] = ga(fun,nvars,[],[],[],[],LB,UB,[],options1);
toc
```

```
Optimization terminated: maximum number of generations exceeded.

x =

    -0.7071    -0.0000

fit =

    -0.4289

Elapsed time is 4.569388 seconds.
```

Meilleur Résultats :

$$x1 = -0.7071, x2 = -0.0000$$

$$y = -0.4289 \quad \text{après } 4.569388 \text{ seconds}$$

Les caractéristiques de convergence de l'algorithme GA sont affichées sur la figure III.49 :

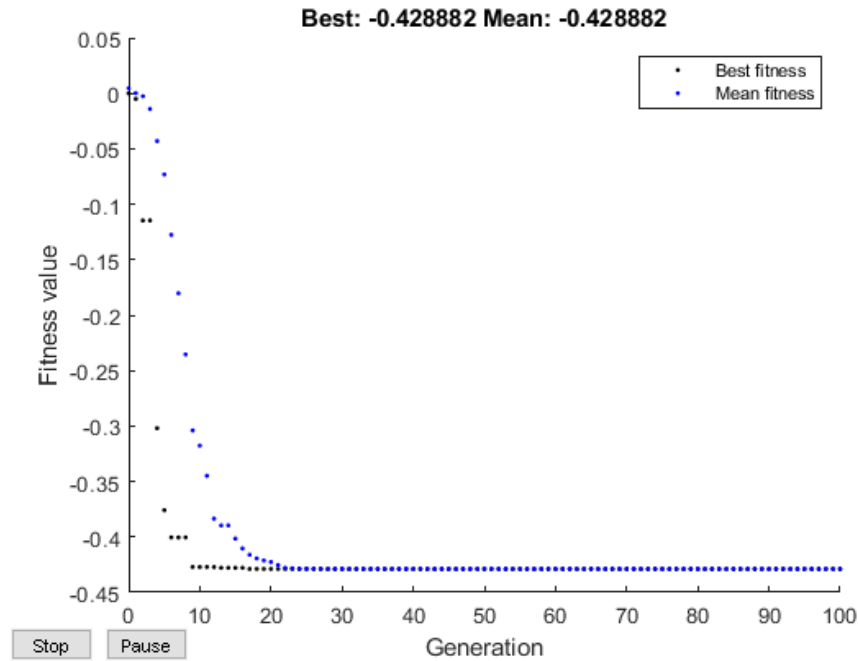


Figure III.49 : Courbe de convergence de la meilleure solution

- Pour vérifier l'efficacité d'algorithme GA, l'algorithme est exécuté plusieurs fois :
- Lancer le program 10 fois :

```
tic
for i=1:10
fun = @(x)x(1)*exp(-norm(x)^2);
nvars=2;
LB = [-10,-15];
UB = [15,20];
options1 =
gaoptimset('PlotFcns',{@gaplotbestf},'PopulationSize',50,'Generations',100,
'StallGenLimit',100);
[x,fit] = ga(fun,nvars,[],[],[],[],LB,UB,[],options1)
fit(i)=fit
end
toc
```

```
fit =
    -0.4289         0         0         0         0         0
    0         0         0    -0.4289
Elapsed time is 45.406016 seconds.
```

La figure III.50 représente Les valeurs de fonction après exécutés le programme 10 fois :

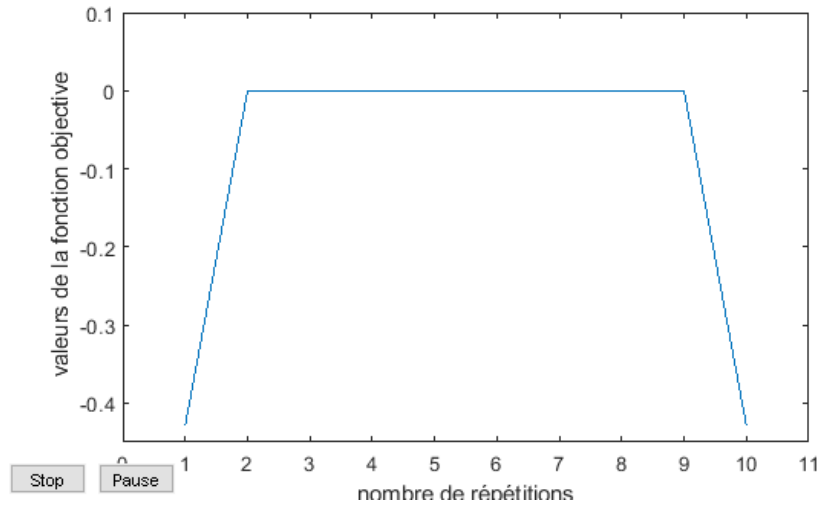


Figure III.50 : Valeurs de la fonction objective

III.4.2 PSO (Optimisation par les méthodes d'essaims de particules)

L'optimisation par essaim particulaire (OEP), ou Particle Swarm Optimization (PSO) en anglais, est un algorithme évolutionnaire qui utilise une population de solutions candidates pour développer une solution optimale au problème. Cet algorithme a été proposé par Russel Eberhart (ingénieur en électricité) et James Kennedy (socio-psychologue) en 1995.[26]

L'algorithme PSO simule le mécanisme de navigation des oiseaux dans la nature. L'inspiration principale est les équations simples proposées par Raynold en 1987 pour simuler l'interaction des individus dans les essaims volants. Raynold montre qu'il existe trois principes primitifs dans les pelouses d'oiseaux : la séparation, l'alignement et la cohésion. Les concepts de ces trois principes sont illustrés dans la figure III.51 [27] .

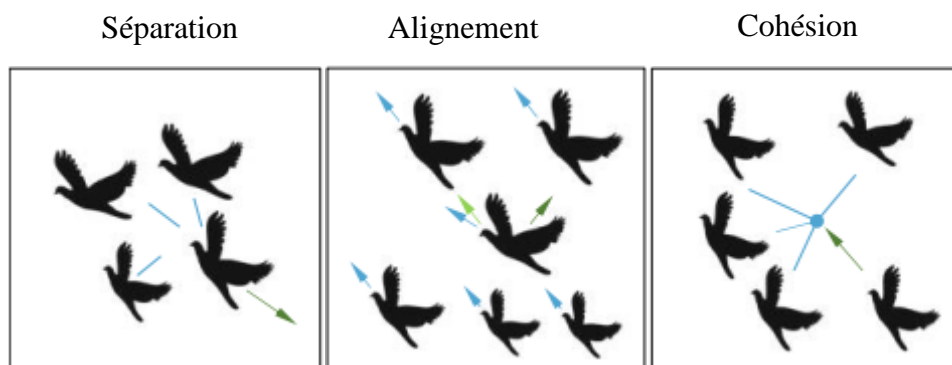


Figure III.51 : Schémas correctifs primitifs entre individus dans un essaim d'oiseaux. Dans l'alignement, la direction de vol d'un individu est ajustée en fonction de ses voisins. Dans la cohésion, une certaine distance est maintenue entre les individus pour éviter l'isolement. [27]

L'algorithme de l'algorithme d'optimisation par PSO est donné comme suit :[28]

- **Etape 1 :** Initialisation des coefficients d'accélération C_1 et C_2 , le facteur d'inertie w .
- **Etape 2 :** La création de la population initiale aléatoirement et le calcul de la fitness de chaque particule P_{besti} : La meilleure position de la particule i dans la population actuelle
 P_{gbest} : La meilleure position dans toute les populations (la meilleure des meilleures).
- **Etape 3 :** Le calcul de la nouvelle vitesse et la nouvelle position de chaque particule se fait comme suit :

$$v_{ij}(t + 1) = wv_{ij}(t) + c_1r_1(p_{besti} - v_{ij}(t)) + c_2r_2(p_{gbest} - v_{ij}(t))$$

$$p_{ij}(t + 1) = p_{ij}(t) + v_{ij}(t + 1)$$

Avec $j = \{1, \dots, N\}$,

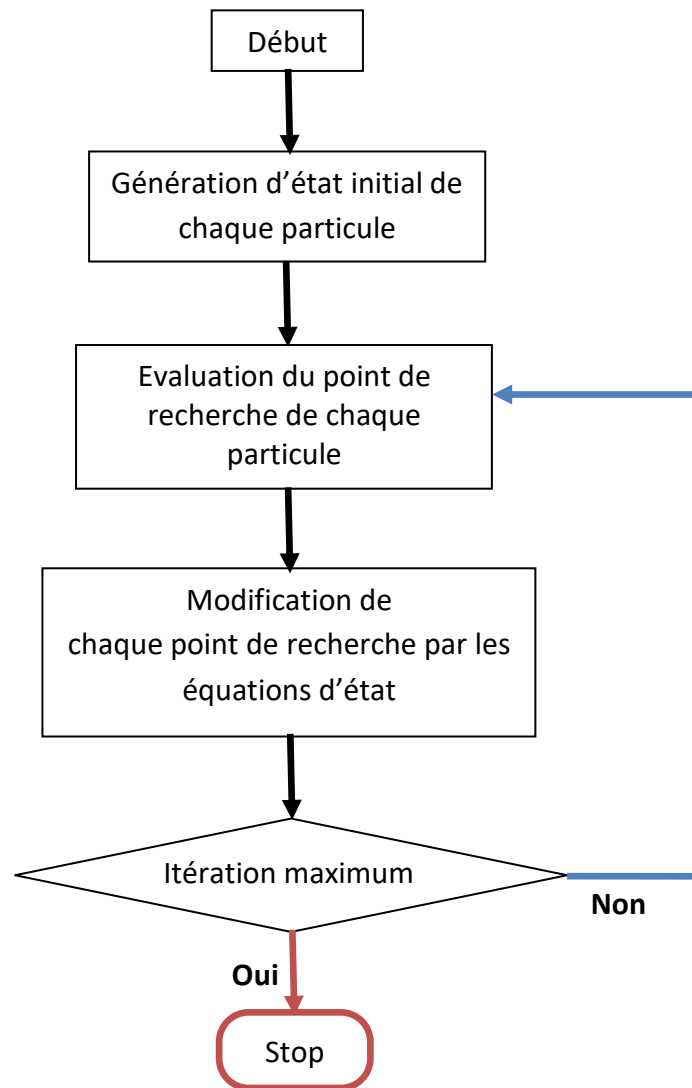
N est la dimension de l'espace de recherche.

r_1 et r_2 sont des nombres aléatoires uniformément distribués dans l'intervalle $[0,1]$.

Le paramètre d'inertie w contrôle l'influence de l'ancienne vitesse sur la vitesse courante, afin de permettre aux particules d'éviter les minima locaux. De la même façon, c_1 contrôle le comportement de la particule dans sa recherche autour de sa meilleure position et c_2 contrôle l'influence de l'essaim sur le comportement de la particule.

- **Etape 4 :** Le calcul de la meilleure fitness de la population initiale est comparé par la précédente pour trouver la meilleure de toutes les populations.
- **Etape 5 :** incrémentation du nombre d'itération $t = t+1$.
- **Etape 6 :** Si le critère d'arrêt est satisfait alors passer à la 7^{ème} étape. Autrement, aller à la 3^{ème} étape.
- **Etape 7 :** La position enregistrée est la solution optimale.

L'organigramme de calcul de l'algorithme PSO est présenté dans la figure III.52.



[15]

Figure III.52 : Organigramme de principe de PSO.

III.4.2.1. Exemple d'application sur Matlab :

On applique la méthode PSO pour minimiser la même fonction optimisée précédemment par l'algorithme génétique, les paramètres de l'algorithme PSO sont :

- Population = 50
- Génération maximale = 200

```

tic
fun = @(x)x(1)*exp(-norm(x)^2);
lb = [-10,-15];
ub = [15,20];
options = optimoptions('particleswarm','SwarmSize',50,'PlotFcns',...
    @pswplotbestf);
rngdefault% For reproducibility
[x, fit] = particleswarm(fun,2,lb,ub,options)
toc

```

```

Optimization ended: relative change in the objective value
over the last OPTIONS.MaxStallIterations iterations is less than
OPTIONS.FunctionTolerance.

x =

    -0.7071    -0.0000

fit =

    -0.4289

Elapsed time is 4.071356 seconds.

```

Après convergence de l'algorithme PSO, les variables de contrôles optimisées sont : $x_1 = -0.7071$, $x_2 = -0.0000$. La valeur de la fonction objective optimisée est $y = -0.4289$. Il faut noter que l'algorithme PSO a convergé après 4.071356 seconds. La caractéristique de convergence de l'algorithme PSO est affiché sur la figure III.53:

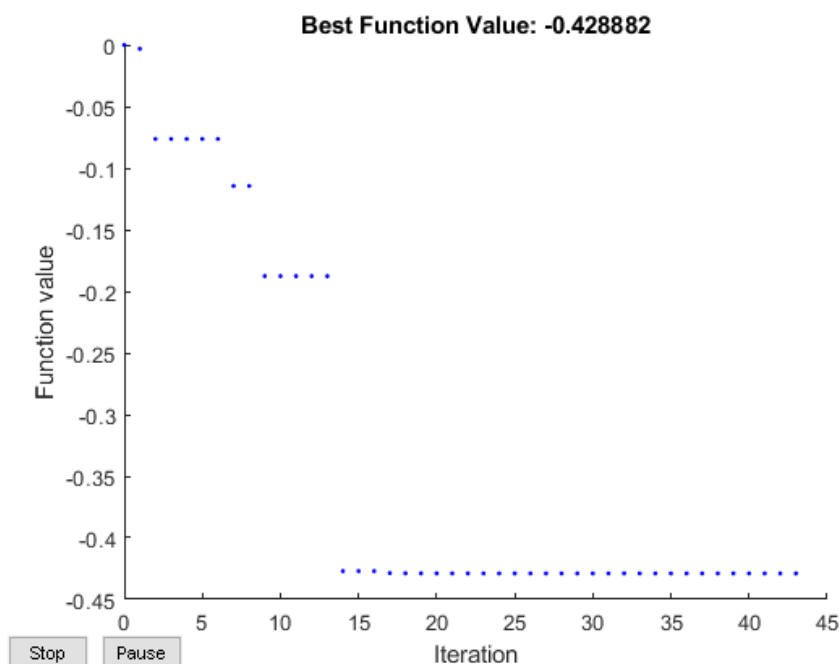


Figure III.53: Courbe de convergence de l'algorithme PSO.

Pour vérifier l'efficacité d'algorithme PSO et afin de trouver la meilleure solution le programme doit être exécuté plusieurs fois, pour ce test on a exécuté le programme 10 fois.

```
tic
for i=1:10
fun = @(x)x(1)*exp(-norm(x)^2);
lb = [-10,-15];
ub = [15,20];
options = optimoptions('particleswarm','SwarmSize',50,'PlotFcns',...
    @pswplotbestf);
rng default % For reproducibility
[x, fit] = particleswarm(fun,2,lb,ub,options)
fit(i)=fit
end
toc
```

