

Université Mohamed Kheider Biskra
Faculté des Sciences et de la Technologie
Département : Génie Electrique
Ref :



جامعة محمد خيضر بسكرة
كلية العلوم و التكنولوجيا
قسم : الكهرباء التقنية
المرجع :

Thèse présentée en vue de l'obtention du diplôme de :

Doctorat Sciences en : Génie Electrique

Spécialité : Électrotechnique

Option : Réseaux Electriques

Intitulé

*Contribution à l'Amélioration de l'Efficacité de la
Sélectivité du Système de Protection des Réseaux
Electriques par les Méthodes Metaheuristiques*

Présentée par :

MANCER Nabil

Soutenue publiquement le : 17 - 01 - 2017

Devant le jury composé de :

Pr. BENCHOUIA <i>Med</i> Toufik	Professeur	Président	Université de Biskra
Pr. SRAIRI Kamel	Professeur	Rapporteur	Univeésitr de Biskra
Dr. MAHDAD Belkacem	Maître Confé A	Co-Rapporteur	Université de Biskra
Pr. FETHA Chérif	Professeur	Examineur	Université de Batna
Pr. RAHEM Djamel	Professeur	Examineur	Université de Oum El-Bouaghi
Dr. ZELLOUMA Laid	Maître Confé A	Examineur	Université de El-Oued

Remerciement

C'est à mon Dieu que j'adresse en premier lieu mes remerciements c'est grâce à lui et à lui seul que j'ai pu réaliser ce modeste travail.

*Tout d'abord je tiens à remercier mon encadreur **Prof. SRAIRI Kamel** d'avoir m'encadrer et de diriger ce travail je veux le remercier très vivement pour ces encouragements illimités et aussi ces conseils précieux durant l'élaboration de ce mémoire.*

*Je tiens respectueusement de remercier vivement mon Co-encadreur **Dr. MAHDAD Belkacem** pour son encadrement, ses orientations continues, ses conseils et remarques ponctuelles et aussi pour ces encouragements illimités lors des années de mon étude.*

*J'exprime mes chaleureux remerciements à mon **Professeur BENCHOUIA M^{ed} Toufik** à l'honneur qui m'a porté d'examiner mon mémoire et de présider ce jury.*

*Un grand merci pour le **Prof. FETHA Chérif** de l'université de Batna pour avoir accepté de faire partie de ce jury avec sa joie et sa gentillesse légendaires.*

*Je remercie vivement le **Prof. RAHEM Djamel** de l'université de Oum El Bouaghi qui a accepté de juger ce travail sans hésitation, votre avis apportera sans aucun doute les éclairages opportuns.*

*Je remercie tout d'abord le **Prof. ZELLOUMA Laid** de l'université de El-oued, pour avoir accepté de participer à ce jury pour examiner et enrichir ce travail avec ces conseils et remarques .*

*Je remercie également mon cher ami **HAMED Mostefa** pour son soutien moral durant l'élaboration de ce travail.*

Merci a tous.

Dedicace

*Je dédié ce travail à :
Ma Mère,
A mon Père,
A mes frères
Et à tous mes Amis*

Biskra, 17 janvier 2017

Mancer. Nabil.

Publications Internationales

- [1] **N. Mancor**, B. Mahdad, K.Srairi, M Hamed. "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using a Modified Particle Swarm Optimization Algorithm PSO-TVAC II,," under Review in the International Journal of Power and Energy Conversion, (inderscience)".
- [2] B. Hadji, B. Mahdad, K. Srairi and **N. Mancor**. "OPTimal Power Flow Solution Considering Wind Integration using Dance Bee Colony With Dynamic Step, accepted in the journal Int. J. Energy Technology and Policy (inderscience)".
- [3] **N. Mancor**, B. Mahdad, K.Srairi. " Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using PSO-TVAC Considering Series Compensation" Power Engineering And Electrical Engineering, Advances In Electrical And Electronic Engineering. Vol.13 N°.2, pp 96-106, June 2015.
- [4] M. Hamed, B. Mahdad, K. Srairi and **N. Mancor**. "Solving Dynamic Economic Dispatch With Modified PSO Algorithm Considering Valve Points Effect and Ramp Rate generators Limits" Journal of Electrical Engineering: Volume 14 (3) pp 141-145, 2014.
- [5] **N. Mancor**, B. Mahdad, K.Srairi, M Hamed. "Multi Objective For Optimal Reactive Power Flow Using Modified PSO Considering TCSC," International Journal of Energy Engineering,, 2012; 2(4): 165-170.
- [6] **N. Mancor**, B. Mahdad, K.Srairi. " Multi Objective Optimal Reactive Power Flow Based STATCOM Using Three variant of PSO" International Journal of Energy Engineering, 2012; 2(2): 1-7.,

Communications Internationales

- [1] **N. Mancor**, B. Mahdad, K. Srairi, M. Hamed and B. Hadji. " Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using PSO-TVAC". Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability (TMREES15) Energy Procedia Elsevier, Beirut-Lebanon, April 17-20, 2015.
- [2] B. Hadji, B. Mahdad, K. Srairi and **N. Mancor**. "Multi-objective Economic Emission Dispatch Solution Using Dance Bee Colony with Dynamic Step Size". Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability (TMREES15) Energy Procedia Elsevier , Beirut-Lebanon, April 17-20, 2015
- [3] B. Hadji, B. Mahdad, K. Srairi and **N. Mancor**. "Multi-objective PSO-TVAC for Environmental/Economic Dispatch Problem". Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability (TMREES15 – EUMISD) Energy Procedia Elsevier , Beirut-Lebanon, April 17-20, 2015
- [4] **N. Mancor**, B. Mahdad, K.Srairi, M Hamed. "Multi Objective ORPF Using PSO with Time Varying Acceleration Considering TCSC" Proceedings of the 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering, (EEEIC 2012) Venice Italy, 18 - 25 May 2012: 802-807.
- [5] M. Hamed, B. Mahdad, K. Srairi and **Nabil Mancor**. "Solving Combined Economic Emission Dispatch Problem Using Time Varying Acceleration Based PSO" Proceedings of the 11th International Conference on Environment and Electrical Engineering", (EEEIC 2012) Venice Italy, 18 - 25 May 2012: pp 764-769.
- [6] M. Hamed, B. Mahdad, K. Srairi and **Nabil Mancor**. "Solving Multi-objective Economic Dispatch Problem Using Flexible Time Varying Acceleration Based PSO" .4th international conference on electrical engineering (ICEE'12) 07-09 Algiers 2012.
- [7] **N. Mancor**, B. Mahdad, K. Srairi and M. Hamed. "Minimisation des Pertes de Transmission d'Energie par Utilisation des AG et PSO". 7th International Conference on Electrical Engineering ICEE'12 October 8 – 10, Batna 2012.