```
fit =
-0.4289      0      0      0      0      0      0      0
0    -0.4289

Elapsed time is 16.230444 seconds.
```

La figure III.54 représente les valeurs de la fonction objective après avoir exécuté le programme 10 fois, on remarque que la valeur optimale trouvée par l'algorithme PSO est $y=0$.

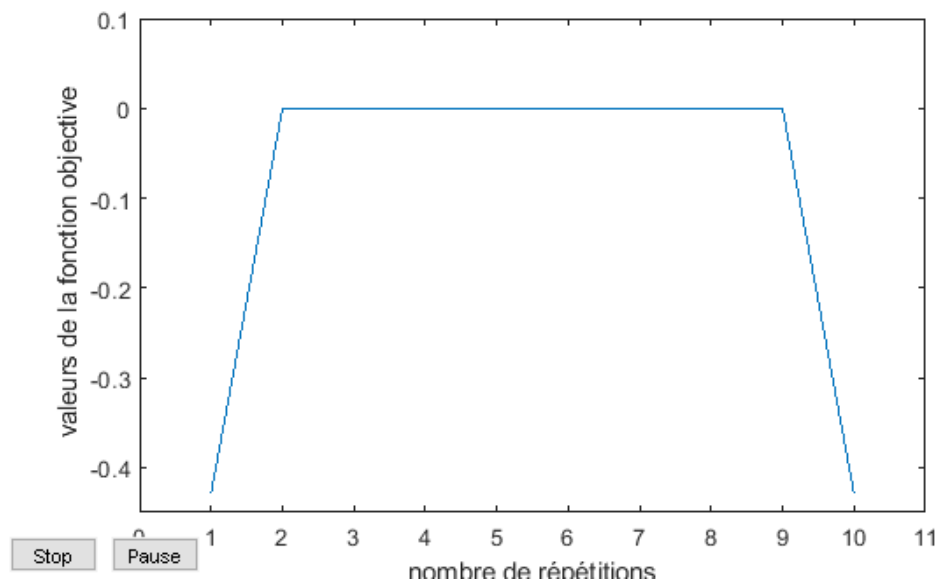


Figure III.54 : Valeurs de la fonction objective

En termes de qualité de solution et temps d'exécution, on remarque que l'algorithme PSO a achevé la meilleure solution par rapport à la valeur trouvée par GA.

III.4.3 ABC (Colonie d'abeilles artificielles)

L'algorithme de la colonie artificielle d'abeilles (ABC) a été développé en 2005 par Karaboga (2005) pour l'optimisation des fonctions numériques [29].

L'algorithme utilise un ensemble d'agents de calcul appelés abeilles pour trouver la solution optimale [30].

En inspectant les comportements des abeilles réelles pour trouver la source de nourriture, qui s'appelle le nectar, et partager l'information des sources de nourriture aux autres abeilles dans le nid. Dans cet algorithme, les abeilles artificielles sont définies et classifiées en trois groupes : abeilles employeuses (abeilles qui recherche la nourriture), spectatrices (abeilles d'observation) et scouts (éclaireuses) sont chargées de trouver de nouvelles nourritures, (le nectar de nouvelles source) [16].

Le nombre d'abeilles employées est égal au nombre de sources de nourriture. La qualité d'une source de nourriture s'appelle sa « valeur de fitness » et elle est associée à sa position [30].

Le processus de l'algorithme ABC est présenté comme suit :[28]

- **Etape 1** : Initialisation : Sélectionner la population de façon aléatoire dans l'espace de recherche en utilisant l'équation ci-dessous où chaque abeille porte un vecteur \mathbf{U} de \mathbf{n} solution.

$$U_j = U_j^{min} + n_j \times (U_j^{max} - U_j^{min}) \quad n_j \in [0,1]$$

Le calcul de la valeur Fitness pour chaque vecteur par l'équation suivante :

$$Fitness = \frac{1}{F_{objectif} + 1}$$

Une fois que ces populations sont placées dans l'espace de recherche, elles prennent le nom des abeilles employeuses.

- **Etape 2** : Déplacement des abeilles employeuses : La probabilité du choix d'une source de nourriture est donnée par l'équation suivante :

$$P_i = \frac{0.9 \times Fitness_i}{\max(Fitness_i)} + 0.1$$

Sélectionner une source de nourriture et déterminer ses quantités de nectar. L'équation de mouvement des abeilles observatrices est donnée comme suit :

$$m_{ij}(t+1) = x_{kj} + y(x_{ij}(t) - x_{kj}(t)) \quad y \in [0,1]$$

Tel que \mathbf{m}_{ij} est la $i^{\text{ème}}$ position de l'abeille spectatrice, \mathbf{t} est le nombre d'itération, \mathbf{x}_{ij} est l'abeille utilisée choisie aléatoirement, \mathbf{j} représente la dimension du vecteur de solution qui

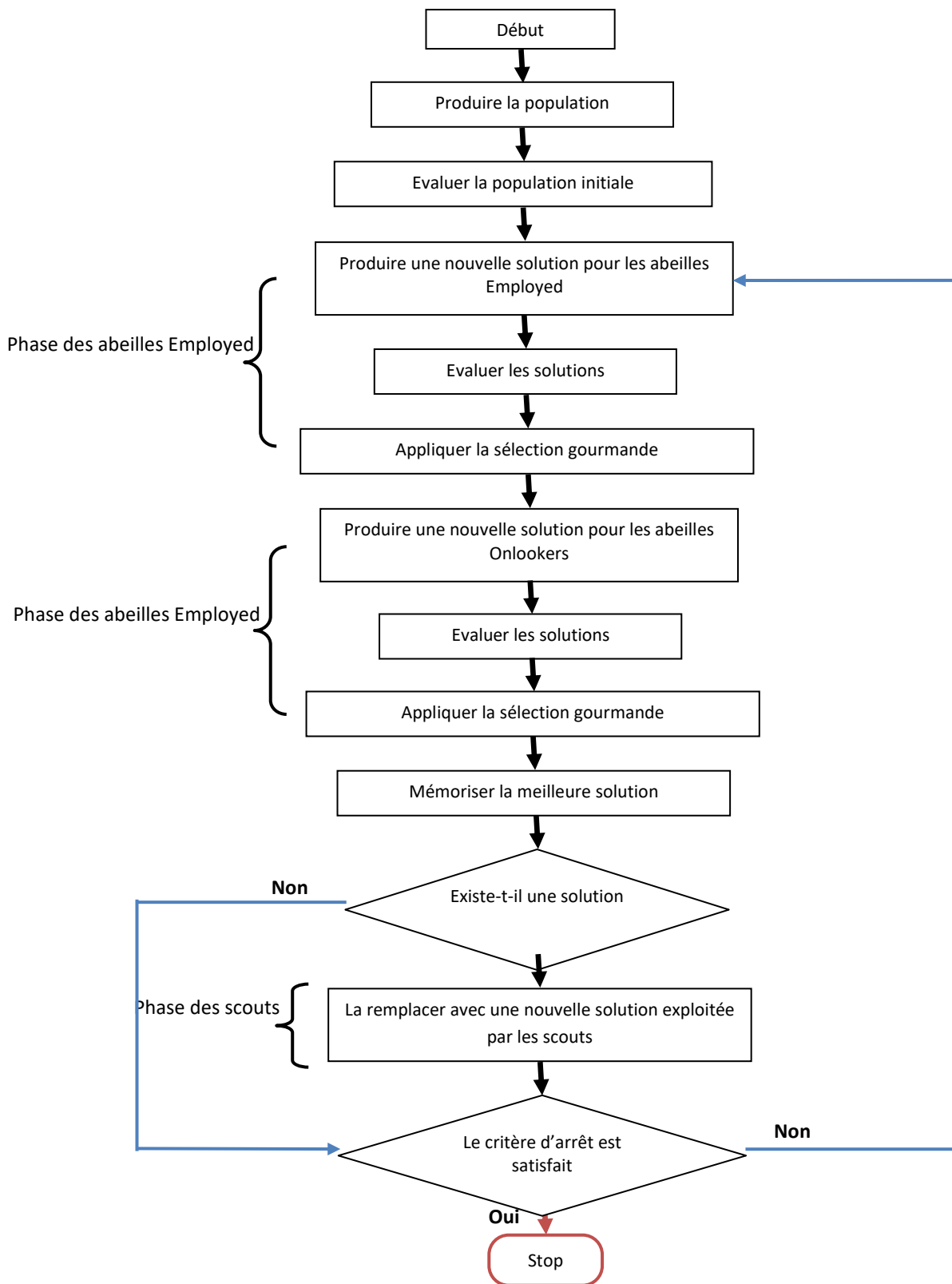
produit une série de variables aléatoires dans la gamme $[-1,1]$; où $k \in \{1,2,3, \dots, N\}$ et $j \in \{1,2, \dots, D\}$ sont choisis aléatoirement avec k différent de i ; D est le nombre de paramètre à optimiser.

- **Étape 3** : Déplacer les scouts : Si les valeurs de fitness des abeilles employées ne sont pas améliorées par un nombre d'itérations prédéterminé, ces sources de nourriture sont abandonnées, et l'abeille trouvée dans cet emplacement passera aléatoirement pour explorer d'autres nouveaux emplacements.

Le modèle mathématique est donné par l'équation :

$$V_{ij} = V_{ij}^{min} + \varphi_{ij} \times (V_{ij}^{max} - V_{ij}^{min}) \varphi_{ij} \in [0,1]$$

- **Étape 4** : Mettre à jour la meilleure source de nourriture trouvée jusqu'ici : Apprendre la meilleure valeur de fitness et la position, qui sont trouvées par les abeilles, et les mémoriser.
- **Étape 5** : Critère d'arrêt : Vérifier le processus de calcul jusqu'à ce que le nombre d'itérations atteigne la valeur maximale prédéfinie ou qu'une solution de la fonction objective acceptable soit trouvée.



[31]

Figure III.55 : Organigramme du modèle de base de l’algorithme ABC

III.4.4 MFO (Optimisation des flammes antimites) :

L'algorithme MFO est une nouvelle méta-heuristique inspirée par la nature proposé par Seyedali Mirjalili en 2015. L'approche MFO est inspirée du mécanisme de navigation nocturne utilisé par les papillons dans la nature.[14] .

La procédure de développement de l'algorithme est assez simple. Ceci est présenté dans l'organigramme MFO. La première étape consiste à générer des papillons de nuit au hasard dans le voisinage ou l'espace de solution. Ensuite, la valeur de fitness pour chaque papillon est calculée et la meilleure position obtenue est étiquetée par la flamme. Ensuite, le processus de mise à jour a lieu, après quoi le processus sera répété jusqu'à un point où les critères de fin du processus sont atteints, la solution candidate du modèle a été supposée être le papillon de nuit et les variables du problème à résoudre prennent position. De mite dans le quartier. Il a également été supposé que le papillon peut voler dans l'une des trois dimensions 1–3 [32] .

L'algorithme exécute 4 fonctions principales dans la recherche des solutions optimales qui sont :

1. Initialisation des positions des hétérocères qui consiste à créer M :

$$M(i, j) = rand(n, d) \times (ub - ul) + lb$$

2. Vérifier l'espace de recherche des hétérocères et calculer le fitness des hétérocères :

$$M(i, :) = \left(M(i, :) \times (\sim(Fub + Flb)) \right) + ub \times Fub + lb \times Flb$$

$$OM(i) = fobj(M(i, :))$$

3. Mise à jour de la meilleure des positions et des valeurs des flammes.

$$\text{Best - flame - score} = OF(1)$$

$$\text{Best - flame - position} = F(1, :)$$

4. Mise à jour des positions des hétérocères en considérant les positons des flammes.

$$M(i, j) = S(M(i, j), F(i, j)) = Dst(i) * \exp(t) * \cos(t * 2 * pi) + F(i, j)$$

$$Dst(i) = | F(i, j) - M(i, j) |$$

S : c'est la fonction spirale logarithmique qui définit l'espace de recherche.

S est donné par l'Eq en considérant que t est un nombre aléatoire uniformément distribué sur l'intervalle [-1,1].

Dst : c'est la distance entre la position de l'hétérocère et celle de la flamme qui lui correspond.

n : Nombre des hétérocères.

d : Dimension de l'espace de recherche dans lequel opèrent les vecteurs de positions des hétérocères et des flammes [33].

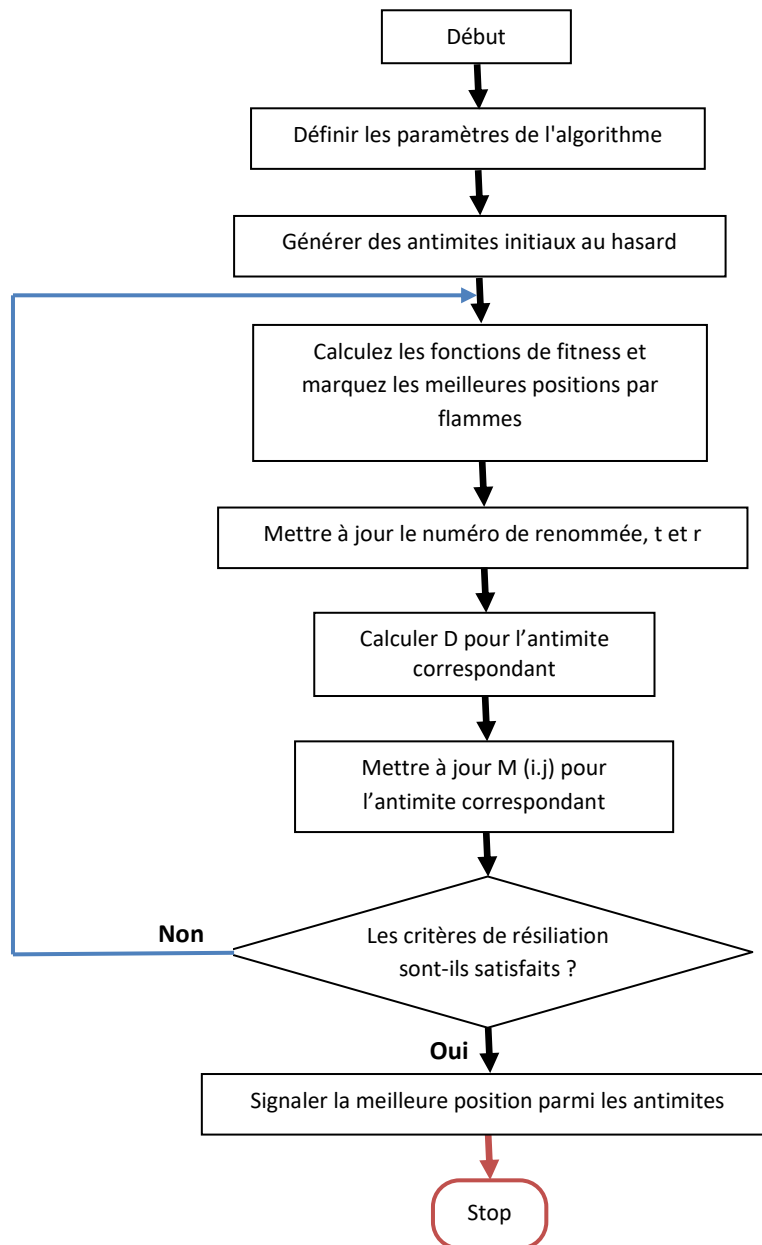


Figure III.56 : Organigramme de l'algorithme MFO [32].

III.5 Conclusion

A travers ce chapitre, nous avons exploré le travail d'optimisation par l'utilisation de méthodes méta-heuristiques, nous avons défini leurs mécanismes de recherche, le principe de fonctionnement. En utilisant le programme Matlab, nous avons fourni un exemple d'optimisation pour comprendre le principe de fonctionnement de l'AG et l'algorithme PSO, afin de déterminer leurs avantages et inconvénients. Le prochain chapitre sera entièrement consacré à l'application de l'AG et le PSO à l'amélioration de la sélectivité des relais à maximum de courant phase directionnelle par la minimisation du temps total de déclenchement.

Chapitre IV : Etudes de Cas

: Résultats et Analyse

IV.1 Introduction

Ce chapitre est destiné à la coordination des relais à maximum d'intensité afin de minimiser le temps total de déclenchements des relais primaires. La première phase est consacrée à analyser les différentes caractéristiques des relais à maximum d'intensité phase (RMIP). La deuxième phase consiste à l'optimisation des paramètres de réglages des RMIP directionnels installés dans un réseau alimenté par plusieurs sources afin de minimiser le temps de déclenchement des relais par l'adaptation et l'application de deux méthodes d'optimisation à savoir : l'algorithme génétique et l'essaim de particule.

IV.2 Phase 1 : Analyse des caractéristiques des relais à maximum de courant phase

IV.2.1 Réseau test

Ce premier test a pour objectif d'analyser les caractéristiques techniques des relais à maximum de courant phase tout en considérant leurs technologies. Pour ce cas deux normes ont été considérées, la norme IEC et la norme IEEE. Un mauvais choix d'un relais influe considérablement sur l'efficacité de la protection en termes de continuité de service. La figure IV.1 : représente le schéma unifilaire du réseau radial simple utilisé pour simuler l'impact des relais possédant différents normes et caractéristiques sur le temps de déclenchement.

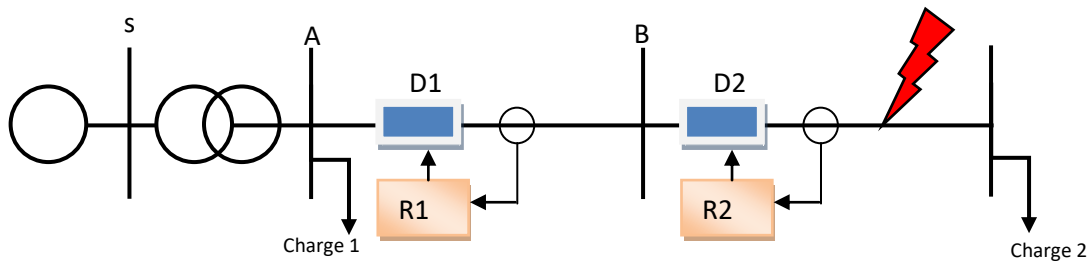


Figure IV.57 : Structure unifilaire d'un réseau radial simple

Les paramètres du réseau sont présentés comme suit :

- La source : $V_s = 400 \text{ V}$, $f = 50 \text{ Hz}$,
- Les charges : le réseau alimente deux charges de même puissance, la première localisée au jeu de barres A et l'autre charge est localisée au jeu de barres B.
- Les Puissances $P = 1000 \text{ W}$, $Q_L = 1000 \text{ VAR}$, $Q_C = 0 \text{ VAR}$.

IV.2.1.1 Norme IEC

- IEC Caractéristique inverse (Standard Inverse)
- IEC Caractéristique très inverse (Very Inverse)
- IEC Caractéristique extrêmement inverse (Extremely Inverse)

Les caractéristiques de déclenchement du relais type IEC sont présentées dans la figure IV.58

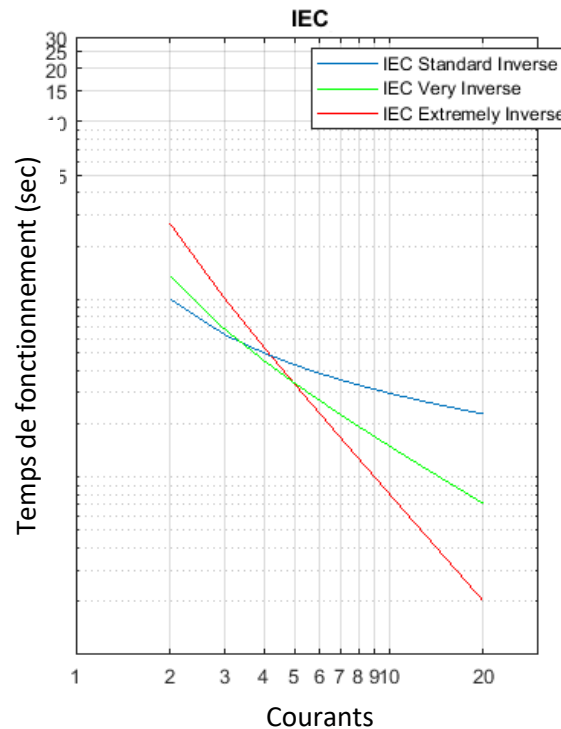


Figure IV 58 : Caractéristiques de RMC Normes IEC

IV.2.1.1.1 Cas 1

Caractéristique inverse : un défaut triphasé symétrique et appliqué au voisinage de la deuxième charge. Le relais R2 détecte le défaut et provoque le déclenchement du disjoncteur D2 avec un temps de retard $Td1 = 0,4413$ s. La figure IV59 montre le signal de déclenchement du relais, la caractéristique inverse du relais type IEC est présentée dans la figure IV.60 (a), les caractéristiques du relais pour différentes valeur de TMS sont présentés dans le mam figure IV.60 (b)

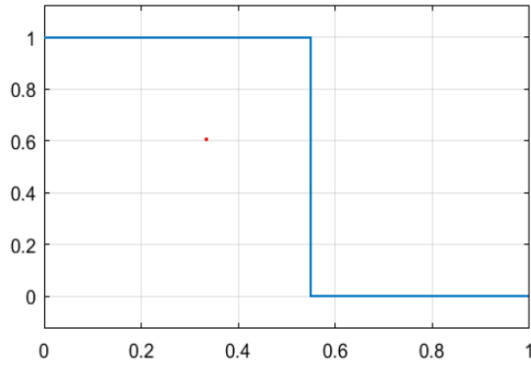


Figure IV.59 : Signal de déclenchement du relais

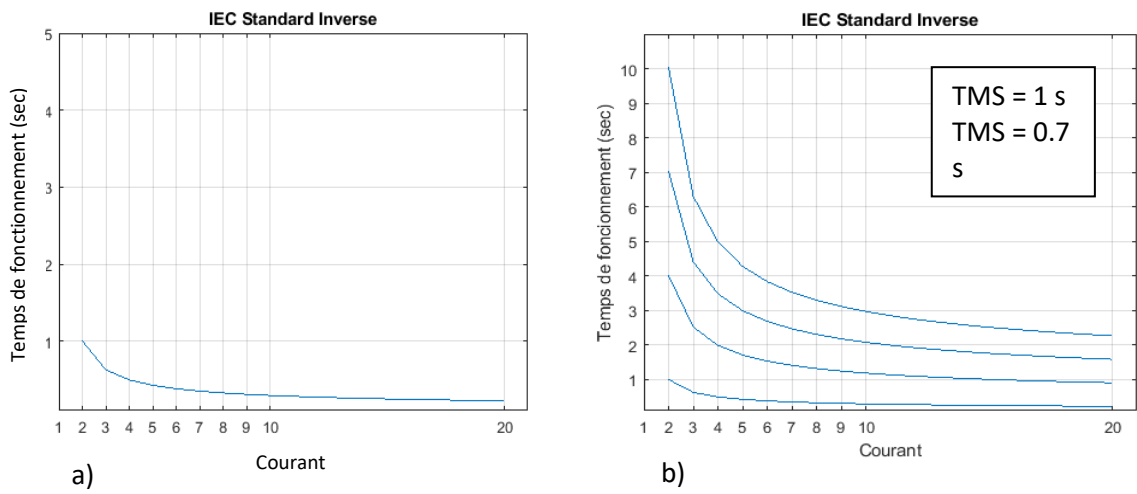


Figure IV.60 : a) caractéristique inverse du relais : norme IEC, b) Caractéristiques inverse du relais pour différentes valeur de TMS : norme IEC

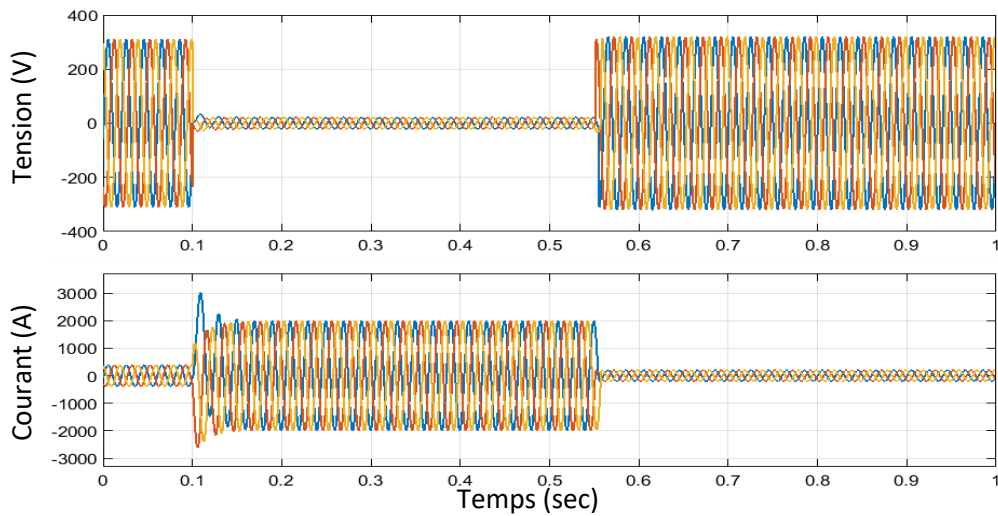
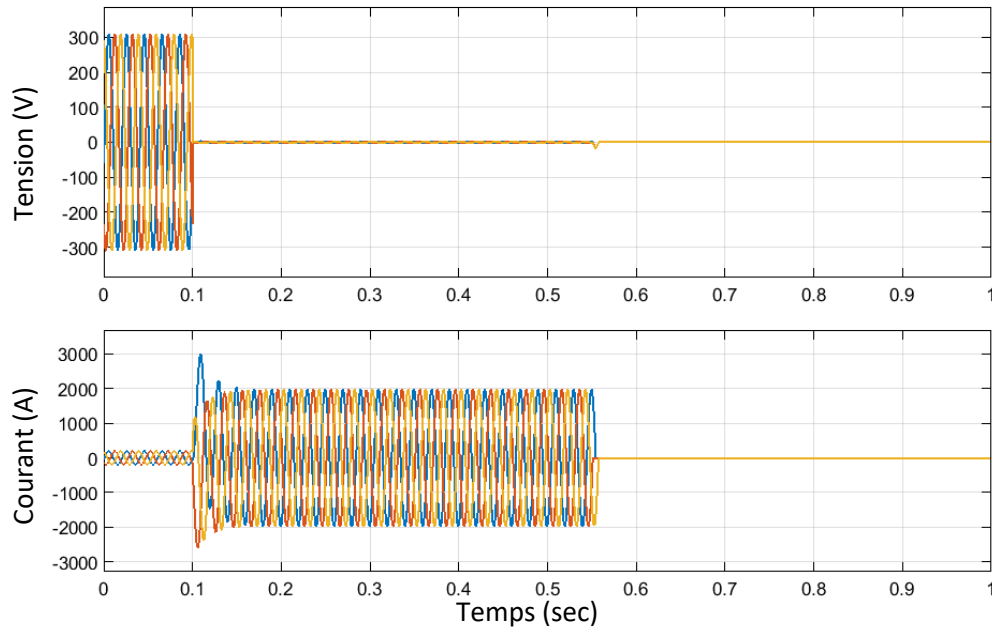


Figure IV.61 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut



FigureIV.62 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.

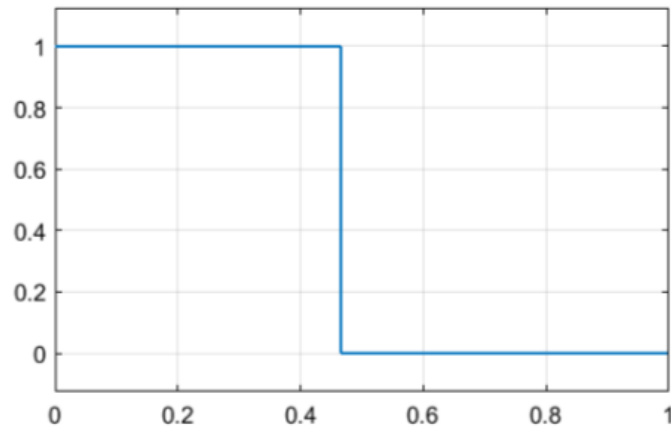
Interprétation

- En cas de défaut de court-circuit (C.C) triphasé symétrique au jeu de barres 3, le relai le plus proche détecte le défaut et envoie un signal de déclenchement au disjoncteur pour isoler le défaut.
- Selon la caractéristique inverse du relais, le relais détecte le CC, mais ne coupe pas le défaut instantanément. Relais commence à fonctionner après un temps nommé le temps de déclenchement.
- La figure IV.61 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre A. on constate que, après élimination du défaut la charge 1 est toujours alimentée par la source. Ce qui permet d'assurer une continuité de service partielle.
- La figure IV.62 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre B. on constate que, après élimination du défaut la charge 2 n'est alimentée par la source.

IV.2.1.1.2 Cas 2

Caractéristique très inverse : un défaut triphasé symétrique et appliqué au voisinage de la deuxième charge. Le relais détecte le défaut et provoque le déclenchement de disjoncteur D2 avec un temps de retard $Td2 = 0,3585$ s. La figure IV.63 montre le signal de déclenchement du relais, la caractéristique inverse du relais type IEC est présentée dans la

figure IV.64 (a), les caractéristiques du relais pour différentes valeur de TMS sont présentés dans le mam figure IV.64 (b)



FigureIV.63:Signal de déclenchement du relais.

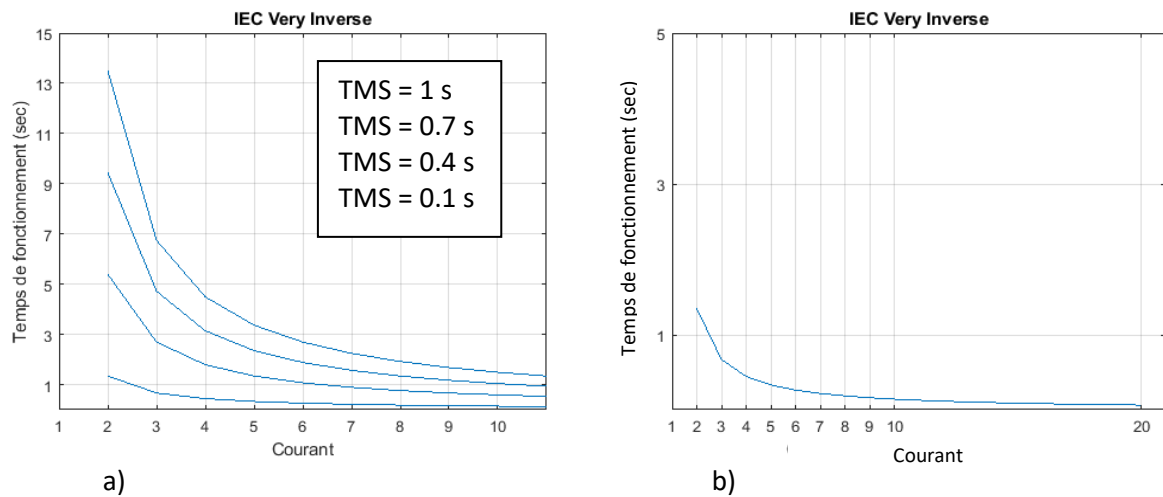


Figure IV.64:a) Caractéristiques très inverse du relais pour différentes valeur TMS : norme IEC, b) caractéristique inverse du relais : norme IEC

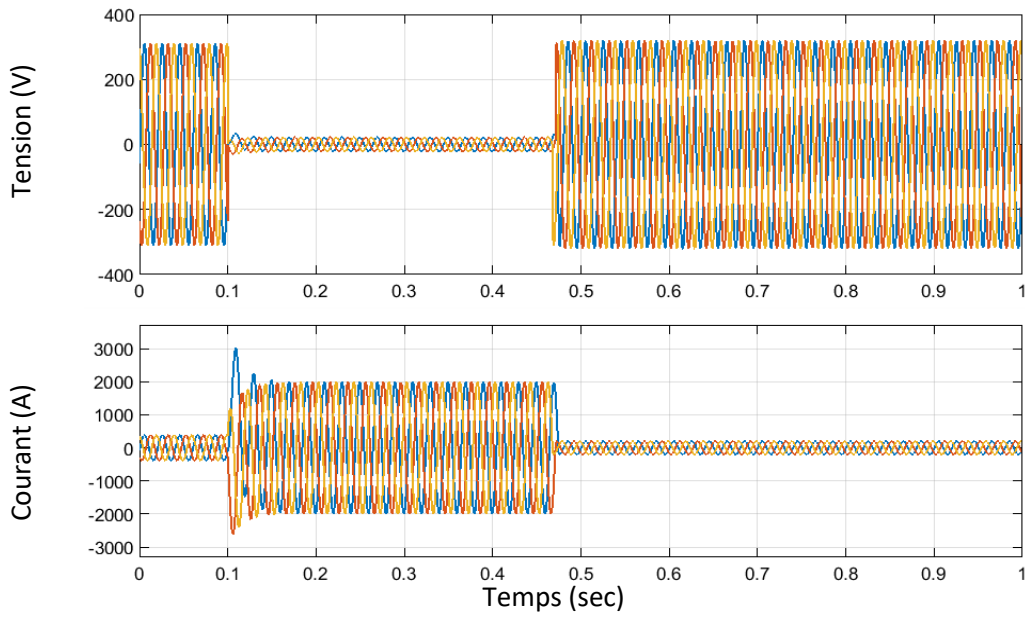


Figure IV.65 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut.

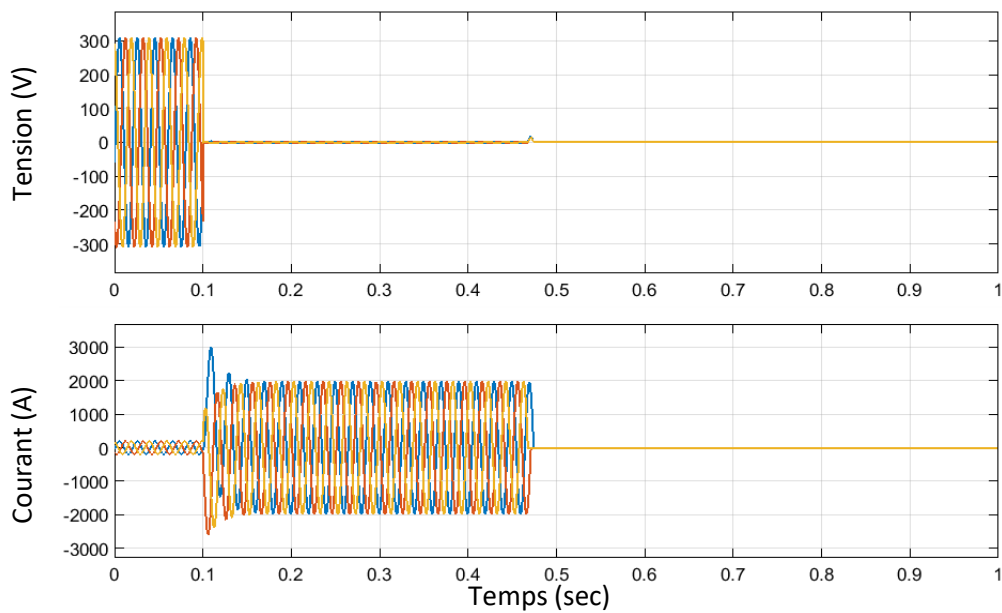


Figure IV.66 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.

Interprétation

- En cas de défaut de court-circuit (C.C) triphasé symétrique au jeu de barres 3, le relai le plus proche détecte le défaut et envoie un signal de déclenchement au disjoncteur pour isoler le défaut.

- Selon la caractéristique très inverse du relais, le relais détecte le CC, mais ne coupe pas le défaut instantanément. Relais commence à fonctionner après un temps nommé le temps de déclenchement.
- La figure IV.65 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre A. on constate que, après élimination du défaut la charge 1 est toujours alimentée par la source. Ce qui permet d'assurer une continuité de service partielle.
- La figure IV.66 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre B. on constate que, après élimination du défaut la charge 2 n'est alimentée par la source.

IV.2.1.1.3 Cas 3

Caractéristique extrêmement inverse : un défaut triphasé symétrique et appliqué au voisinage de la deuxième charge. Le relais détecte le défaut et provoque le déclenchement de disjoncteur D1 avec un temps de retard $T_{d3} = 0,3685$ s. La figure IV.67 montre le signal de déclenchement du relais, la caractéristique inverse du relais type IEC est présentée dans la figure IV.68 (a), les caractéristiques du relais pour différentes valeur de TMS sont présentés dans la figure IV.68 (b).

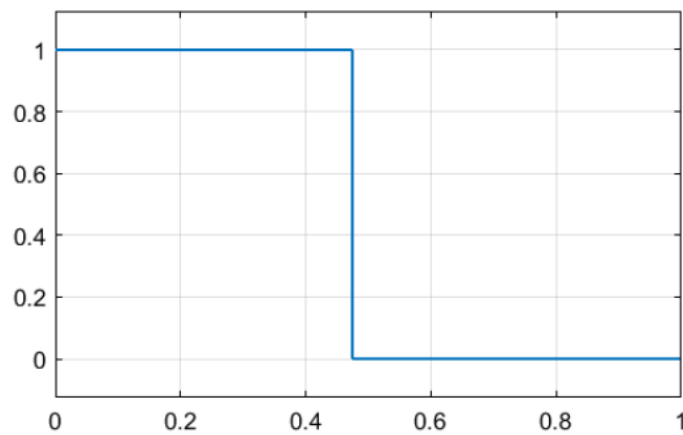


Figure IV.67: Signal de déclenchement du relais

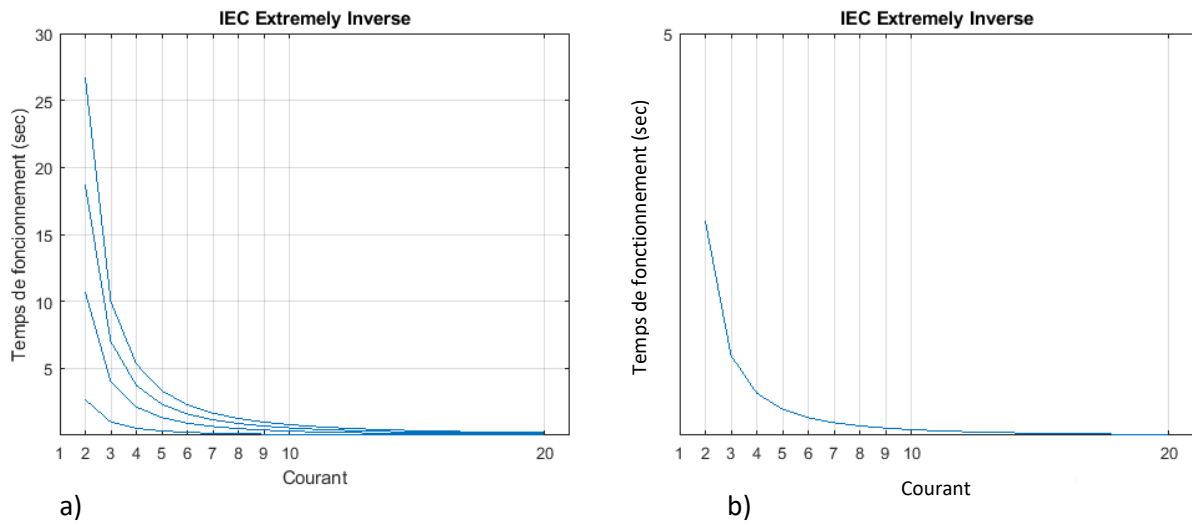


Figure IV.68 : a) Caractéristique très inverse du relais : norme IEC, b) Caractéristiques très inverse du relais pour différentes valeur TMS : norme IEC,

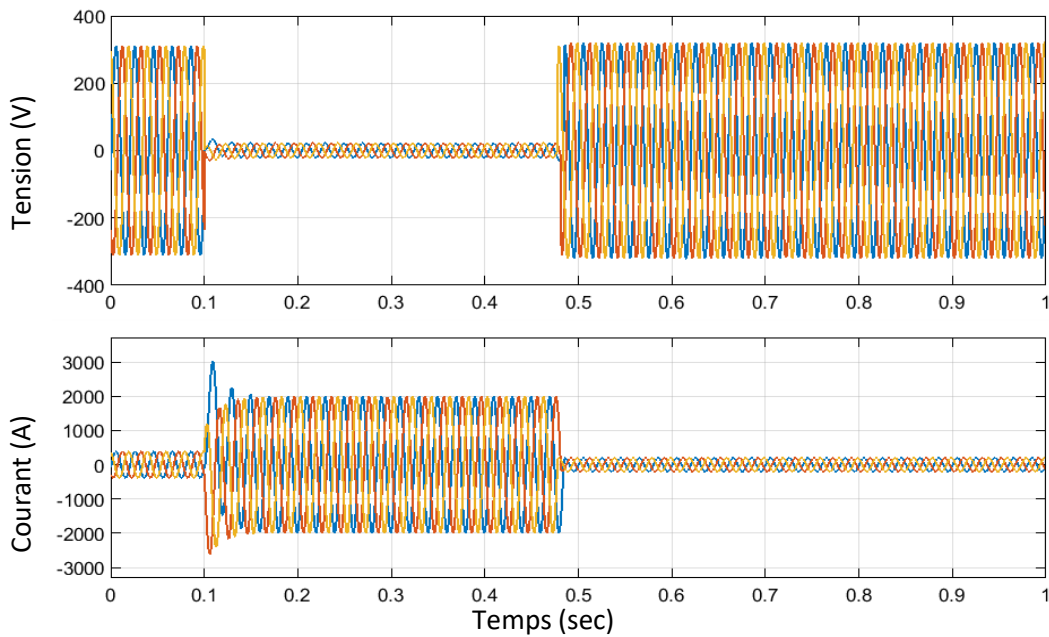


Figure IV.69 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut.

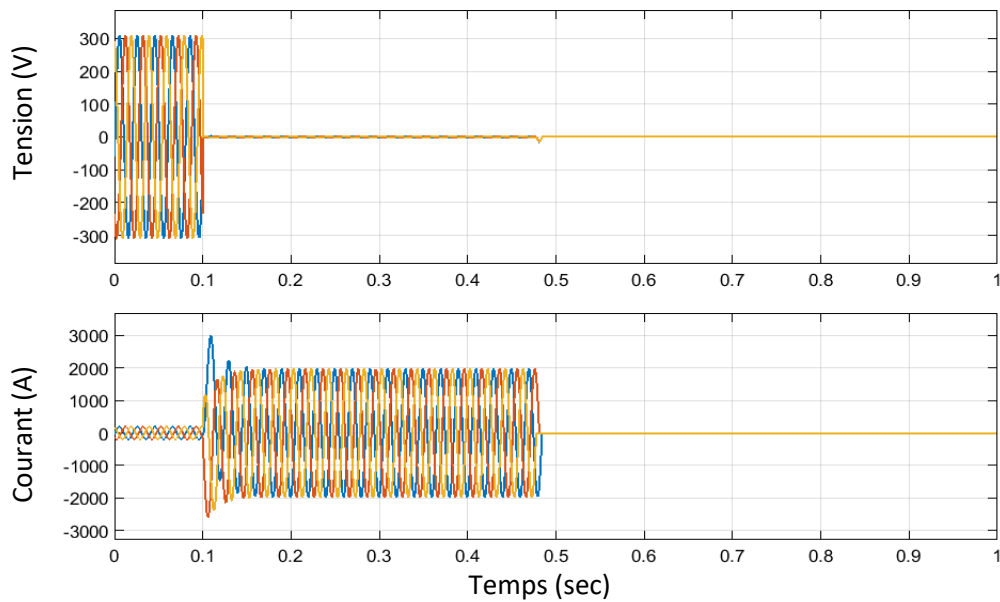


Figure IV.70 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.

Interprétation

- En cas de défaut de court-circuit (C.C) triphasé symétrique au jeu de barres 3, le relai le plus proche détecte le défaut et envoie un signal de déclenchement au disjoncteur pour isoler le défaut.
- Selon la caractéristique extrêmement inverse du relais, le relais détecte le CC, mais ne coupe pas le défaut instantanément. Relais commence à fonctionner après un temps nommé le temps de déclenchement.
- La figure IV.69 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre A. on constate que, après élimination du défaut la charge 1 est toujours alimentée par la source. Ce qui permet d'assurer une continuité de service partielle.