ملخص :

تعرض هذه الاطروحة مساهمة لتحسين التنسيق الأمثل بين مرحلات حماية التيار الأقصى الموجه في الشبكات الكهربائية وذلك بتطبيق عدة طرق مستمدة من الطبيعة كالخوارزميات الجينية GA ، إضافة الى خوارزميات (SOA, BBO, BA, ABC) من دون ان ننسى خوارزميات الأسراب الجزئية PSO و نسخ معدلة من هذه الأخيرة كخوارزمية $(PSO - TVAC)$ إضافة الى عرض نسخة جديدة معدلة $PSO - TVACII$ (بهدف التقليل من زمن عمل المرحلات (أي عزل الأجزاء المصابة من الشبكة)، ويستند موضوعنا على تحقيق التنسيق الأمثل بين جميع المرحلات $(Relais)$ مع احترام مختلف قيود المساواة وعدم المساواة وهذا لضمان استمرارية عمل الشبكة الكهربائية ووصول الطاقة الكهربائية الى جميع الزبائن وعزل الجزء المصاب من الشبكة فقط قدر الإمكان. لتعزيز هذا العمل ، قمنا ايضا بدراسة دمج تكنولوجيا الأنظمة المطواعة $(FACTS)$ وتأثيرها على نظام حماية الشبكة الكهربائية وذلك بدراسة و مقارنة النتائج مع وبدون إدخال جهاز $(TCSC)$. لاختبار مدى متانة هذا النوع من الخوارزميات قمنا باختبارها على شبكات اختبار قياسية . $(15 - Bus, 8 - Bus, 3 - Bus)$ ومقارنتها بما هو موجود من اعمال ومراجع سابقة. النتائج المتحصل عليها تؤكد مدى فعالية الطريقة المعدلة $TVAC - PSOII$ لضمان حل أمثل وتقارب محسن.

الكلمات المفتاحية : التنسيق الأمثل بين مرحلات التيار الأقصى الموجه ، نظام حماية الشبكات الكهربائية ، تكنولوجيا الأنظمة المطواعة $(TCSC)$ ، الخوارزميات الجينية ، (AG) طريقة الأسراب الجزئية (PSO) ، طريقة النحل ، (ABC) إضافة الى الخوارزميات التالية $(Seeker, BBO, BA, Firefly)$.

Résumé :

Ce travail traite l'application des méthodes d'optimisation globales pour résoudre le problème de coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels (CORD) dont le but est de minimiser le temps de déclenchement total de ces relais, en effet plusieurs algorithmes sont appliqués et testés sur plusieurs réseaux test à savoir les algorithmes génétiques (GA), le (PSO), le (BBO) le (SOA) ainsi que d'autres variantes et méthodes hybrides. Pour examiner l'effet de la variation de la configuration du réseau on a étudié l'impact de l'intégration du système de compensation dynamique FACTS de type série TCSC sur la dite optimisation. Dans cette thèse, une nouvelle version modifiée de l'algorithme PSO nommée PSO-TVACII ainsi que une technique d'hybridation entre les méthodes méta-heuristique ont été adaptées est validées avec succès sur des réseaux test typiques (3, 8 et 15 jeux de barres). Les résultats ainsi obtenus sont menés d'une profonde analyse et une étude comparative avec ceux trouvés dans la littérature. Ces résultats confirment la robustesse des variantes proposés à résoudre le problème de coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels (CORD) dans les réseaux électriques

Mots clés : coordination optimale, relais à maximum de courant directionnels, temps de déclenchement, sélectivité, l'algorithme d'optimisation par essaim de particule, PSO-TVAC, PSO-TVAC II, algorithme Seeker SOA, GA, algorithme, Optimisation Basée sur la Biogéographie

Abstract :

This thesis presents a power system protection strategy based various meta-heuristic methods to improve the optimal coordination of multi directional relay located on a practical power system. This complex problem has been solved using various standard optimization techniques such as genetic algorithm (GA), artificial bee colony (ABC), bee algorithm (BA), biogeography based optimization (BBO), seeker optimization algorithm (SOA), particle swarm optimization (PSO) and also by using new variants based PSO such as : PSO-TVAC and PSO-TVAC II. The main objective is to reduce the total operating time of the primary and backup relays while satisfying all boundary and coordination constraints. The optimized setting of DOCR should operate for a fault appears in its zone only to ensure high service continuity. In modern power system characterized by the presence of different types of FACTS devices it is mandatory to analysis the impact of the integration of various types of FACTS devices on reliability of power system protection. In this study, the effect of series FACTS devices named TCSC on power system protection coordination has been investigated. The performances of the different proposed algorithms in term of solution quality and convergence characteristics have been validated on three practical test systems (3, 8 and 15 Bus) and the results compared with different algorithms cited in the recent literature. The particularity of the proposed new variant PSO-TVAC II proves its ability to be a competitive technique for solving the optimal coordination of directional relay in a large practical power system.