- La figure IV.70 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre B. on constate que, après élimination du défaut la charge 2 n'est alimentée par la source.

IV.2.1.2 La norme IEEE

Pour ce cas d'analyse, le relai associé au disjoncteur est de type IEEE. Trois caractéristiques sont considérées.

- IEEE Caractéristique inverse (Moderately Inverse)
- IEEE Caractéristique très inverse (Very Inverse)

- IEEE Caractéristique extrêmement inverse (Extremely Inverse)

La figure IV.71 représente les caractéristiques inverse, très inverse et extrêmement inverse du relais

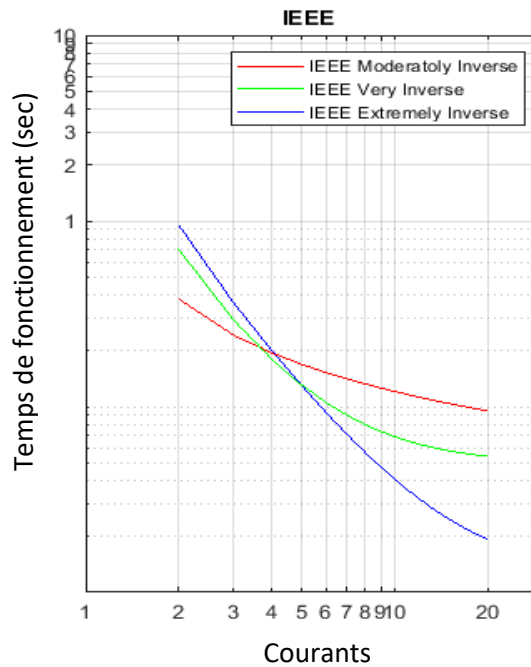


Figure IV.71:Caractéristiques de RMC Norme : IEEE

IV.2.1.2.1 Cas 1

Caractéristique inverse : un défaut triphasé symétrique et appliqué au voisinage de la deuxième charge. Le relais détecte le défaut et provoque le déclenchement de disjoncteur D2 avec un temps de retard $T_{d1} = 0,1738$ s. La figure IV.72 montre le signal de déclenchement du relais, la caractéristique inverse du relais type IEEE est présentée dans la (a) figure IV.73, les caractéristiques du relais pour différentes valeur de TMS sont présentés dans la (b) figure IV.73

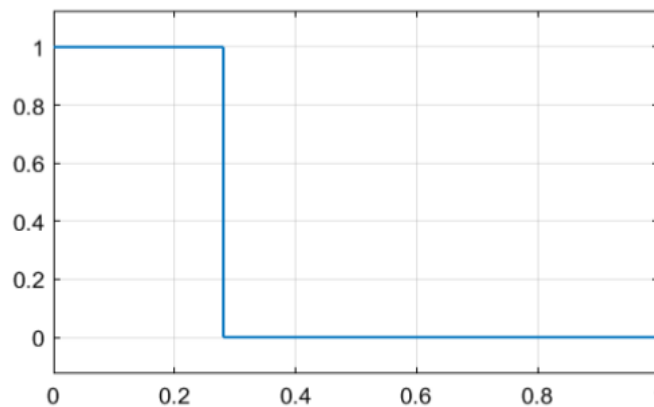


Figure IV.72 : Signal de déclenchement

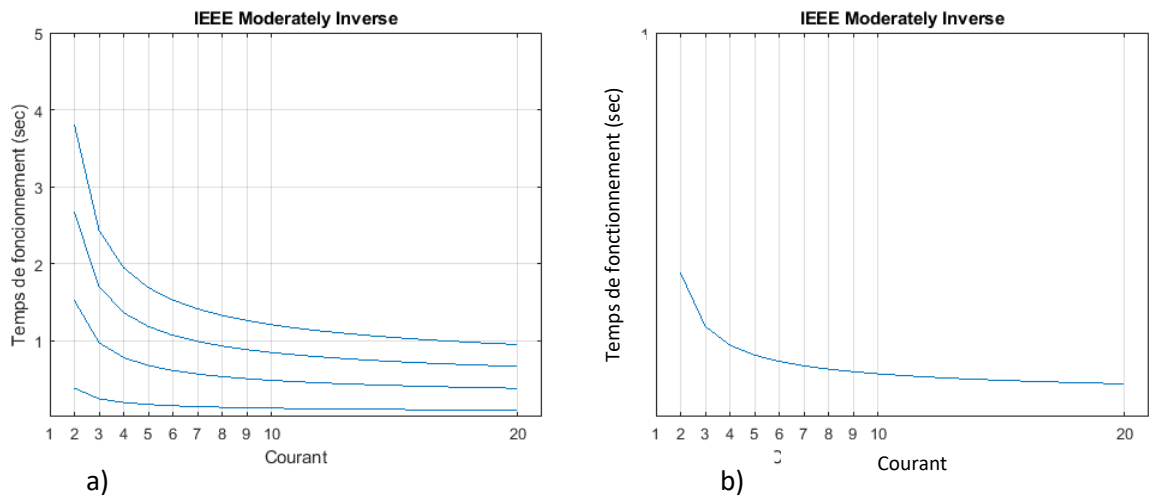


Figure IV.73 : a) Caractéristiques inverse du relais pour différentes valeur TMS : norme IEEE, b) caractéristique inverse du relais : norme IEEE

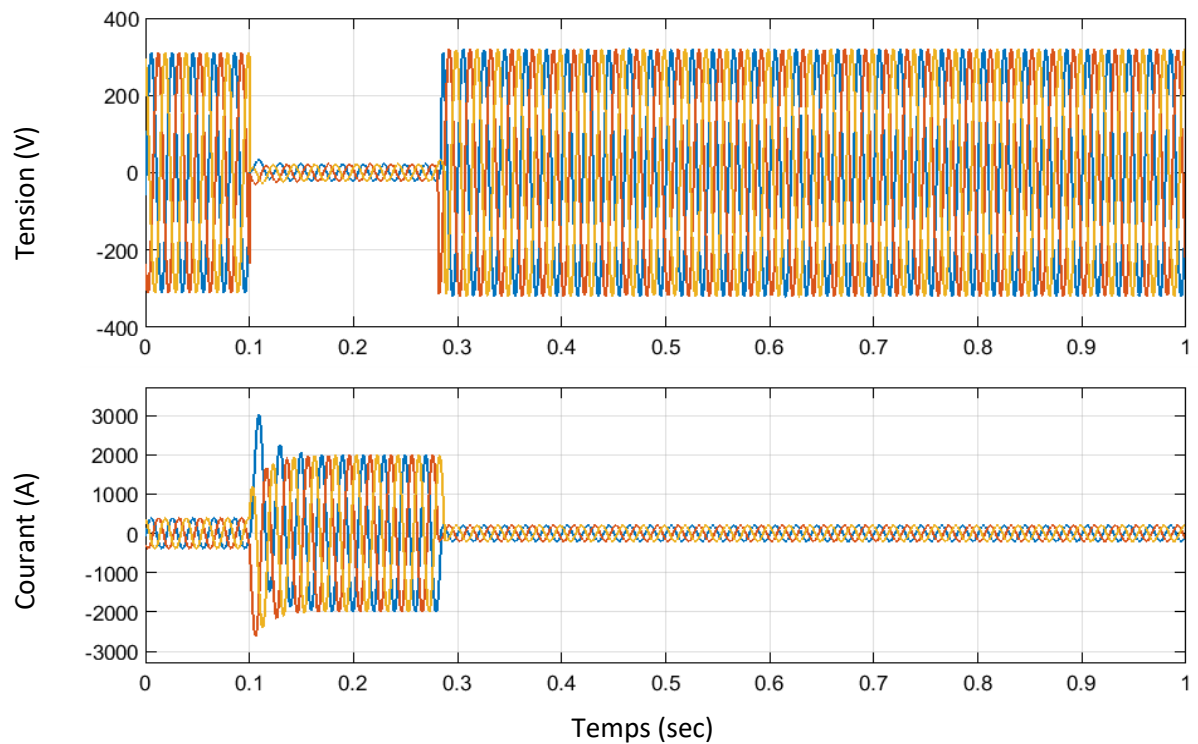


Figure IV.74 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut.

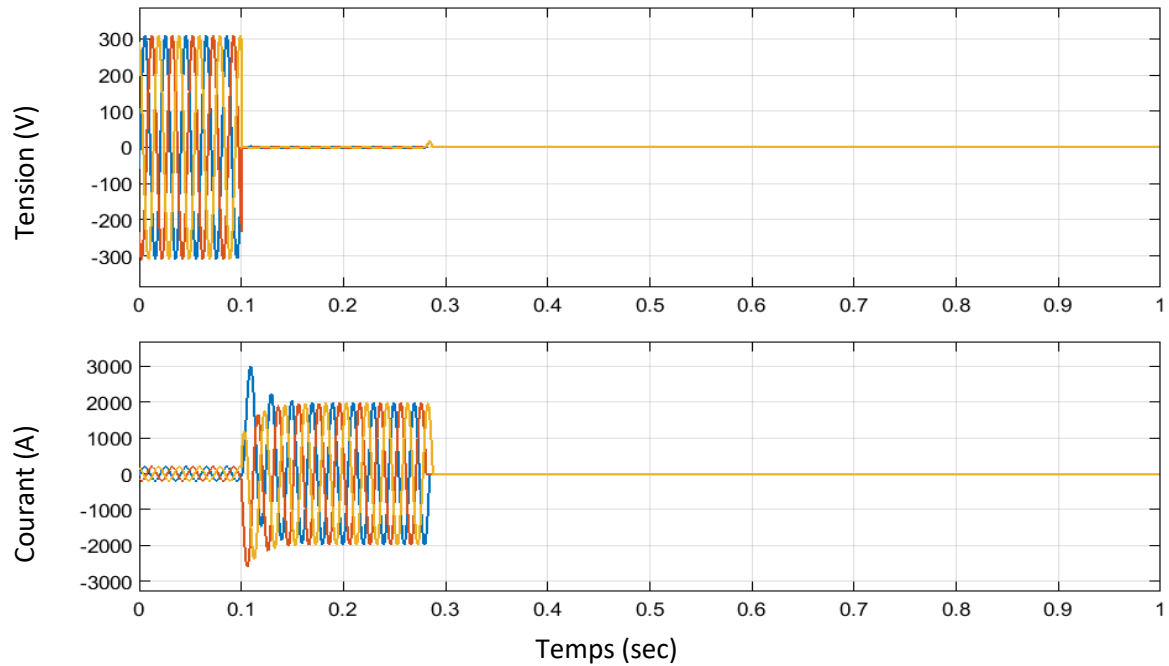


Figure IV.75 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.

Interprétation :

- En cas de défaut de court-circuit (C.C) triphasé symétrique au jeu de barres 3, le relai le plus proche détecte le défaut et envoie un signal de déclenchement au disjoncteur pour isoler le défaut.
- Selon la caractéristique inverse du relais, le relais détecte le CC, mais ne coupe pas le défaut instantanément. Relais commence à fonctionner après un temps nommé le temps de déclenchement.
- La figure IV.74 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre A. on constate que, après élimination du défaut la charge 1 est toujours alimentée par la source. Ce qui permet d'assurer une continuité de service partielle.
- La figure IV.75 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre B. on constate que, après élimination du défaut la charge 2 n'est alimentée par la source.

IV.2.1.2.2 Cas 2

Caractéristique très inverse : un défaut triphasé symétrique et appliqué au voisinage de la deuxième charge. Le relais détecte le défaut et provoque le déclenchement de disjoncteur D2 avec un temps de retard $T_{d2} = 0,1394$ s. La figure IV.76 montre le signal de déclenchement du relais, la caractéristique inverse du relais type IEEE est présentée dans la (a) figure IV.77, les caractéristiques du relais pour différentes valeur de TMS sont présentés dans la figure IV.77

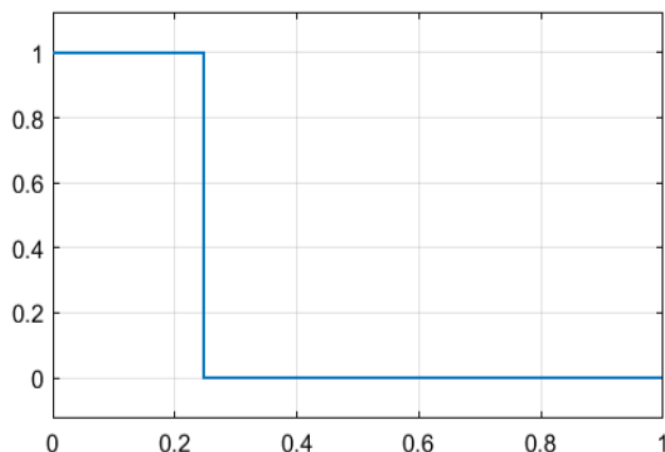


Figure IV.76 : Signal de déclenchement du relais

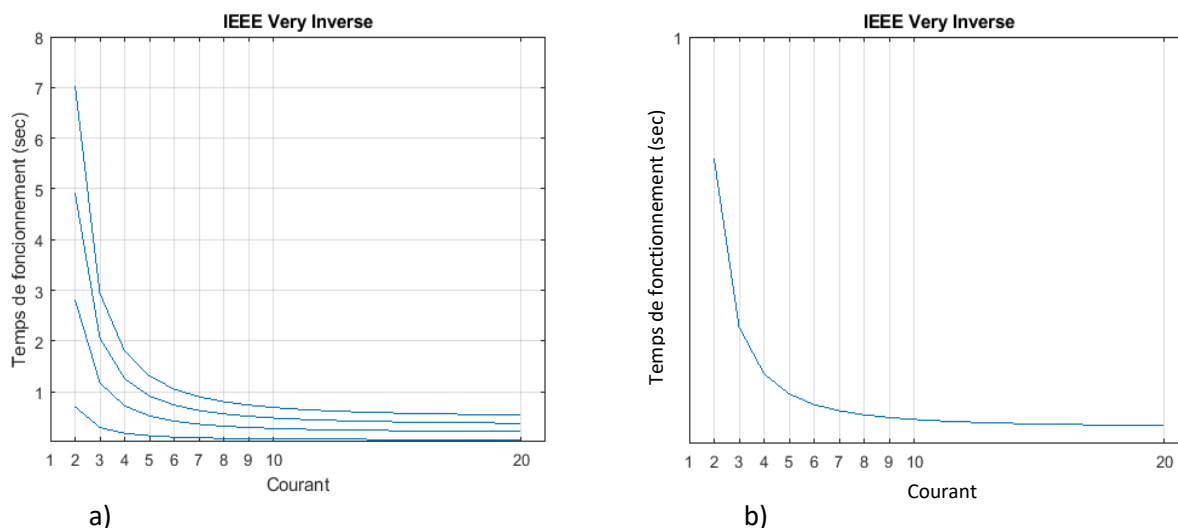


Figure IV.77 : a) Caractéristiques très inverse du relais pour différentes valeur TMS : norme IEEE, b) caractéristique très inverse du relais : norme IEEE

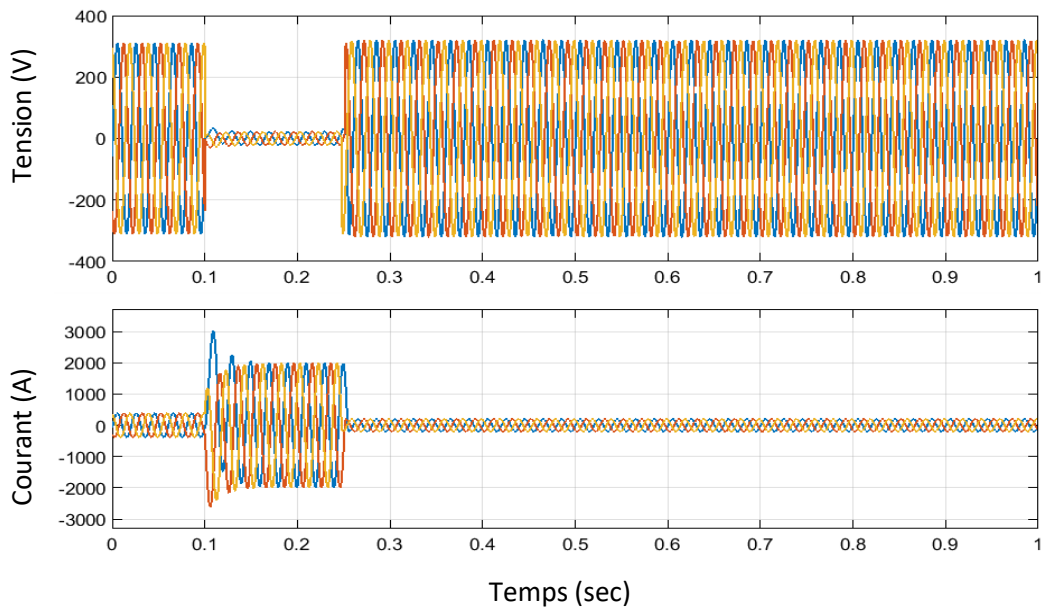


Figure IV.78 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut.

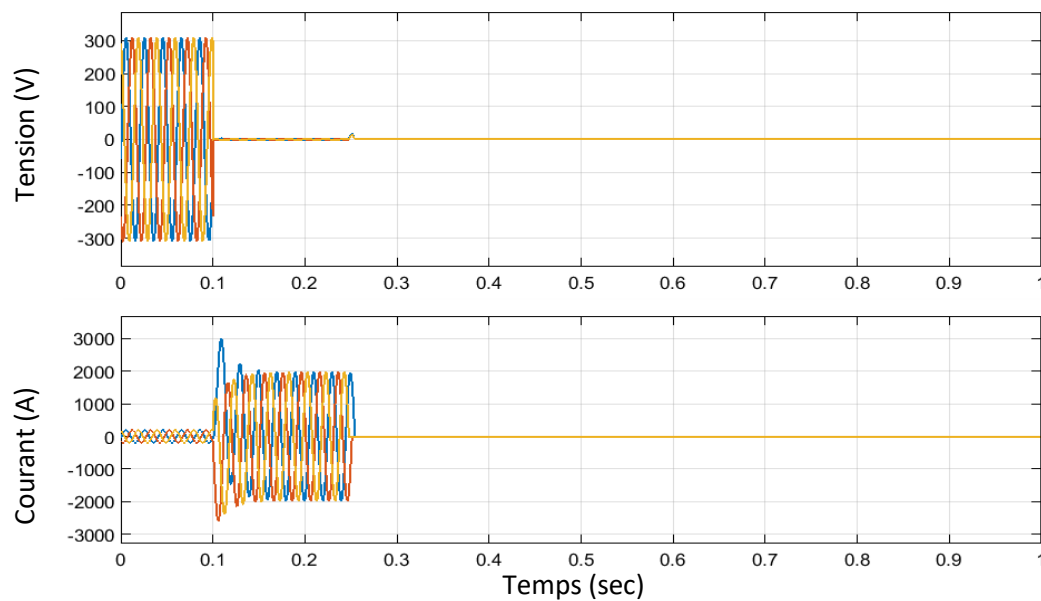


Figure IV.79 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.

Interprétation :

- En cas de défaut de court-circuit (C.C) triphasé symétrique au jeu de barres 3, le relai le plus proche détecte le défaut et envoie un signal de déclenchement au disjoncteur pour isoler le défaut.

- Selon la caractéristique très inverse du relais, le relais détecte le CC, mais ne coupe pas le défaut instantanément. Relais commence à fonctionner après un temps nommé le temps de déclenchement.
- La figure IV.78 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre A. on constate que, après élimination du défaut la charge 1 est toujours alimentée par la source. Ce qui permet d'assurer une continuité de service partielle.
- La figure IV.79 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre B. on constate que, après élimination du défaut la charge 2 n'est alimentée par la source.

IV.2.1.2.3 Cas 3

Caractéristique extrêmement inverse : un défaut triphasé symétrique et appliqué au voisinage de la deuxième charge. Le relais détecte le défaut et provoque le déclenchement de disjoncteur D1 avec un temps de retard $T_{d3} = 0,1421$ s. La figure IV.80 montre le signal de déclenchement du relais, la caractéristique inverse du relais type IEEE est présentée dans la (a) figure IV.81, les caractéristiques du relais pour différentes valeur de TMS sont présentés dans la (b) figure IV.81

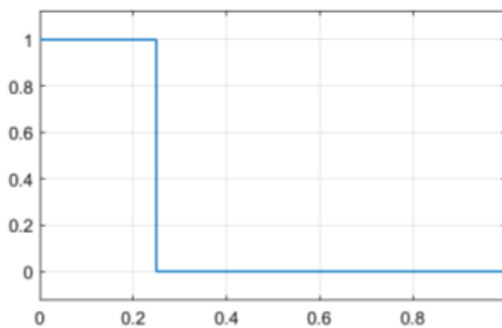


Figure IV.80 : Signal de déclenchement du relais

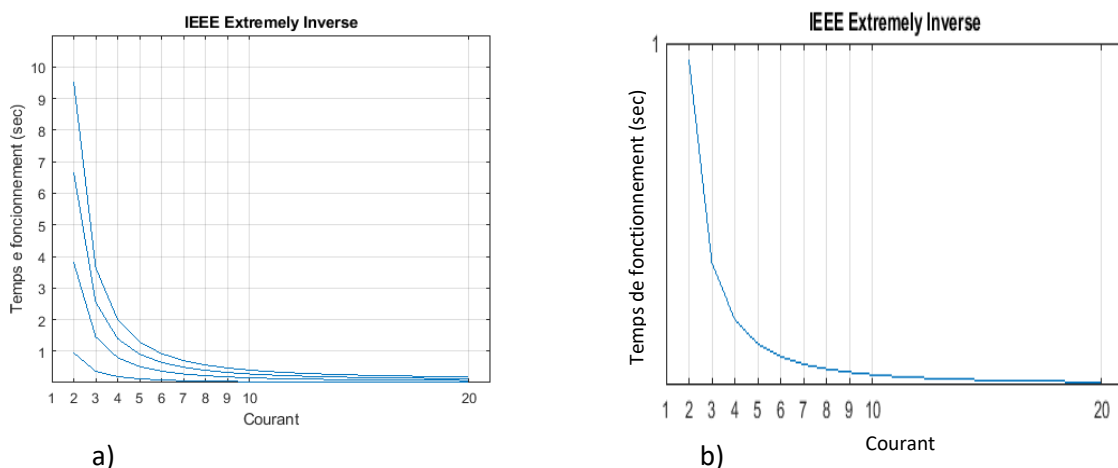


Figure IV.81 : a) Caractéristiques extrêmement inverse du relais pour différentes valeur TMS : norme IEEE, b) caractéristique extrêmement inverse du relais : norme IEEE.

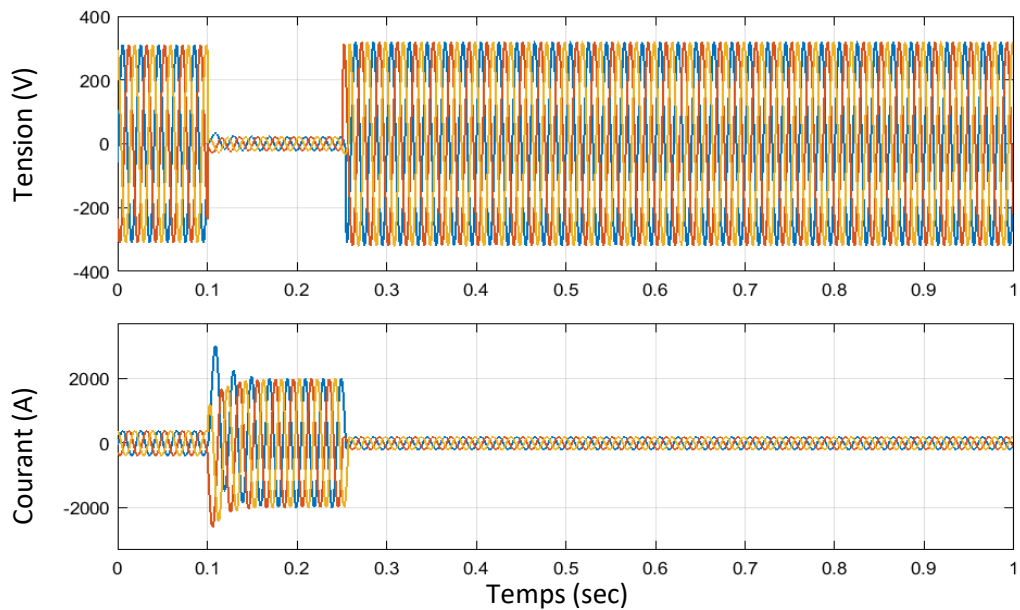


Figure IV.82 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre A : avant, pendant et après élimination du défaut

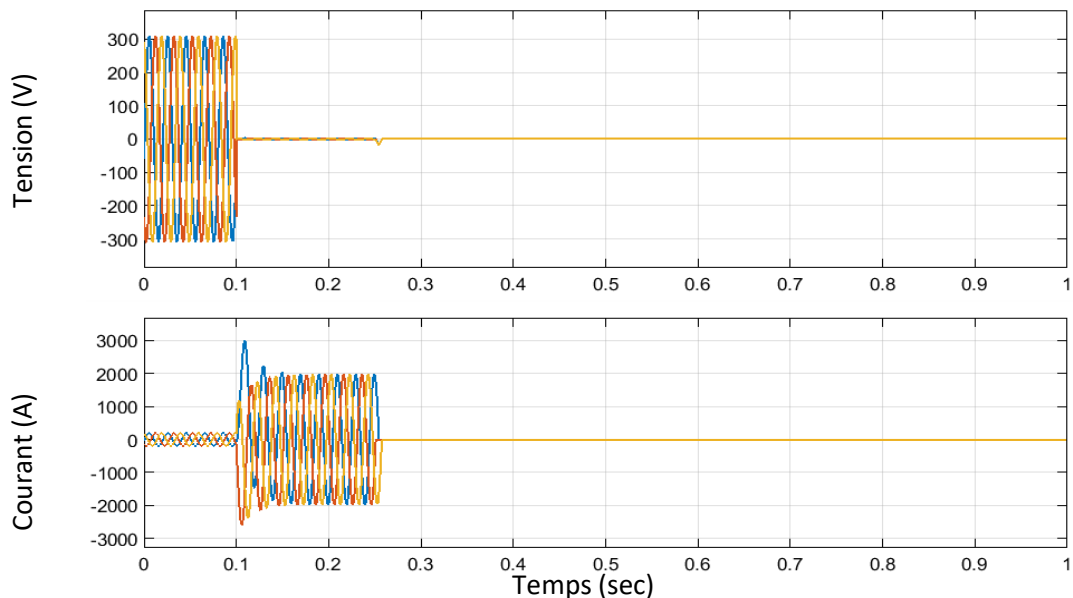


Figure IV.83 : Evolution de la tension et le courant au jeu de barre B : avant, pendant et après élimination du défaut.

Interprétation :

- En cas de défaut de court-circuit (C.C) triphasé symétrique au jeu de barres 3, le relai le plus proche détecte le défaut et envoie un signal de déclenchement au disjoncteur pour isoler le défaut.
- Selon la caractéristique extrêmement inverse du relai, le relai détecte le CC, mais ne coupe pas le défaut instantanément. Relais commence à fonctionner après un temps nommé le temps de déclenchement.

- La figure IV.82 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre A. on constate que, après élimination du défaut la charge 1 est toujours alimentée par la source. Ce qui permet d'assurer une continuité de service partielle.
- La figure IV.83 montre l'évolution des tensions et des courants en cas de défaut, liés aux jeux de barre B. on constate que, après élimination du défaut la charge 2 n'est alimentée par la source.

IV.2.2 Comparaison entre les deux normes

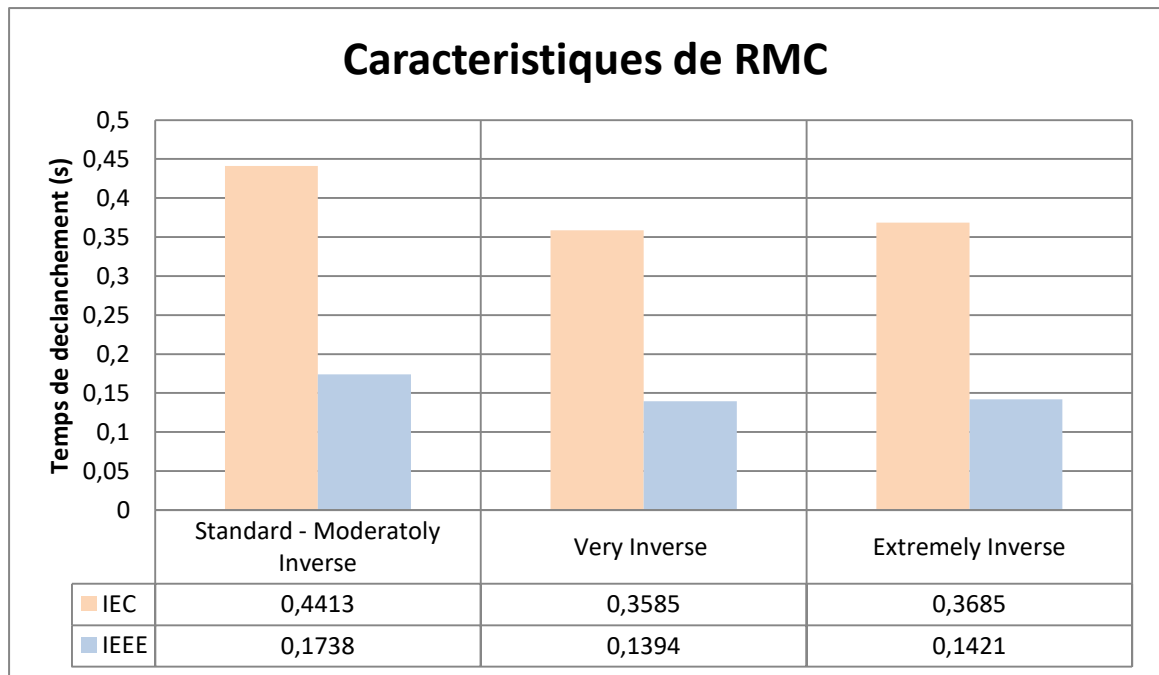


Figure IV.84 : Comparaison des temps de déclenchement des relais à maximum de courant pour les normes : IEC et IEEE.

A travers les résultats de simulation obtenus, on constate que la norme IEC diffère de la norme IEEE en termes de temps de déclenchement. Par exemple pour la même caractéristique (inverse), le relais de type IEEE est plus rapide par rapport au relais de type IEC. Le mauvais choix du relais peut créer des déclenchements intempestifs ce qui engendre des perturbations d'alimentation

IV.3 Phase 2 : Coordination optimale des relais directionnels

IV.3.1 Formulation du problème d'optimisation de la coordination

La fonction objective à optimiser est décrite comme suit :

$$f_{opj} = \min \sum_{i=1}^n Tdp_i$$

Avec :

n : le nombre de relais de protection primaire.

Tdp_i : est le temps de déclenchement des relais primaires (i).

$$Tdp_i = TDS_i * \frac{0.14}{\left[\frac{I_{cc}}{I_{pi}}\right]^{0.02} - 1}$$

I_{cc} : Le courant de court-circuit.

$$I_{pi} = RC_i * PTS_i$$

TDS : temps de retard (Time Dial Setting), a une valeur généralement qui variée entre 0.1 à 1.

PTS : ce paramètre reflète la sensibilité du relais au courant de défaut, ce paramètre varie entre 0.5 à 2.5.

RC_i : est le rapport du transformateur de courant.

Contraintes d'inégalités : Ces contraintes reflètent le fonctionnement efficace des relais lors d'un défaut et doivent être maintenu dans leurs limites admissibles.

$$TDS_{i\ min} \leq TDS_i \leq TDS_{i\ max}$$

$$PTS_{i\ min} \leq PTS_i \leq PTS_{i\ max}$$

Avec $TDS_{i\ min}$, $TDS_{i\ max}$, $PTS_{i\ min}$, $PTS_{i\ max}$: présentent les limites des variables de décisions.

IV.3.2 Réseau test 1 : 3 jeux de barres

Ce premier réseau test se compose de six relais à maximum de courant directionnel orientés comme indiqués dans la Figure IV.85. Chaque relais reçoit l'information des courants à partir des transformateurs de courant (TC). Les caractéristiques des TC associés à chaque relais sont présentées dans le tableau IV.4. Les courants de court-circuit stationnaire et transitoires sont récapitulés dans les tableaux IV.5 et les tableaux IV.6, respectivement. La figure IV.86 montre la variation des courants de court-circuit triphasé coté relais primaires et coté secondaires.

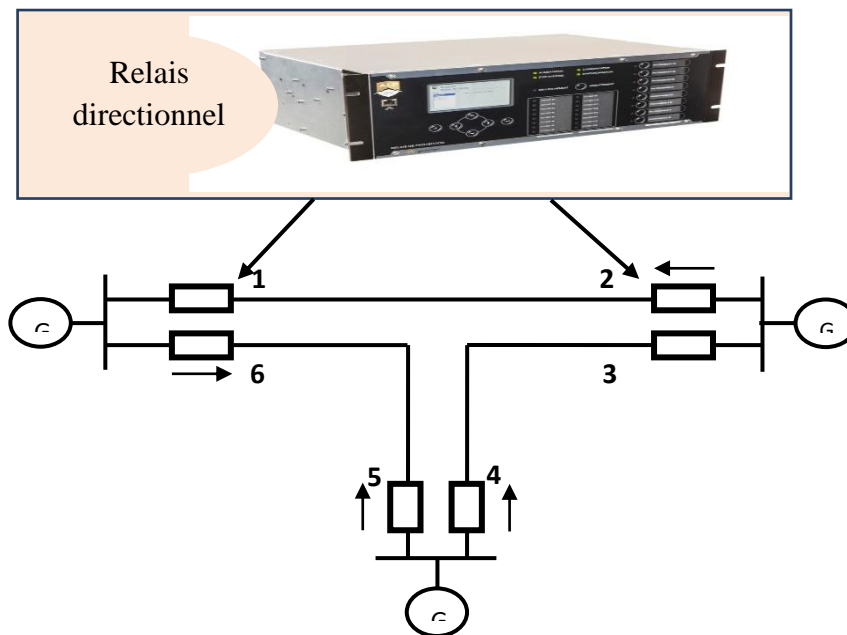


Figure IV.85 : Schéma unifilaire du réseau test 3 jeux barres

Tableau IV.4 : Caractéristiques des transformateurs de courant

N° relais	Rapport de TC
1	300/5
2	200/5
3	200/5
4	300/5
5	200/5
6	400/5

Tableau IV.5 : Courant de court-circuit triphasé symétrique aux niveaux du réseau test 3 jeux de barres.

Relai primaire	Courant de défaut (A)	Relai secondaire	Courant de défaut (A)
1	1978.90	5	400.7
2	1525.70	4	700.64
3	1683.90	1	760.17
4	1815.40	6	622.65
5	1499.66	3	558.13
6	1766.30	2	380.7

Tableau IV 6 : Courant de court-circuit triphasé symétrique transitoire aux niveaux du réseau test 3 jeux de barres.

Relai primaire	Courant de défaut (A)	Relai secondaire	Courant de défaut (A)
1	2075.0	5	400.70
2	1621.7	4	700.64
3	1779.6	1	760.17
4	1911.5	6	622.65
5	1588.5	3	558.13
6	1855.4	2	380.70

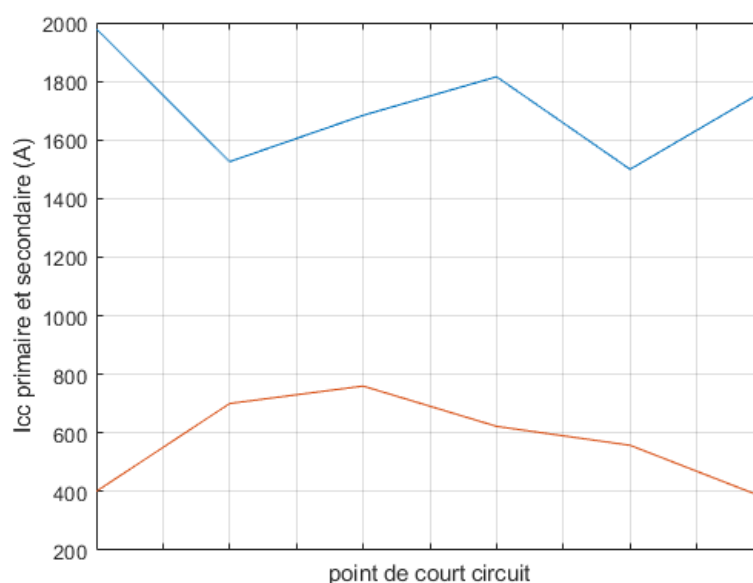


Figure IV. 86: Variation des courants de court-circuit cotés relais primaires et secondaires

IV.3.2.1 Optimisation par utilisation de PSO

Ce premier test est dédié à minimiser le temps de déclenchement total des relais primaires par utilisation de l'algorithme d'essaim de particule (PSO) à base de Toolbox Matlab. Les paramètres standards du PSO utilisés pour optimiser le temps de déclenchements des relais primaires sont : population varie de 20 à 50, le nombre de génération maximal varie de 100 à 300. Le coefficient de poids w varie de 0.9 à 0.4, les coefficients d'accélération $c1$ et $c2$ considérés sont identiques égale à 2.

IV.3.2.1.1 Cas1 : la marge de sélectivité et de 0.2 s

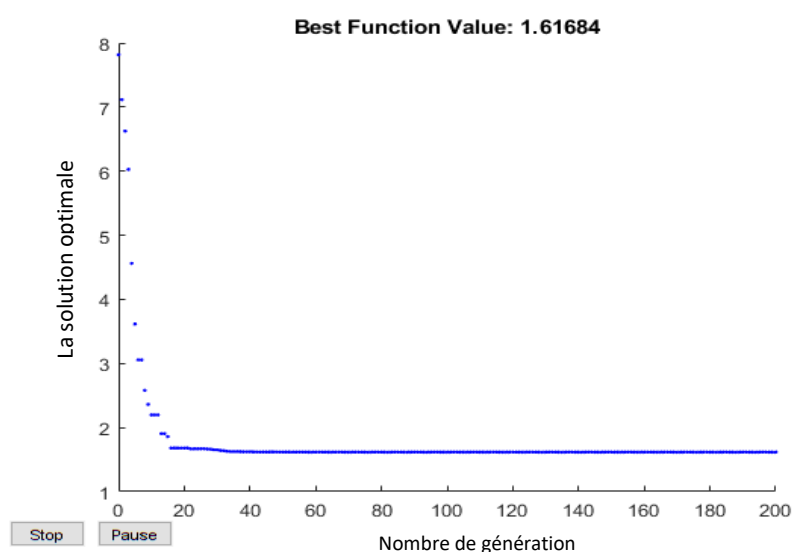
Pour ce cas ; l'algorithme PSO est appliqué pour optimiser le temps de déclenchement total des relais primaires pour une marge de sélectivité de 0.2 s. les relais à maximum de courant directionnels installées dans le réseau sont de type IEC ($a=0.14$, $b=0.02$, $c=0$). Les valeurs optimisées des paramètres des relais à savoir TDS et PTS sont récapitulés dans le tableau IV.7. Tableau IV.8 représente le temps de déclenchements optimaux des relais achevés par utilisation de la méthode PSO. La courbe de convergence de minimisation du temps de déclenchement des relais est présentée dans la figure IV.87. Le temps de déclenchement optimal trouvé est de 1.6168 s.

Tableau IV.7 : Variables de décisions optimisées : réseau test 3-jeux de barres.

Relais	PSO	
	TDS	PTS
No		
1	0.1112	2.5000
2	0.1000	2.5000
3	0.1128	2.5000
4	0.1007	2.4980
5	0.1000	2.5000
6	0.1000	1.8243
Fobj (s)	1.6168	

Tableau IV.8 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode PSO et la marge de sélectivité.

Temps de déclenchements de relais primaire	Temps de déclenchements de relais Secondaire	(Tds-Tdp-dt)
0.2941	0.4973	0.0033
0.2499	0.4499	0.0000
0.2719	0.4719	0.0000
0.2755	0.4755	0.0000
0.2516	0.4516	0.0000
0.2738	0.5167	0.0429

**Figure IV.87** : Caractéristique de convergence de la minimisation du temps de déclenchement des relais par l'algorithme PSO.

IV.3.2.1.2 Cas2 : la marge de sélectivité et de 0.3 s

Pour ce deuxième cas ; l'algorithme PSO est appliqué pour optimiser le temps de déclenchement total des relais primaires pour une marge de sélectivité de 0.3 s. les relais à maximum de courant directionnels installés dans le réseau sont de type IEC ($a=0.14$, $b=0.02$, $c=0$). Les valeurs optimisées des paramètres des relais à savoir TDS et PTS sont récapitulés dans le tableau IV.9. Tableau IV.10 représente le temps de déclenchements optimaux des relais achevés par utilisation de la méthode PSO. La courbe de convergence de minimisation du temps de déclenchement des relais est présentée dans la figure IV.88. Le temps de déclenchement optimal trouvé est de 2.7798 s. la figure IV.89 présente la variation de l'erreur associée à la contrainte d'inégalité, il faut noter que la contrainte d'inégalité ($er>0$) est vérifiée.

Tableau IV.9 : Variables de décisions optimisées : réseau test 3 jeux de barres.

Relais	PSO	
No	TDS	PTS
1	0.2116	1.8607
2	0.1603	2.4971
3	0.1906	2.4731
4	0.1638	2.3358
5	0.2116	1.6287
6	0.2953	0.5066
Fobj (s)	2.7798	

Tableau IV 10 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode PSO et l’erreur.

Temps de déclenchements de relais primaire	Temps de déclenchements de relais Secondaire	(Tds-Tdp-dt)
0.5006	0.8007	0.0001
0.4005	0.7009	0.0004
0.4575	0.7575	-0.0000
0.4362	0.7362	0.0000
0.4576	0.7579	0.0003
0.5273	0.8275	0.0002

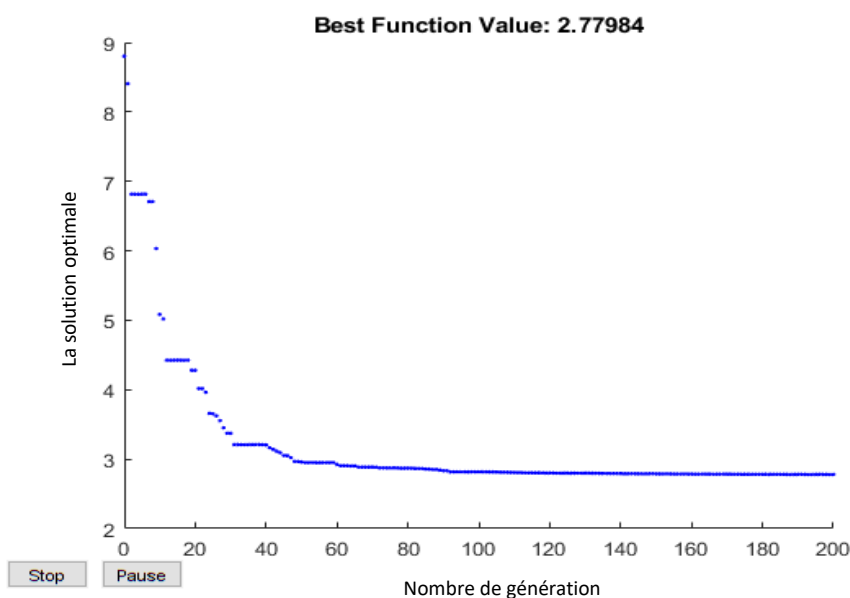


Figure IV.88 : Caractéristique de convergence de la minimisation du temps de déclenchement des relais par l’algorithme PSO

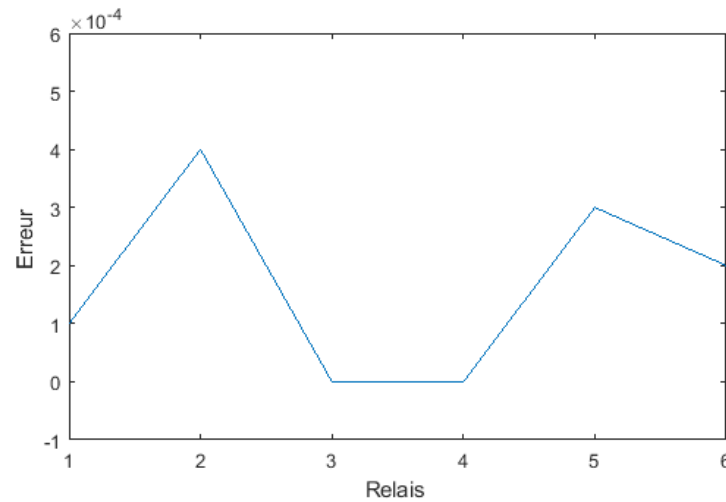


Figure IV.89: Erreur associée à la contrainte d'inégalité

IV.3.2.2 Optimisation par utilisation de GA

Le deuxième algorithme nommé AG est appliqué pour minimiser le temps de temps de déclenchement totale des relais primaires. Afin de comparer les résultats, le réseau test 3-jeux de barres est utilisé. Les paramètres de AG standard sont :

- Population = 50
- Génération maximale = 500
- Croisement = 0.8
- Mutation = 0.15

IV.3.2.2.1 Cas1 : la marge de sélectivité et de 0.2 s

Pour ce cas l'AG est appliqué pour minimiser le temps de déclenchement des relais primaires pour une marge de sélectivité à satisfaire de 0.2 s. Les relais à maximum de courant directionnels installées dans le réseau sont de type IEC ($a=0.14$, $b=0.02$, $c=0$). Les valeurs optimisées des paramètres des relais à savoir TDS et PTS sont récapitulés dans le tableau IV.11. Tableau IV.12 représente le temps de déclenchements optimaux des relais achevés par utilisation de la méthode PSO. La courbe de convergence de minimisation du temps de déclenchement des relais est présentée dans la (figure IV.90). Le temps de déclenchement optimal trouvé est de 2.9684 s.

Tableau IV.11 : Variables de décisions optimisées : réseau test 3-jeux de barres.

Relais	GA	
No	TDS	PTS
1	0.2582	0.8722
2	0.1937	1.2602
3	0.2534	1.0031
4	0.2476	0.6552
5	0.2778	0.6240
6	0.2535	0.5133
Fobj (s)	2.9684	

Tableau IV.12 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode GA et la marge de sélectivité.