Keywords : optimal coordination, directional overcurrent relay, tripping time, selectivity, particle swarm optimization algorithm, PSO-TVAC, PSO-TVAC II, Seeker SOA algorithm, GA, algorithm, Optimization based On Biogeography

Table des Matières

Liste des Figures	xix
--------------------------	------------

Liste des Tableaux	xxiii
---------------------------	--------------

1 Introduction Générale	1
1.1 Présentation générale :	1
1.2 État de l'Art :	3
1.3 Contribution de la thèse :	5
1.4 Organisation de la thèse :	5
2 Généralités Sur Les Réseaux Electriques :	9
2.1 Introduction :	9
2.2 Présentation générale des réseaux :	9
2.2.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion :	10
2.2.2 Les réseaux de répartition :	10
2.2.3 Les réseaux de distribution :	10
2.3 Architecture des réseaux électriques :	11
2.4 Eléments constituant les réseaux de transport :	13
2.4.1 Poste électrique :	13
2.4.2 Générateurs :	15
2.4.3 Transformateurs de puissance :	16
2.4.4 Lignes de transmission :	17
2.4.5 Charges électriques :	19
2.5 Fluctuation de la consommation :	19
2.6 Réglage de tension :	19
2.7 Réglage de fréquence :	20
2.8 L'écroulement de tension :	21
2.8.1 Origines des creux de tension :	22

2.8.2	Types des creux de tension :	22
2.8.3	Solution pour prévenir contre les creux de tension :	23
2.9	Fluctuation de la tension (flicker) :	24
2.10	Libéralisation du marché de l'électricité :	25
2.11	Impact des générateurs d'énergie dispersée aux réseaux de distribution HTA : 25	
2.11.1	Les différents types et technologies de GED :	25
2.11.2	Impact des GED aux réseaux HTA :	26
2.11.3	Impacts sur le flux de puissance :	27
2.11.4	Impacts sur le plan de protection :	27
2.12	La protection et les systèmes de compensation FACTS :	27
2.13	Conclusion :	28
3	Eléments et Fonction du Système de Protection :	29
3.1	Introduction :	29
3.2	Définition de la fonction de protection :	30
3.3	Chaîne de protection :	30
3.3.1	Transformateurs de mesure :	31
3.3.2	Transformateurs de courant (TC) :	31
3.3.3	Transformation de tension (TT) :	34
3.3.4	Les relais de protection :	36
3.4	Classification des relais :	37
3.4.1	Les relais électromécaniques :	37
3.4.2	Les relais statiques :	38
3.4.3	Les relais numériques :	38
3.5	Les différents types de protection :	39
3.5.1	Protection à maximum de courant phase :	39
3.5.2	Protection à maximum de courant terre :	40
3.5.3	Protection à maximum de courant phase directionnel :	42
3.5.4	Principe d'une protection à distance :	43
3.5.5	Protection différentielle transformateur :	45
3.5.6	Protection à maximum de tension :	46
3.5.7	Protection à minimum de tension :	46
3.6	Conclusion :	47
4	Analyse des Défauts et Sélectivité des Relais de Protection	49
4.1	Introduction	49
4.2	Caractéristiques du courant de défaut :	49

4.3	Conséquences des défauts de court-circuit	50
4.4	Types des défauts dans les installations électriques	51
4.5	Etablissement du courant de court-circuit et forme de l'onde	52
4.6	Etablissement de courant du court circuit aux bornes de l'alimentation de distributeur	53
4.7	Caractéristiques des courants transitoires	54
4.8	Le Court circuit triphasé:	54
4.9	Les court Circuits déséquilibrés	55
4.10	Méthodes des composantes symétriques	55
4.11	Les formules de la transformation de Fortescue	57
4.12	Le régime du neutre	58
4.12.1	Importance du régime de neutre :	60
4.12.2	Différents types du régime de neutre :	60
4.13	Rappel sur les systèmes de sélectivité	62
4.14	Sélectivité ampère-métrique	63
4.14.1	Sélectivité chronométrique	63
4.14.2	Sélectivité logique	66
4.14.3	Sélectivité par la protection différentielle	67
4.14.4	Sélectivité directionnelle	68
4.14.5	Déclenchement intempestif des départs sains	68
4.15	Algorithme de réglage de protection de surintensité directionnelle	69
4.15.1	Détermination des relais primaires et secondaires	70
4.16	Détermination de la Fonction Objectif	71
4.17	Conclusion	72
5	Les méthodes d'optimisation métaheuristiques	73
5.1	Introduction :	73
5.2	Les Algorithmes génétiques :	74
5.2.1	Codage et population initiale :	75
5.3	Optimisation par essaims de particules :	77
5.3.1	Le voisinage :	78
5.3.2	L'algorithme avec le coefficient d'inertie (PSO-CI) :	79
5.3.3	L'algorithme PSO avec le facteur de construction k (PSO-AFC) :	80
5.3.4	Algorithme d'optimisation par essaim de particule avec coefficient d'accélération variable (PSO-TVAC) :	81
5.3.5	Algorithme PSO-TVAC modifié :	82
5.4	Algorithme d'optimisation de chercheur (Seeker) :	82

5.4.1	La direction de recherche et la longueur de pas de recherche :	86
5.4.2	L'algorithme à base de biogéographie ((Biogeography based optimization BBO) :	88
5.4.3	Optimisation et biogéographie :	89
5.4.4	Étapes de l'optimisation basée sur la biogéographie :	90
5.4.5	Initialisation :	91
5.4.6	Sélection :	91
5.4.7	Opérateur de migration :	92
5.4.8	Opérateur de mutation :	93
5.4.9	Élitisme :	94
5.5	L'algorithme de Firefly(Firefly Algorithm Fa) :	94
5.5.1	Les lucioles naturelles :	94
5.5.2	L'Algorithme Firefly :	94
5.6	Les algorithmes inspirés des abeilles :	97
5.6.1	L'algorithme de colonies d'abeilles artificielles (Artificial Bee Colony ABC) :	97
5.6.2	L'algorithme d'abeilles (BeesAlgorithm BA) :	99
5.7	Conclusion :	99
6	Études de Cas : Résultats et Analyses	101
6.1	Introduction :	101
6.2	Cas de l'étude N°1 :	101
6.2.1	Réseau test 8 jeux de barres :	102
6.2.2	Conclusion :	108
6.3	Cas de l'étude N°2 :	109
6.3.1	Conclusion :	116
6.4	Cas de l'étude N°3 :	117
6.4.1	Algorithme de PSO-TVAC II :	117
6.4.2	Premier Test 3 jeux de barres :	119
6.4.3	Deuxième Test réseau à 8 jeux de barres :	121
6.4.4	Deuxième Test 15 jeux de barres :	129
6.4.5	Conclusion :	132
6.5	Cas de l'étude N°4 :	133
6.5.1	Le premier Test :	133
6.5.2	Le deuxième test :	138
6.6	Conclusion :	144
6.7	Cas de l'étude N°5:	145