Temps de déclenchements de relais primaire	Temps de déclenchements de relais Secondaire	Erreur (Tds-Tdp-dt)
0.4797	0.6813	0.0016
0.3842	0.5845	0.0003
0.4572	0.6576	0.0004
0.4351	0.6351	-0.0000
0.4556	0.6563	0.0006
0.4542	0.6572	0.0030

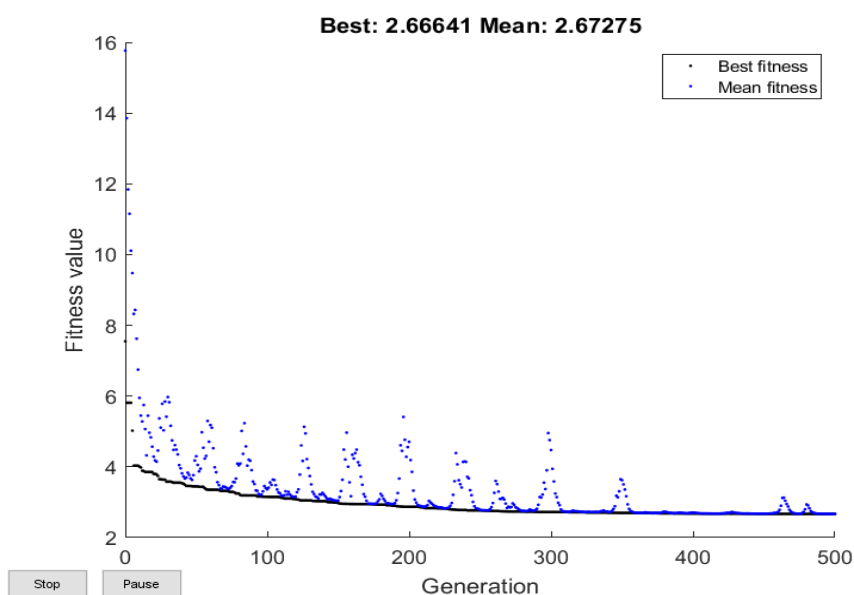


Figure IV.90 : Caractéristique de convergence de la minimisation du temps de déclenchement des relais par l’algorithme GA

IV.3.2.2.2 Cas2 : la marge de sélectivité et de 0.3 s

Pour ce cas l'AG est appliqué pour minimiser le temps de déclenchement des relais primaires pour une marge de sélectivité à satisfaire de 0.3 s. Les relais à maximum de courant directionnels installées dans le réseau sont de type IEC ($a=0.14$, $b=0.02$, $c=0$). Les valeurs optimisées des paramètres des relais à savoir TDS et PTS sont récapitulés dans le tableau IV.13. Tableau IV.14 représente le temps de déclenchements optimaux des relais achevés par utilisation de la méthode PSO. La courbe de convergence de minimisation du temps de déclenchement des relais est présentée dans la figure IV.91. Le temps de déclenchement optimal trouvé est de 3.0757s.

Tableau IV.13 : Variables de décisions optimisées : réseau test 3-jeux de barres.

Relais	GA	
	TDS	PTS
No		
1	0.4179	0.5010
2	0.1600	2.1754
3	0.2793	1.5817
4	0.1598	2.3144
5	0.2842	1.3434
6	0.1824	1.3756
Fobj (s)	3.0757	

Tableau IV.14 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode GA et la marge de sélectivité.

Temps de déclanchements de relais primaire	Temps de déclenchements de relais Secondaire	(Tds-Tdp-dt)
0.6699	0.9704	0.0005
0.3799	0.6800	0.0001
0.5765	0.8767	0.0002
0.4241	0.7242	0.0001
0.5779	0.8787	0.0008
0.4474	0.7476	0.0002

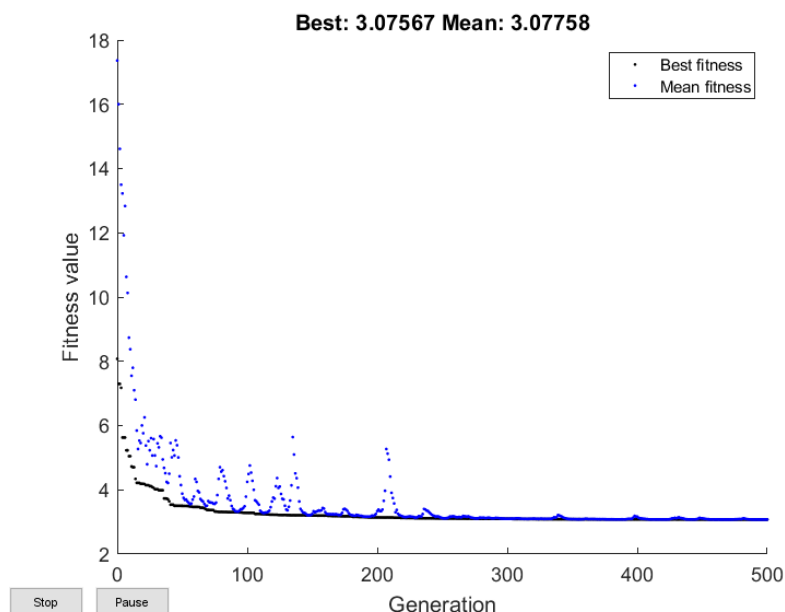


Figure IV.91 : Caractéristique de convergence de la minimisation du temps de déclenchement des relais par l'algorithme GA

IV.3.2.3 Comparaison des résultats

Les temps de déclenchements totaux pour les deux marges de sélectivités obtenus après optimisation par les deux techniques (GA et PSO) sont récapitulés dans le tableau IV.15.

Tableau IV.15 : Comparaison des résultats optimisés obtenus par GA et PSO

CT	PSO	GA
0.2	1.6168	2.9684
0.3	2.7798	3.0757

Remarque

D'après les résultats d'optimisation obtenus par utilisation de l'AG et l'algorithme PSO on remarque ce qui suit :

- En termes de qualité de solution, on remarque que le temps de déclenchement total obtenu par utilisation de PSO est meilleur à celui obtenu par utilisation de l'algorithme génétique.
- En termes de convergence, l'algorithme PSO est plus rapide et nécessite un nombre de génération réduit pour achever l'optimum, ce qui réduit considérablement le temps d'exécution.

IV.3.3 Réseau test 2 : 8 jeux de barres

Ce deuxième réseau test 2 se compose de 14 relais à maximum de courant directionnel orientés comme indiqués dans la Figure IV.92. Chaque relais reçoit l'information des courants à partir des transformateurs de courant (TC). Les caractéristiques des TC associés à chaque relais sont présentées dans le tableau IV.16. Les courants de court-circuit stationnaire et transitoires sont récapitulés dans les tableaux IV.17, respectivement. La figure IV.93 montre la variation des courants de court-circuit triphasé coté relais primaires et coté relais secondaires.

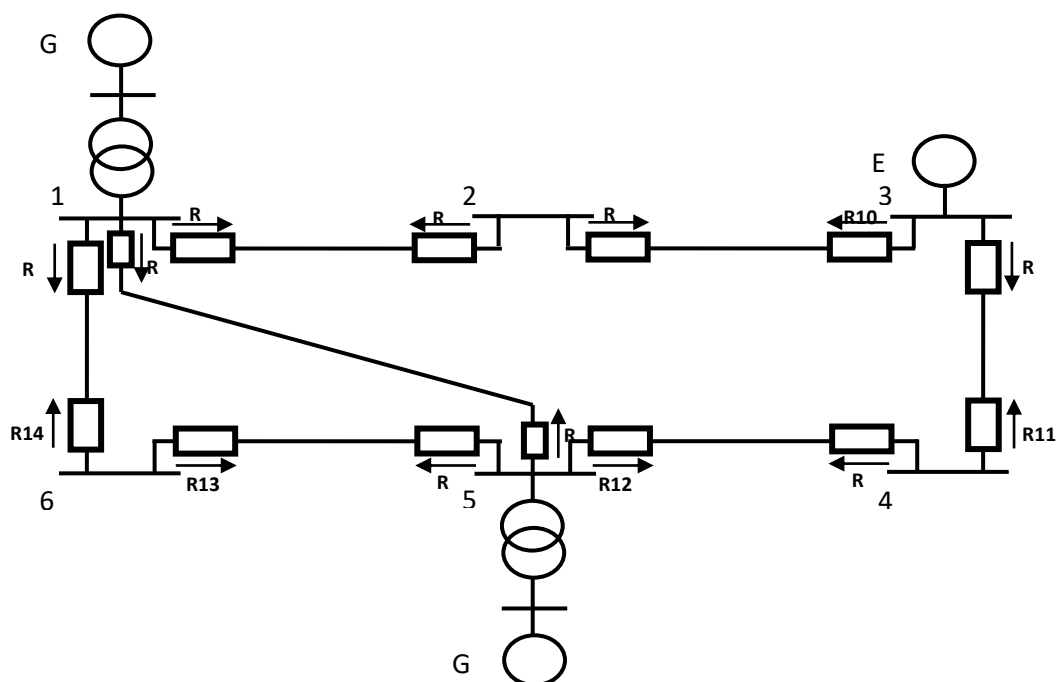


Figure IV.92 : Schéma unifilaire du réseau 8 JB

Tableau IV.16 : Caractéristique des transformateurs de courant

N° relais	Rapport de TC
1	1200/5
2	1200/5
3	800/5
4	1200/5
5	1200/5
6	800/5
7	1200/5
8	1200/5

9	800/5
10	1200/5
11	1200/5
12	1200/5
13	1200/5
14	800/5

Tableau IV.17 : Courant de court-circuit aux niveaux du réseau test 8 jeux de barres.

Relai Primaire	Courant de défaut (A)	Relai Secondaire	Courant de défaut (A)
1	3232	6	3232
2	5924	1	996
2	5924	7	1890
3	3556	2	3556
4	3783	3	2244
5	2401	4	2401
6	6109	5	1197
6	6109	14	1874
7	5223	5	1197
7	5223	13	987
8	6093	7	1890
8	6093	9	1165
9	2484	10	2484
10	3883	11	2344
11	3707	12	3707
12	5899	13	987
12	5899	14	1874
13	2991	8	2991
14	5199	1	996
14	5199	9	1165

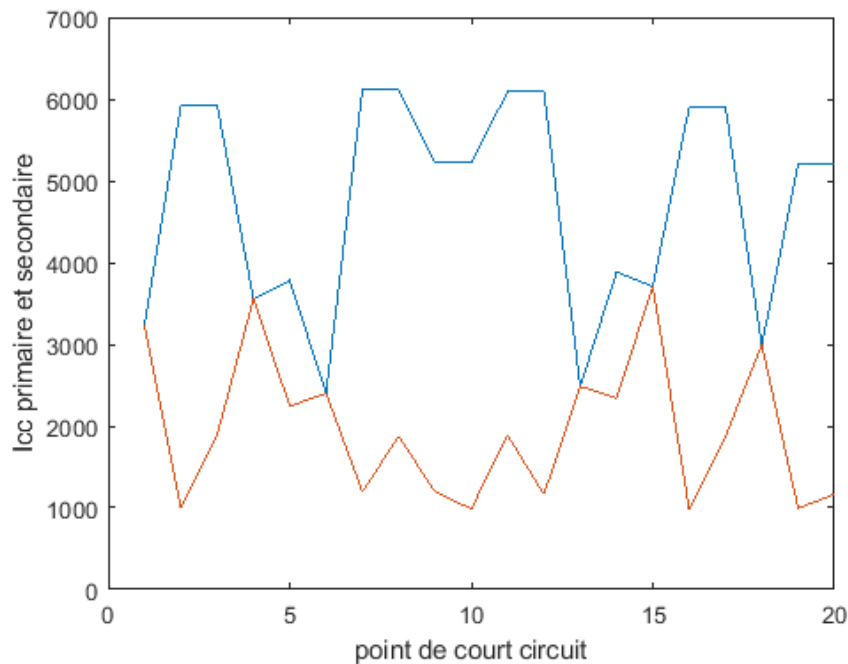


Figure IV.93 : Courants de défauts primaires et secondaires

IV.3.3.1 Optimisation par utilisation de PSO

On applique l'algorithme génétique PSO sur la coordination des relais directionnels pour le réseau de 8 jeux de barre :

Les paramètres initiaux de PSO utilisés pour la minimisation du temps total de déclenchement des relais primaires sont :

- Population=20 ;
- Génération maximale=700 ;
- Coefficients c_1 et c_2 : 2
- Le coefficient de poids w : variable entre 0.9 à 0.4.

IV.3.3.1.1 Cas1 : la marge de sélectivité et de 0.2 s

Pour ce cas ; l'algorithme PSO est appliqué pour optimiser le temps de déclenchement total des relais primaires pour une marge de sélectivité de 0.2 s. Les relais à maximum de courant directionnels installés dans le réseau sont de type IEC ($a=0.14$, $b=0.02$, $c=0$). Les valeurs optimisées des paramètres des relais à savoir TDS et PTS sont récapitulés dans le tableau IV.18. Tableau IV.19 représente le temps de déclenchements optimaux des relais achevés par utilisation de la méthode PSO. La courbe de convergence de minimisation du temps de déclenchement des relais est présentée dans la figure IV.94. Le temps de déclenchement optimal trouvé est de 8.5425s.

Tableau IV.18 : Variables de décisions optimisées : réseau test 8 jeux de barres.

Relais	PSO	
No	TDS	PTS
1	0.1610	1.5019
2	0.3999	0.8484
3	0.4231	0.5003
4	0.2821	0.8545
5	0.1650	1.3944
6	0.3418	0.5003
7	0.3420	1.1549
8	0.3444	0.5393
9	0.1405	2.1736
10	0.1886	1.6122
11	0.2095	1.4845
12	0.2211	2.4588
13	0.2237	0.7377
14	0.1927	2.4974
Fobj (s)	8.5425	

Tableau IV.19 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode PSO et la marge de sélectivité.

Temps de déclenchements de relais primaire	Temps de déclenchements de relais Secondaire	Erreur (Tds-Tdp-dt)
0.5027	0.7030	0.0003
0.8028	1.0979	0.0950
0.8028	1.0059	0.0031
0.7514	0.9510	-0.0004
0.6579	0.8592	0.0013
0.5745	0.7830	0.0085
0.5853	0.8945	0.1092
0.5853	0.8593	0.0740

0.6928	0.8945	0.0017
0.6928	0.8956	0.0028
0.6020	1.0059	0.2039
0.6020	0.8038	0.0017
0.4905	0.6968	0.0063
0.5593	0.7639	0.0045
0.6115	0.8270	0.0154
0.6570	0.8956	0.0386
0.6570	0.8593	0.0023
0.5383	0.7438	0.0055
0.5123	1.0979	0.3856
0.5123	0.8038	0.0915

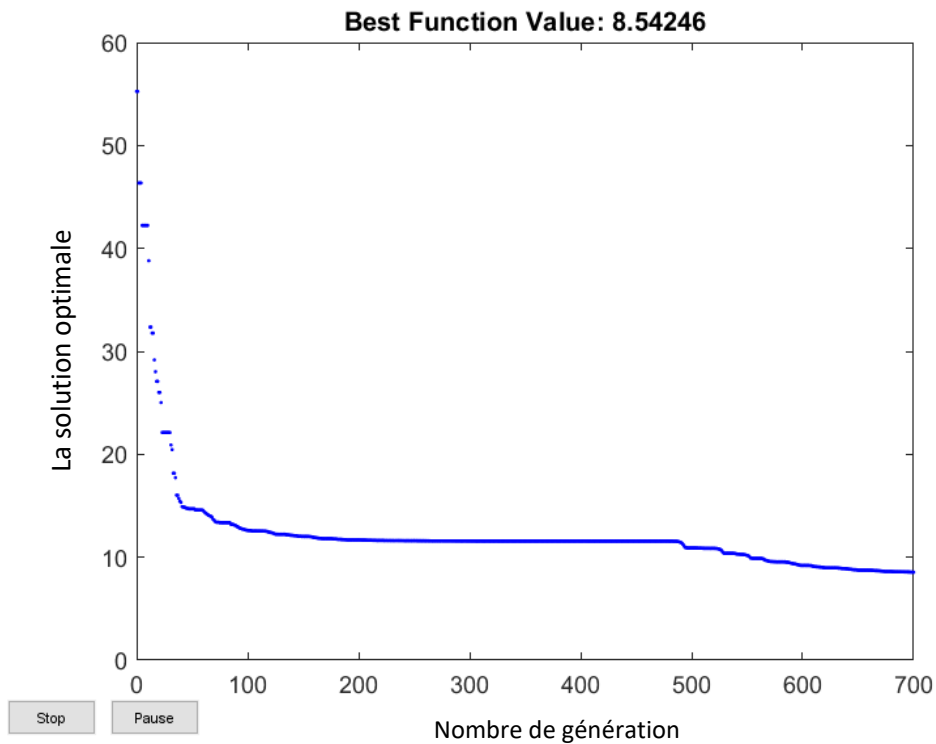


Figure IV.94 : Caractéristique de convergence de la minimisation du temps de déclenchement des relais par l’algorithme PSO.

IV.3.3.1.2 Cas2 : la marge de sélectivité et de 0.3 s

Pour ce deuxième cas ; l'algorithme PSO est appliqué pour optimiser le temps de déclenchement total des relais primaires pour une marge de sélectivité de 0.3 s. les relais à maximum de courant directionnels installées dans le réseau sont de type IEC ($a=0.14$, $b=0.02$, $c=0$). Les valeurs optimisées des paramètres des relais à savoir TDS et PTS sont récapitulés dans le tableau IV.20. Tableau IV.21 représente le temps de déclenchements optimaux des relais achevés par utilisation de la méthode PSO. La courbe de convergence de minimisation du temps de déclenchement des relais est présentée dans la figure IV 95. Le temps de déclenchement optimal trouvé est de 12.6389 s. la figure IV96 présente la variation de l'erreur associé à la contrainte d'inégalité, il faut noter que la contrainte d'inégalité ($er>0$) est vérifiée.