6.7.1	Premier Test	145
6.7.2	Deuxième test :	146
6.7.3	Conclusion :	151
7	Conclusion Générale	153
	Bibliographie	155
	Annexe A	157

Liste des Figures

2.1	Structure d'un réseau électrique.	12
2.2	Poste à un jeu de barre (à gauche) et à deux jeu de barres (à droite) à un disjoncteur par départ, avec sectionnement.	14
2.3	Poste à deux niveaux de tension (à gauche) Poste à deux jeu de barres, (à droite) jeu de barre simple (MT) avec sectionnement	14
2.4	Capacités de production additionnelles décidées sur la période 2013-2017.	16
2.5	Modélisation d'un transformateur de puissance.	17
2.6	Modèle en π d'une ligne de transmission.	18
2.7	Longueur du réseau de transport à l'horizon 2024	18
2.8	Evolution de la courbe de charge du 24 août 2010.	20
2.9	Creux de tension.	21
2.10	Type de creux de tension.	23
2.11	Seuils tolérés des creux de tension.	23
2.12	Fluctuation de la tension.	24
3.1	Chaine de protection.	31
3.2	Désignation des bornes du transformateur de courant.	32
3.3	Types des Transformateurs de courant.	32
3.4	Schéma d'un transformateur de tension.	34
3.5	Raccordement d'un transformateur de tension.	35
3.6	Relais à maximum de courant sans alimentation auxiliaire.	36
3.7	Relais à maximum de courant avec alimentation auxiliaire.	37
3.8	Caractéristique temps courant d'une protection (a-Temps indépendant, b-Temps dépendant).	40
3.9	Mesure de courant résiduel par un tore.	41
3.10	Mesure de courant de terre par trois transformateurs de courant.	42
3.11	Réseau à double alimentation affecté par un court-circuit.	43
3.12	Principe de base du fonctionnement.	44

3.13	Schéma du principe de la sélection des zones de mesure.	45
3.14	Schéma de principe de la protection différentielle transformateur.	46
4.1	Différents types de défauts	51
4.2	Schéma équivalente du réseau amont au court-circuit	53
4.3	Présentation graphique et décomposition du courant d'un court-circuit s'établissant en un point éloigné d'un alternateur.	53
4.4	décomposition d'un système de 3 tensions d'une amplitude et de phases quelconques en la somme de trois systèmes de tensions triphasées équilibrées	56
4.5	Modèles équivalents des schémas direct, inverse et homopolaire du réseau .	57
4.6	Solutions du calcul des courants de défaut asymétrique	59
4.7	Synthèse des régimes de neutre qui sont mis en œuvre dans le monde. . . .	61
4.8	Réseau de distribution ilotable	62
4.9	Sélectivité ampérométrique pour un réseau de distribution	63
4.10	Sélectivité chronométrique pour un départ	64
4.11	Sélectivité chronométrique avec protection de surintensité.	65
4.12	Courbes de fonctionnement typique pour un relais à temps inverse [64 . . .	66
4.13	Sélectivité logique	67
4.14	Protection différentielle de courant	68
4.15	Principe de déclenchement intempestif d'un départ sain	69
4.16	Schéma de démarche de réalisation de la coordination des relais de surintensité	69
4.17	Principe de détermination des relais primaires/secondaire	70
5.1	Organigramme de l'algorithme évolutionnaire simple.	74
5.2	Représentation de l'opération de croisement.	75
5.3	(a) Les quatre niveaux d'organisation des AG, (b) Illustration du codage des variables.	76
5.4	Le codage réel et le codage binaire.	76
5.5	Représentation schématique du déplacement d'une particule.	78
5.6	Trois topologies du voisinage différentes.	79
5.7	L'organigramme de l'algorithme PSO standard.	80
5.8	Interaction entre facteur social et cognitif.	81
5.9	Algorithme d'optimisation PSO modifié PSO-TVAC II.	83
5.10	L'organigramme de l'algorithme SOA.	85
5.11	Migration des espèces (Simon, 2008).	89
5.12	Organigramme général de l'algorithme BBO.	91
5.13	Illustration de deux solutions candidates S_1 et S_2	93

5.14	Une luciole naturelle.	94
6.1	Schéma unifilaire du réseau 8 jeux de barres.	103
6.2	Caractéristique de convergence de l’algorithme GA Matlab Toolbx.	104
6.3	Caractéristiques de convergence de PSO-TVAC et MPSO-TVAC.	104
6.4	Caractéristiques de convergence PSO-TVAC.	105
6.5	Caractéristiques de convergence de MPSO-TVAC.	105
6.6	Schéma unifilaire du réseau 8 jeux de barres avec compensation.	109
6.7	Caractéristique de convergence de PSO-TVAC avec et sans compensation.	113
6.8	Evolution de convergence des variables de contrôle TDS associée aux relais 1-8.	114
6.9	Evolution de convergence des variables de contrôle TDS associée aux relais 9-14.	114
6.10	Evolution de la convergence des variables de contrôle TPS associée aux relais 1- 9.	115
6.11	Evolution de convergence des variables de contrôle TPS associée aux relais 9-14.	115
6.12	Présentation de la méthode PSO-TVAC standard (a) et la version modifiée (b).	117
6.13	Organigramme de PSO-TVAC modifié.	118
6.14	Schéma unifilaire du réseau 3 jeux de barres.	119
6.15	Courbe de convergence de MPSO-TVAC du réseau 03 jeux de barres.	120
6.16	Meilleure caractéristique de convergence de PSO-TVAC appliquée sur le réseau test 8 jeux de barres.	121
6.17	Meilleure caractéristique de convergence de PSO-TVAC II appliquée sur le réseau test 8 jeux de barres.	122
6.18	Caractéristiques de convergence de PSO-TVAC du réseau test 8 jeux de barres durant 10 exécutions.	122
6.19	Caractéristiques de convergence de PSO-TVAC II du réseau test 8 jeux de barres durant 10 exécutions.	123
6.20	Evolution de convergence des variables de contrôle TDS du relais durant le processus de recherche.	127
6.21	Evolution de convergence des variables de contrôle PTS du relais durant le processus de recherche.	128
6.22	Schéma unifilaire du réseau 15 jeux de barres.	129
6.23	Caractéristique de convergence de MPSO-TVAC pour le réseau test 15 jeux de barres.	130
6.24	Présentation des valeurs des contraintes.	130