Tableau IV.20 : Variables de décisions optimisées : réseau test 8 jeux de barres.

Relais	PSO	
	TDS	PTS
No		
1	0.1129	2.4934
2	0.7204	0.5000
3	0.6221	0.5571
4	0.2812	2.3146
5	0.4482	0.5132
6	0.2375	1.5869
7	0.5015	1.2777
8	0.3410	0.5572
9	0.2996	1.5875
10	0.3294	1.5682
11	0.3537	1.4328
12	0.6489	0.5494
13	0.1036	2.5000
14	0.6059	0.6829
Fobj (s)	12.6389	

Tableau IV.21 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode PSO et la marge de sélectivité.

Temps de déclenchements des relais primaires	Temps de déclenchements des relais Secondaires	(Tds-Tdp-dt)
0.4608	0.7609	0.0001
1.2436	1.5436	0.0000
1.2436	1.5436	0.0000
1.1382	1.4383	0.0000
1.0066	1.3068	0.0001
1.0253	1.3253	0.0000
0.5826	1.3486	0.4660
0.5826	1.4503	0.5678
1.0486	1.3486	0.0000
1.0486	1.4504	0.1018
0.6014	1.5436	0.6422
0.6014	1.3563	0.4549
0.8990	1.1991	0.0000
0.9652	1.2652	0.0000
1.0166	1.3166	0.0000
1.1503	1.4504	0.0001
1.1503	1.4503	0.0000
0.4444	0.7444	0.0000
1.0562	1.5436	0.1874
1.0562	1.3563	0.0000

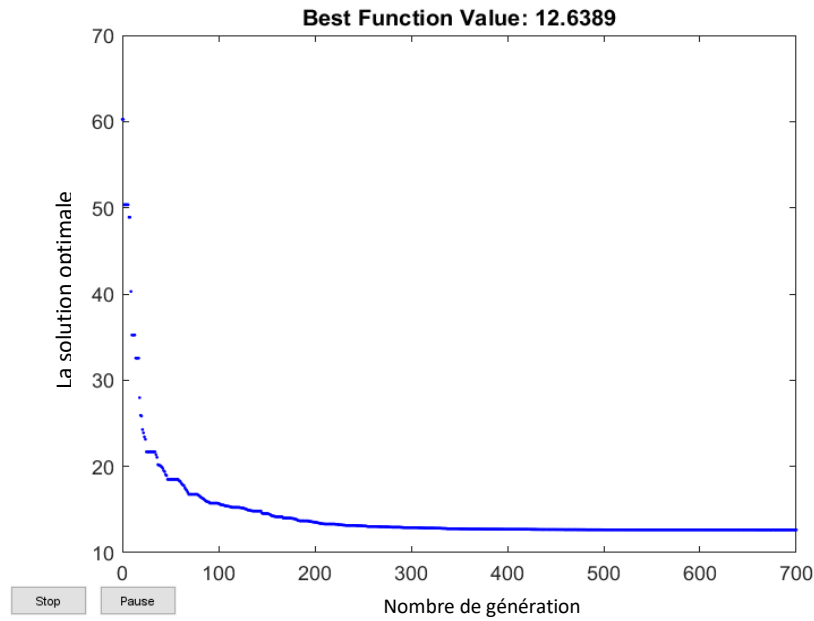


Figure IV.95 : Caractéristique de convergence de l’algorithme PSO : réseau test 8 JB

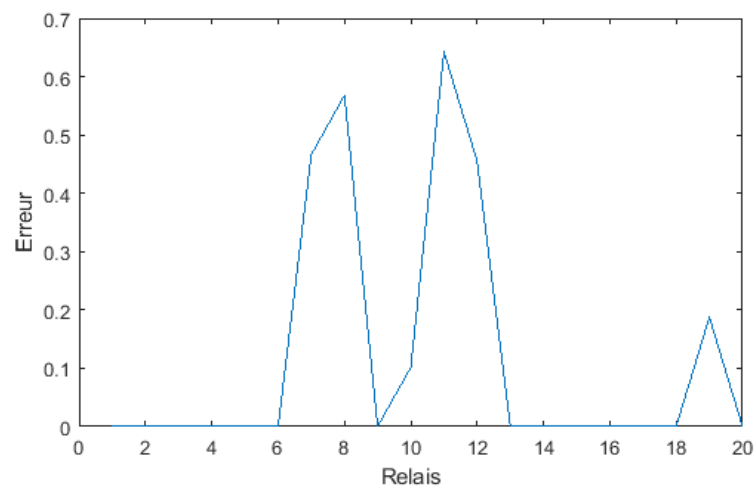


Figure IV.96: Erreur associé à la contrainte d’inégalité

IV.3.3.2 Optimisation par utilisation de GA

Le deuxième algorithme nommé AG est appliqué pour minimiser le temps de temps de déclenchement totale des relais primaires. Afin de comparer les résultats, le réseau test 3-jeux de barres est utilisé. Les paramètres de AG standard sont :

- Population = 50 ;
- Génération maximale = 500
- Croisement =0.8
- Mutation =0.15

IV.3.3.2.1 Cas1 : La marge de sélectivité et de 0.2 s

Pour ce cas l'AG est appliqué pour minimiser le temps de déclenchement des relais primaires pour une marge de sélectivité à satisfaire de 0.2 s. Les relais à maximum de courant directionnels installées dans le réseau sont de type IEC ($a=0.14$, $b=0.02$, $c=0$). Les valeurs optimisées des paramètres des relais à savoir TDS et PTS sont récapitulés dans le tableau IV.22. Tableau IV.23 représente le temps de déclenchements optimaux des relais achevés par utilisation de la méthode PSO. La courbe de convergence de minimisation du temps de déclenchement des relais est présentée dans la figure IV.97. Le temps de déclenchement optimal trouvé est de 16.7564 s.

Tableau IV.22 : Variables de décisions optimisées : réseau test 8 jeux de barres.

Relais	GA	
	TDS	PTS
No		
1	0.3242	1.4764
2	0.7692	1.3058
3	0.5870	1.5662
4	0.5496	0.7126
5	0.2669	1.6947
6	0.7267	0.7068
7	0.5310	2.0185
8	0.2616	2.1819
9	0.5193	0.8203
10	0.4090	1.5955
11	0.3217	2.0611
12	0.6466	0.6275
13	0.2754	1.2267
14	0.7849	0.6083
Fobj (s)	16.7564	

Tableau IV.23 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode GA et la marge de sélectivité.

Temps de déclenchements de relais primaire	Temps de déclenchements de relais Secondaire	(Tds-Tdp-dt)
1.0041	1.6756	0.4715
1.7785	2.1733	0.1948
1.7785	2.0668	0.0883
1.5082	2.1634	0.4551
1.2045	1.8335	0.4290
1.0335	1.4183	0.1847
1.3691	1.7119	0.1428
1.3691	1.8031	0.2340
1.2986	1.7119	0.2133
1.2986	1.5746	0.0760
0.7281	2.0668	1.1388
0.7281	1.6287	0.7007
1.2001	1.5026	0.1024
1.2074	1.4249	0.0175
1.0955	1.3682	0.0727
1.1893	1.5746	0.1853
1.1893	1.8031	0.4138
0.8125	1.0327	0.0202
1.3268	2.1733	0.6465
1.3268	1.6287	0.1019

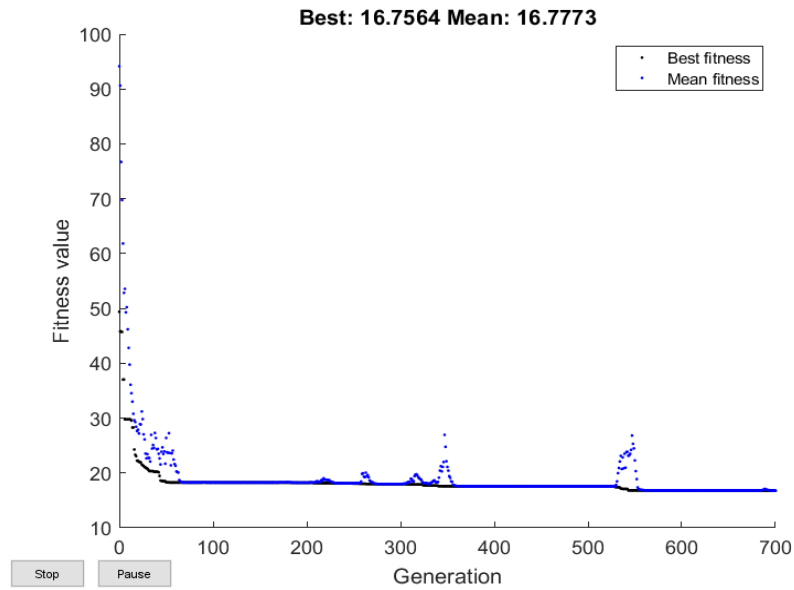


Figure IV.97 : Caractéristique de convergence de l'algorithme GA.

IV.3.3.2.2 Cas2 : la marge de sélectivité et de 0.3 s

Pour ce cas l'AG est appliqué pour minimiser le temps de déclenchement des relais primaires pour une marge de sélectivité à satisfaire de 0.3 s. Les relais à maximum de courant directionnels installés dans le réseau sont de type IEC ($a=0.14$, $b=0.02$, $c=0$). Les valeurs optimisées des paramètres des relais à savoir TDS et PTS sont récapitulés dans le tableau IV.24. Tableau IV.25 représente le temps de déclenchements optimaux des relais achevés par utilisation de la méthode PSO. La courbe de convergence de minimisation du temps de déclenchement des relais est présentée dans la figure IV.98. Le temps de déclenchement optimal trouvé est de 17.0165s.

Tableau IV.24 : Variables de décisions optimisées : réseau test 8 jeux de barres.

Relais	GA	
	TDS	PTS
No		
1	0.2446	2.0592
2	0.7034	1.7852
3	0.8225	0.9809
4	0.4864	1.9595
5	0.6376	0.5405
6	0.4904	1.1372

7	0.5829	1.8560
8	0.3687	1.1649
9	0.5190	0.5357
10	0.3692	1.5918
11	0.3214	2.1775
12	0.6141	0.8947
13	0.1642	2.2238
14	0.4120	1.9136
Fobj (s)	17.0165	

Tableau IV.25 : Temps de déclenchements optimaux des relais par la méthode GA et la marge de sélectivité.

Temps de déclenchements de relais primaire	Temps de déclenchements de relais Secondaire	Erreur (Tds-Tdp-dt)
0.8949	1.3548	0.1598
1.8258	2.4266	0.3008
1.8258	2.1642	0.0385
1.7881	2.2778	0.1896
1.5992	2.1074	0.2082
1.4851	2.0545	0.2693
1.0704	1.9641	0.5937
1.0704	1.5633	0.1929
1.3827	1.9641	0.2814
1.3827	1.8579	0.1751
0.8121	2.1642	1.0522
0.8121	1.3563	0.2442
1.0432	1.3549	0.0117
1.0890	1.4766	0.0876
1.1259	1.4663	0.0404
1.2548	1.8579	0.3030
1.2548	1.5633	0.0085

0.6554	1.0635	0.1081
0.9898	2.4266	1.1368
0.9898	1.3563	0.0665

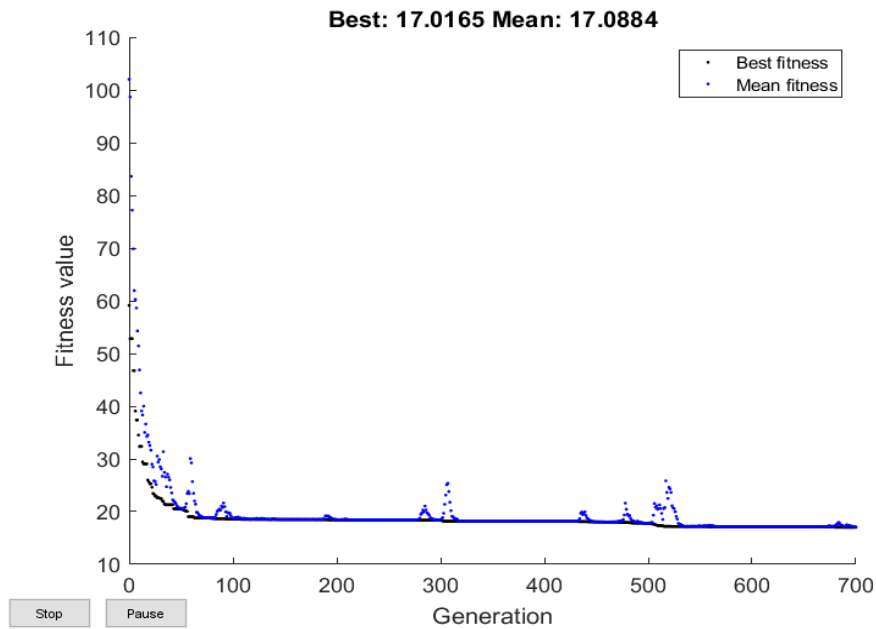


Figure IV.98 : Caractéristique de convergence de l’algorithme GA : Réseau test 8 JB

IV.3.3.3 Comparaison des résultats

Les temps de déclenchements totaux pour les deux marges de sélectivités obtenus après optimisation par les deux techniques (GA et PSO) sont récapitulés dans le tableau IV.26.

Tableau IV.26 : Comparaison des résultats optimisées obtenus par GA et PSO

CT	PSO	GA
0.2	8.5425	16.7564
0.3	12.6389	17.0165

Remarque :

D’après les résultats d’optimisation obtenus par utilisation de l’AG et l’algorithme PSO on remarque ce qui suit :

- En termes de qualité des résultats, on remarque que le temps de déclenchement total obtenus par utilisation de PSO est meilleur à celui obtenu par utilisation de l'algorithme génétique.
- En termes de convergence, l'algorithme PSO est plus rapide et nécessite un nombre de génération réduit pour achever l'optimum, ce qui réduit considérablement le temps d'exécution.

IV.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons appliqué deux algorithmes d'optimisation, l'algorithme génétique GA et l'algorithme d'essaim de particules PSO, pour minimiser le temps de déclenchement des relais à maximum de courant directionnels installés dans les réseaux. Nous avons testé les algorithmes proposés sur des réseaux électriques pratiques avec différentes configurations de 3 et 8 jeux de barres, les résultats obtenus confirment l'importance de minimiser le temps de déclenchements des relais pour assurer une meilleure sélectivité du système de protection.

Conclusion générale