6.25	Variation de la solution optimale pour 100 exécutions: Réseau test 15 jeux de barres.	132
6.26	Organigramme de l'algorithme SOA.	135
6.27	Impact de la variation du nombre de génération.	136
6.28	Impact de la variation du nombre de population.	136
6.29	Organigramme de l'algorithme SOA-PSOTVAC.	139
6.30	Caractéristique de convergence de SOA standard pour le réseau test 8 jeux de barres.	140
6.31	Caractéristique de convergence de SOA+PSOTVAC standard pour le réseau test 8 jeux de barres.	140
6.32	Caractéristique de convergence de l'algorithme hybride SOA-PSO-TVAC.	143
6.33	Comparaison entre les deux algorithmes PSO-TVAC et SOA sans et avec hybridation.	144
6.34	Les deux fonctions mathématique, ('Sphère' et 'Rosenbrock').	145
6.35	Caractéristique de convergence de l'algorithme FA, BBO, BA et ABC.	148
6.36	Comparaison entre les quatre algorithmes FA, BBO, BA et ABC.	149
6.37	Caractéristique de convergence de l'algorithme FA.	149
6.38	Caractéristique de convergence de l'algorithme BBO.	150

Liste des Tableaux

2.1	Puissance additionnelle à installer RIS par an et par filière.	17
4.1	Paire de relais primaire/secondaire	71
5.1	Terminologie de la BBO	89
5.2	Paramètres de la BBO.	91
6.1	Paramètres des trois algorithmes.	102
6.2	Les court-circuit triphasé du réseau test à 8 jeux de barre.	103
6.3	Variables de contrôles optimisés : réseau test 8 jeux de barres.	106
6.4	Etude comparative: vérification de contraintes de violation [54].	107
6.5	Etude comparative avec les autres techniques proposées PSO-TVAC, et GA (Toolbox).	108
6.6	Parametres optimaux des relais concernant le réseau de 8jeux de barres sans compensation.	110
6.7	Parametres optimaux des relais concernant le réseau de 8jeux de barres avec compensation.	111
6.8	The violation of the associated constraints for three cases.	113
6.9	Paramètres optimaux de réseau test 3 jeux de barres.	120
6.10	Valeurs des contraintes.	121
6.11	Paramètres optimaux de réseau test 3 jeux de barres.	123
6.12	Paramètres optimaux du réseau test 8 jeux de barres.	124
6.13	solution de convergence de GA ToolBox, PSO-TVAC et PSO-TVAC II.	125
6.14	Comparaisons entre nos résultats et ceux de la littérature.	126
6.15	Comparaison des résultats du système 15 jeux de barres.	131
6.16	Les valeurs optimales de TDS et PTS de tous les relais.	131
6.17	Impact de la variation du nombre de population et le nombre de génération.	133
6.18	Les valeurs optimales de TDS et PTS.	134

6.19 Les valeurs de temps de déclenchement primaire/secondaire et temps de coordination.	137
6.20 Les valeurs optimales de TDS et PTS.	141
6.21 Les valeurs de temps de déclenchement primaire/secondaire et temps de coordination.	142
6.22 Les résultats optimales trouvés par : BBO, BA, FA, et ABC.	146
6.23 Les résultats trouvés par les quatre algorithmes : ABC, BA, BBO, FA. . . .	147
6.24 Violations de contraintes.	148

Liste des Symboles et Abréviations

LISTE DES SYMBOLES ET ABRÉVIATIONS

<i>I_{cc}</i>	Courant de Court-Circuit.
<i>CORD</i>	Coordination Optimal de Relais Directionnels.
<i>GED</i>	Générateurs d'Energie Dispersée.
<i>V_n</i>	Tension simple du réseau.
<i>Z_{cc}</i>	Impédance de Thévenin du réseau vue du point d'observation.
<i>S_{cc}</i>	Puissance de court-circuit.
<i>FACTS</i>	Flexible alternatif curant transmission systèmes.
<i>TCSC</i>	Thyristor Controlled Series Capacitor.
<i>FLP</i>	Facteur Limite de Précision.
<i>R</i>	Résistance de la ligne.
<i>X</i>	Réactance de la ligne.
<i>Z</i>	Impédance de la ligne.
<i>Z₁</i>	Impédance de la zone 1 de la ligne.
<i>Z₂</i>	Impédance de la zone 2 de la ligne.
<i>Z₃</i>	Impédance de la zone 3 de la ligne
<i>Z_d</i>	Impédance de charge de la ligne.
<i>TC</i>	Transformateur de courant.
<i>TP</i>	Transformateur de tension.
<i>Fonc-Obje</i>	Fonction Objective (La somme de temps du déclenchement des relais primaires).
<i>ITC</i>	Intervalle du Temps de Coordination.
<i>Top_Pr</i>	Temps de déclenchement (Temps de fonctionnement) de relais primaire.
<i>Top_Se</i>	Temps de déclenchement de relais secondaire.
<i>I_r</i>	Seuil de fonctionnement.
<i>TDS</i>	Temps de retard (Time Dial Setting TDS).
<i>TMS</i>	Facteur de temporisation.
<i>PTS</i>	Courant de fonctionnement (Pickup Tap Setting PTS).