Afin d'assurer la continuité du réseau électrique dont nous dépendons au cours de la vie quotidienne, il doit être entretenu et entretenu, en particulier les grands réseaux électriques très complexes et difficiles à contrôler. Pour cela, le but de ce mémoire de fin d'étude consiste à l'adaptation et l'application des outils d'optimisation à base des méthodes méta-heuristiques pour améliorer l'efficacité du système de protection des réseaux électriques. Avant d'entamer la phase d'optimisation, une phase préliminaire est proposée, cette première phase a pour objectif d'analyser les différentes caractéristiques techniques (inverse, très inverse et extrêmement inverse) des relais à maximum de courant phase directionnels tout en considérant leurs technologies. Pour ce cas deux normes ont été considérées, la norme IEC et la norme IEEE. Les résultats de simulation confirment clairement qu'un mauvais choix d'un relais influe considérablement sur l'efficacité du système de protection en termes de continuité de service. Dans la deuxième phase d'analyse nous avons appliqué deux méthodes d'optimisation à savoir l'AG et le PSO pour minimiser le temps de déclenchement total des relais à maximum de courant. Une étude comparative du point de vue qualité de solution et caractéristique de convergence confirme la robustesse de l'algorithme (PSO) à trouver des solutions meilleures par rapport à l'AG.

En perspective nous proposons d'élargir cette étude en considérant les axes suivants :

- Introduire et adapter d'autres méthodes d'optimisation récentes afin d'améliorer la valeur de la fonction objective.
- Proposer l'hybridation entre les méthodes métaheuristiques et les méthodes mathématiques
- Considérer l'impact de la compensation série sur les réglages des relais
- Considérer l'impact de l'intégration des sources renouvelables sur l'efficacité du système de protection.

Bibliographies

- [1] GERS, Juan M a Edward J HOLMES. *Protection of electricity distribution networks.:* IET, 2004. ISBN 0-86341-537-7.
- [2] DOCUMENT TECHNIQUE de Schneider. *Protection des réseaux électriques (Guide de la protection).* 2008
- [3] MABROUK, Nouioua a Adoui MERWAN. Protection des réseaux électriques HTB en utilisant de relais de distance. *Mémoire master, UNIVERSITE MOHAMED BOUDIAF-M'SILA.* 2017.
- [4] MOHAMED, Mr BOUCHAHDANE. Coordination De Systèmes De Protection Appliquée Au Réseau National. *Doctorat En Sciences En Electrotechnique), Université Constantine.* 2013.
- [5] BOUSNANE, Merouane. *Optimisation de la coordination des relais a maximum de courant directionnels,* 2018. Mémoire Master. Université Mohamed Khider de Biskra.
- [6] TOBBECHE, Abdelhak. *Protections d'un Transformateur de Puissance.,* 2019. Mémoire de Master. Université de Biskra.
- [7] MOHAMED, ZELAGUI. Etude des protections des réseaux électriques MT (30 & 10 kV). *Mémoire de magister, UNIVERSITE MENTOURI Constantine, Année.* 2010.
- [8] AMRANE, Tolba. Coordination orientée objet de la protection des réseaux électrique. 2010, Thèse de doctorat, Université de Batna.
- [9] BOUGHEZALA, Mohammed. Etude et simulation d'un coupleur de signaux HF pour réseaux d'énergie électrique. Application : sélectivité logique des protections. 2013, *Mémoire Magister, Université Mohamed Khider Biskra.*
- [10] MANCER, Nabil. Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité de la Sélectivité du Système de Protection des Réseaux Electriques par les Méthodes Métaheuristiques. 2017, thèse doctorat, Université Mohamed Kheider Biskra.
- [11] JECU, Cristian. Système de protections novateur et distribué pour les réseaux Moyenne Tension du futur. 2011.
- [12] MILOUD, LAMINE. Etude et modélisation des courants de court-circuit dans les réseaux MT/BT. 2016.
- [13] PRÉVÉ, Christophe. *Protection of electrical networks:* John Wiley & Sons, 2013. ISBN 1-118-61412-7.
- [14] SAMMA, Yosra a Samraà TAIB. *Gestion de l'énergie dans les micro-réseaux (Smart home) en utilisant une t d'optimisation intelligente,* 2019. Mémoire master. UNIVERSITE AKLI MOHAND OULHADJ-BOUIRA.

- [15] BERRIM, Ali a Dhia Eddine Abd Alhak MEGDOUD. *Prédiction de la tension de contournement par l'approche d'optimisation PSO*, 2018. Mémoire Master. UNIVERSITÉ D'EL-OUED.
- [16] SOUHIL, MOUASSA. Optimisation de l'écoulement de puissance par une méthode métaheuristique (technique des abeilles) en présence d'une source renouvelable (éolienne) et des dispositifs FACTS. 2012, Mémoire Magister, université Ferhat ABBAS SETIF.
- [17] KIMOUCHE, Mohammed Amine et Moussa BENZID, Mohammed Cherif Encadreur KIHAL a Nabil Encadreur LOURCI. Les méthodes métaheuristiques pour l'optimisation en génie électrique. 2019, Mémoire Master, Université Mohamed Seddik Ben Yahia – Jijel.
- [18] BETKA, Abir. Estimation de mouvement par les techniques métaheuristiques. 2019, Thèse doctorat, Université Mohamed Khider Biskra.
- [19] KARRAY, Asma. Contribution à l'ordonnancement d'ateliers agroalimentaires utilisant des méthodes d'optimisation hybrides. 2011, Thèse doctorat , l'Ecole Centrale de Lille et l'Ecole Nationale d'Ingénieurs de Tunis.
- [20] BOUABDALLAH, AMARA. Application des algorithmes génétiques Au dispatching économique et environnemental. 2012, Mémoire Master, Université Mohamed Khider Biskra.
- [21] CHOUCHANI, Imed. Utilisation d'un algorithme génétique pour la composition de services Web/mémoire présenté comme exigence partielle de la maîtrise en informatique. 2010, UNIVERSITÉ DU QUÉBEC À MONTRÉAL.
- [22] YOUNES, ELMIR. Optimisation multi objectif par algorithmes génétiques et approche Pareto de paramètres d'un contrôleur PID. 2016, Mémoire Magistère, Université des Sciences et de la Technologie d'Oran Mohamed Boudiaf.
- [23] PIERRE, Samuel. *Réseaux et systèmes informatiques mobiles : Fondements, architectures et applications.*: Presses inter Polytechnique, 2003. ISBN 2-553-01038-9.
- [24] MANCER, Slimean. *Optimisation de la coordination des relais directionnels par utilisation des algorithmes (AG, PSO, Seeker)*, 2016. Mémoire master. Université Mohamed Khider Biskra.
- [25] TAHRI, fatima Zohra a Imane Bouchra LOUAZANI. *L'Architecture Orientée Services (SOA) et son implémentation avec la technologie des services Web*. 2019. Mémoire master. Université Moulay Taher SAIDA.
- [26] EL DOR, Abbas. Perfectionnement des algorithmes d'optimisation par essaim particulière : applications en segmentation d'images et en électronique. 2012, thèse doctorat, Université Paris-EST .
- [27] MIRJALILI, Seyedali. Evolutionary algorithms and neural networks. *Studies in computational intelligence*. 2019, vol **780**.

- [28] DJABALI, Chabane. Contribution à l'optimisation de la reconfiguration des réseaux de distribution en présence de la production décentralisée. 2021, Thèse Doctorat, Université Ferhat Abbas - Setif1.
- [29] AMRAOUI, Asma a Badr BENMAMMAR. Optimisation des réseaux à l'aide des techniques de l'intelligence artificielle. *Gestion et contrôle intelligents des réseaux : Sécurité intelligente, optimisation multicritères, Cloud Computing, Internet of Vehicles, radio intelligente*. 2020, 71. ISSN 1789480086.
- [30] YANG, Xin-She. Nature-inspired computation and swarm intelligence: Algorithms, theory and applications. 2020. ISSN 0128226099.
- [31] YASSINE, Boudouaoui. Contribution à la synthèse automatique des systèmes flous par approches méta-heuristiques. 2014, Mémoire magister, Université m'hamed bougara boumerdes.
- [32] Modestus O. Okwu; Lagouge K. Tartibu. *Metaheuristic optimization: Nature-inspired algorithms swarm and computational intelligence, theory and applications*.: Springer Nature, 2020. ISBN 3-030-61111-6.
- [33] AOUCHICHE, Nedjma. Conception d'une commande MPPT optimale à base d'intelligence artificielle d'un système photovoltaïque. 2020, thèse doctorat, Université Bourgogne Franche-comte preparée A Université de Technologie de Belfort-Montbéliard.