<i>RTC</i>	Rapport de Transformation des Transformateurs de Courant.
<i>Re-Pr</i>	Relais Primaire.
<i>Re-Se</i>	Relais Secondaire.
<i>Zl</i>	Impédance de la zone de protection de la ligne.
<i>GA</i>	Algorithmes Génétique.
<i>PSO</i>	Optimisation par Essaim de Particule (Particle Swarm Optimization).
<i>X(t)</i>	Position de la particule $P(t)$.
<i>V(t)</i>	Vitesse de la particule $P(t)$.
<i>Pbest</i>	Meilleure fitness obtenue pour la particule $P(t)$.
<i>Gbest</i>	Position de la particule $P(t)$ pour la meilleure fitness.
<i>w</i>	Coefficient d'inertie.
<i>C₁, C₂</i>	Coefficients d'accélération,
<i>PSO-IC</i>	Essaims de particules avec coefficient d'inertie.
<i>PSO-FC</i>	Essaims de particules avec facteur de constriction.
<i>PSO-TVAC</i>	Essaims de particules avec coefficients d'accélération variable.
<i>PSO-TVACII</i>	Variante Proposée basée sur l'algorithme PSO-TVAC.
<i>Seeker</i>	Algorithme d'optimisation de chercheur (Searchers optimisation algorithm SOA).
<i>di</i>	Direction de recherche.
<i>ai j</i>	Longueur de pas de recherche.
<i>BBO</i>	Algorithme à Base de Biogéographie (Biogeography Based Optimization).
<i>Fa</i>	Algorithme de Firefly (Firefly Algorithm).
<i>ABC</i>	Algorithme de colonies d'abeilles artificielles (Artificial Bee Colony).
<i>BA</i>	Algorithme d'abeilles (Bees Algorithm).

Introduction Générale

1.1 Présentation générale :

L'exploitation des réseaux électriques pose de nombreux problèmes d'ordre technique et économique. L'exploitant du réseau doit assurer en tout temps et en tout lieu la couverture de l'énergie demandée, de garantir une qualité acceptable de la puissance livrée et de procurer une sécurité d'alimentation élevée. Les défauts électriques monophasés, biphasés et triphasés qui peuvent toucher nos réseaux sont d'origines multiples à savoir mécanique, thermique et diélectrique dont les conséquences sont nombreux, parfois non évidentes, à priori difficiles à imaginer. Des conséquences peuvent être ressenties également sur les parties saines du réseau, par exemple lors d'un court-circuit il aura une chute de tension préjudiciable aux charges électriques, aux automates et équipements de l'électronique de puissance (parasites). En amont de ce défaut la perte de stabilité des machines tournantes qui peut, même après élimination du défaut, s'aggraver jusqu'à entraîner l'effondrement total de la distribution. Ainsi donc, dans presque tous les cas, un défaut provoque une interruption d'alimentation et de production, interruption qui du fait des contraintes économiques, est de moins en moins acceptable. L'arrêt d'exploitation peut cependant être limité à une zone du réseau selon le lieu du défaut, l'efficacité des protections, et la technique de sélectivité mise en œuvre. Cette réduction du risque d'interruption et protection de personnel n'est obtenue que par un plan de protection bien établi. Le rôle des protections est de provoquer rapidement la mise hors tension de la partie du réseau affectée par le défaut afin d'en limiter ces conséquences. La sélectivité vise à ne mettre hors tension que cette partie du réseau et seulement celle-ci. Le régime du neutre employé dans une installation influe largement sur la préservation de personnels ainsi que des matériels exploités, l'étude de type de protection à installer à maximum de courant, directionnelle, à maximum de courant directionnelle, à maximum de courant terre, à maximum de courant terre directionnelle ou différentielle nous permet de bien protéger les

différentes parties de notre installation, le choix optimal selon les conditions d'exploitation des paramètres de réglage de ces relais lors du projet ou après toute extension ou modification de la topologie du réseau nous garantit de maintenir un plan de protection meilleur et qui participe par suite de préserver la sécurité des hommes et la durabilité du bien. Les relais à maximum de courant directionnels (RMCD) sont des dispositifs permettant de protéger une partie d'un réseau lors de l'apparition d'un courant de défaut alimenté par une source précisée (sens de détection donné) qui est supérieur au courant nominal de beaucoup (courant de court-circuit), le rôle de ces relais est essentiel dans les réseaux de transport afin de séparer toute ligne siège de cette avarie et ce dans un temps adéquat inférieur aux capacités thermiques maximales que peuvent supporter les lignes et les câbles électriques et également de respecter les tenues électrodynamiques de jeux de barres, fixations, isolateurs, lignes et câbles électriques, afin de garantir un plan de protection efficace il est indispensable de connaître les valeurs de courant de court-circuit dans les différentes zones à surveiller et avoir des paramètres de réglage optimaux caractéristiques des relais installés. Cette thèse dénommée 'Contribution à l'amélioration de l'efficacité de la sélectivité de système de protection des réseaux électriques par les méthodes méta-heuristique' est dédiée pour minimiser le temps total de déclenchement des relais de protection à maximum de courant directionnels implantés dans des points spécifiques dans le réseau de transport afin d'imposer une meilleure coordination entre eux, dont l'objectif est éliminer les effets indésirables du courant de court-circuit et rassurer une sélectivité idéale entre les différentes lignes de ce dernier qui reflète par la suite une continuité de service optimale. Dans cette thèse nous nous intéressons d'optimiser les paramètres de réglages des relais à maximum de courant à savoir les valeurs de temps de retard (Time Dial Setting) TDS et le courant de fonctionnement (Pickup Tap Setting) PTS, il s'agit de traiter dans ce mémoire un problème d'optimisation dont la fonction objectif, les variables de contrôle, et les contraintes d'optimisation (contraintes de sécurité) sont respectivement les suivantes:

- La somme de temps total de déclenchement des relais primaires.
- Les paramètres de réglage de TDS et PTS
- La différence de temps de déclenchement entre les relais primaires et secondaires

Les relais utilisés dans ce mémoire ont la caractéristique de déclenchement de type inverse qui est une fonction fortement non linéaire, le nombre important des contraintes à satisfaire plus la nature discrète du paramètre de réglage PTS nous mène de recourir aux méthodes d'optimisation globales pour trouver la solution recherchée et ce vu leur aspect de recherche stochastique qui conduit à une solution globale et non locale différemment aux

méthodes mathématiques qui se bloquent généralement à des minimum locaux non global. Dans ce mémoire on a appliqué les algorithmes génétiques et l'algorithme d'optimisation par essaim de particules à la dite optimisation, plusieurs réseaux tests ont été envisagés tels que les réseaux test 3 et 8 et 15 jeux de barres. Une nouvelle version modifiée de l'algorithme d'optimisation par essaim de particule à coefficient d'accélération variable appelée PSO-TVACII a été utilisée pour résoudre le problème en question et est appliquée sur les deux réseaux test 3,8 jeux de barres, pour confirmer la robustesse de l'approche proposée cette dernière a été testée sur le grand réseau test 15 jeux de barres. Les résultats trouvés sont largement discutés et comparés avec d'autres trouvés dans la littérature à savoir la méthode Seeker publiée en 2012 et la méthode (IGSO) publiée en 2015, la valeur de temps de déclenchement total des relais primaires ainsi les violations des contraintes accompagnées sont largement sujet des discussions détaillées afin de présenter l'apport de notre approche pour le problème envisagé.

A partir des travaux du Dr. MAHDAD Belkacem dans le domaine de l'optimisation [1-5], et en se référant à ses algorithmes parues dans plusieurs articles à savoir les algorithmes génétiques dans l'article [2], évolution différentielle (DE) et l'algorithme d'essaim de particules réalisés dans le travail [3], et en se basant sur ses algorithmes hybrides développés et qui sont caractérisés à la fois par leurs résultats efficaces et leur robustesse pertinente ou ces caractéristiques ont été confirmées dans la thèse de doctorat de V. R. Roberge [6], on a pu arriver à réaliser ce modeste travail tout en abordant un sujet de recherche d'actualité ou on trouve peu de chercheurs en Algérie travaillent dans ce domaine, cette thèse intitulée "Contribution à l'amélioration de l'efficacité de la sélectivité de système de protection des réseaux électriques par les méthodes méta-heuristique" a été réalisée au sein du laboratoire de modélisation des systèmes énergétiques (LMSE) de l'université de Biskra représente une contribution à l'amélioration de la rapidité et l'efficacité de systèmes de protection en exploitant les performances et la robustesse des algorithmes d'optimisation globales.

1.2 État de l'Art :

Dans la littérature, Plusieurs méthodes ont été proposées depuis les années 1960 pour la coordination des relais de surintensité, ces méthodes peuvent être classées en deux catégories les méthodes classiques autrement dit conventionnelles qui sont basées sur la caractéristiques de dérivée des fonctions traitées telles que la dérivée première et seconde, le hessien ...etc [7-13], ces méthodes sont largement appliquées dans le domaine de protection des relais à savoir notre axe de recherche la coordination des relais à maximum de courant ou on trouve Urdaneta qui était un des premiers chercheurs abordant cet axe en 1988 par ces travaux

citées en [7] qui a utilisé la méthode de programmation linéaire (LP) [8] pour résoudre le problème en question, ces travaux ont été suivis par le travail de Chattopadhyay en 1996 par l'application de la même technique (LP) [9], en 2010 Bedekar [11] avait appliqué la méthode de simplex pour traiter ce problème, et plus récemment Correa et Kida [11,12] qui ont utilisé les algorithmes de binary integer programming et Mixed Integer Linear Programming respectivement en 2015 et 2016 à la dite optimisation. Ces méthodes deviennent cependant inefficaces devant les problèmes de taille caractérisant par un nombre important de contraintes et de fonctions fortement non linéaires dont la solution trouvée n'est plus globale mais locale comme il est déjà signalé plus haut. Les méthodes méta-euristiques [14-23] représentent alors une alternative, elles ont un aspect de recherche stochastique qui conduit effectivement à dénicher tous l'espace de recherche en quête de la solution optimale en déclassant tous les optimums locaux de ces fonctions, les algorithmes génétiques développés par Goldberg [24] étaient largement utilisés dans ce domaine on cite les travaux publiés dans les références [25,26]. Le codage réel vient par la suite de mieux explorer l'espace de recherche et surclasse le codage binaire en matière de qualité de solution ou en palpant son utilité dans le travail de Manoj Thakur [21].

L'algorithme d'optimisation par essaim de particule (PSO) proposé pour la première fois en 1995 par les deux mathématiciens Kennedy et Eberhart [27-29] donne des résultats plus satisfaisants et ce vu son processus de recherche inspiré du travail collectif du groupe chez les oiseaux telle que l'expérience de l'individu s'ajoute à l'expérience du groupe pour trouver la solution souhaitée, ainsi les deux facteurs cognitif et social guident le processus de recherche vers la meilleure solution.

Plusieurs travaux dans la littérature appliquant cette algorithmes avec ces versions modifiés pour optimiser la coordination des relais à maximum du courant tels que les travaux de Rathinam [19], qui a exploité l'algorithme de PSO pour traiter le problème de coordination optimale des relais directionnels et Mansour qui a proposé une nouvelle version modifiée en 2007 [19].

La nouvelle technique récemment proposée celle du chercheur Seeker (SOA) [30-32] développée par Dai en 2006 et appliquée par Turja [17] en 2012 pour traiter le problème de COD dont les résultats obtenus restent les meilleurs par rapport d'autres trouvés dans la littérature ce qui nous pousse d'établir dans cette thèse une étude comparative détaillée.

La théorie de la méthode de biogéographie apparue pour la première fois par R. MacArthur et E. Wilson [33] ou son algorithme (BBO) a été développé par Simon en 2008 [34] et appliqué par Albasri [19] pour solutionner le problème d'optimisation de la coordination des relais, ces deux méthodes nouvelles prouvant leur efficacité dans le domaine d'optimisation. L'algorithme nommé Improved group search optimization (IGSO) introduit par Alipour dans

son article [20], les résultats donnés par ses articles [19] et [20] sont le siège d'une étude comparative avec nos résultats.

1.3 Contribution de la thèse :

Cette thèse de doctorat est pour but de traiter le problème de coordination des relais à maximum de courant incorporés dans les lignes de transport afin de minimiser le temps totale de déclenchement en utilisant les méthodes d'optimisation méta heuristiques.

- une étude comparative entre plusieurs méthodes globales est réalisée à savoir : Les algorithmes génétiques (GA), méthode d'optimisation par essaim de particules (PSO), l'algorithme Seeker (SOA), la méthode de biogéographie (BBO), et l'algorithme de FerFely.
- Proposition d'un algorithme hybride entre l'algorithme essaim de particule avec coefficient d'accélération variable PSO-TVAC et l'algorithme Seeker (SOA) afin d'explorer les avantages de chacun en vue d'améliorer la qualité de solution obtenue et le temps d'exécution.
- Développement d'une nouvelle version de l'algorithme PSO-TVAC nommée PSO-TVAC II pour résoudre le problème CORD.
- Étude de l'impact des dispositifs FACT (type série TCSC) sur notre système de protection

1.4 Organisation de la thèse :

Cette thèse est organisée en cinq chapitres qui sont structurés selon la manière suivante :

Le premier chapitre intitulé généralités sur les réseaux électriques comportant les définitions de bases nécessaires à la bonne compréhension et modélisation des réseaux à haute tension, l'évolution du réseau algérien en matière de production, de transport, et d'investissement est largement discutée, la notion de creux et fluctuation de tension est bien expliquée.

Le deuxième chapitre nommé protection des réseaux électriques porte une étude focalisée sur l'impotence et le rôle de la fonction de protection, des définitions de base alors sont présentées, la chaîne de protection a été clairement expliquée puis en a abordé une étude approfondie traitant les transformateurs des courant et de tension vu la place essentielle qu'occupent ces appareils dans cette chaîne. Ce chapitre présente également les différents

types des relais en commençant par les relais électromécaniques puis les relais statiques, en terminant par les relais numériques qui sont largement utilisés à l'heure actuelle vis-à-vis leurs nombres importants des protections que rassemblent d'une part et la simplicité de paramétrage de seuils de ces protections d'autre part, le principe de fonctionnement et leurs avantages sont bien examinés en donnant quelques exemples pratiques. Ce chapitre traite aussi les protections les plus rencontrées dans la pratique nécessaires pour surveiller toute installation importante telles que la protection à maximum de courant, maximum de courant directionnelle, la protection à maximum de courant terre et d'autres.

Dans le chapitre trois dénommé éléments et fonction des systèmes de protection vient de compléter le chapitre précédent, il comporte une analyse de courant de court circuit en traitant ses origines, ses conséquences et ses différents types, la méthode de composante symétrique qui nous permet de calculer la valeur de différents courant de court-circuit asymétrique était clairement exposée, la notion de sélectivité et régime du neutre ainsi que leurs différents types sont tous sujet d'une profonde analyse puisque leur connaissance sont indispensable pour réaliser une protection correcte et sélective (protection des personnes et du bien).

Le quatrième chapitre portant le titre méthodes Meta heuristiques commence par une introduction explicative de ces nouvelles techniques dans le domaine d'optimisation en envisageant leurs apport et atouts. Plusieurs méthodes globales sont étudiée notamment les algorithmes génétiques, l'algorithme d'optimisation par essaim de particules dans sa version standard et modifiée à savoir : l'algorithme d'optimisation avec le coefficient d'inertie (PSO-CI), l'algorithme PSO avec le facteur de constriction k (PSO-AFC), l'algorithme d'optimisation par essaim de particule avec coefficient d'accélération variable (PSO-TVAC), Algorithme PSO-TVAC modifié. On a entamé aussi l'étude de la nouvelle technique récemment proposée celle du chercheur (Seeker - SOA) ces deux notions de base telles que la direction de recherche et la longueur de pas de recherche sont menées d'une analyse approfondie, l'algorithme à base de biogéographie 'Biogeography based optimization' (BBO) est bien présenté, cet algorithme est clairement expliqué, ces critères et indices sont abordés. Les nouveaux algorithmes proposés récemment ont été adaptés et validés pour résoudre les problèmes associées à la coordination du système de protection à savoir l'algorithme de Firefly, l'algorithme de colonies d'abeilles artificielles, et l'algorithme d'abeilles (Bees Algorithm BA) inspirés de l'éthologie des insectes et l'intelligence du groupe. Il faut noter que le processus de recherche et la modélisation de tous ces algorithmes sont largement examinés ainsi la formulation de notre problème d'optimisation est présentée clairement avec ses contraintes de sécurité à satisfaire.

Le cinquième chapitre appelé « résultats de simulation » représente la partie pratique de ce mémoire il comporte plusieurs cas d'étude tels que :

Le premier cas d'étude rassemble les solutions d'application des algorithmes génétiques, et l'algorithme d'essaim de particule à coefficient d'accélération variable PSO-TVAC. En effet plusieurs tests sont effectués afin de confirmer la qualité de solution obtenue, une comparaison avec celle trouvée dans la littérature est présentée.

Le deuxième cas d'étude est dédié de solutionner le problème de coordination des relais à maximum de courant directionnels mais cette fois ci avec la présence de dispositif de compensation FACT de type série, par lequel on aborde l'influence du changement de la topologie du réseau sur l'optimisation envisagée.

Le troisième cas représente l'application de l'approche proposée, il s'agit d'une version modifiée de l'algorithme d'essaim de particules (PSO-TVACII), les solutions ainsi calculée par cet algorithme sont le siège d'une large discussion et comparaisons avec celles trouvées dans la littérature afin de prouver la robustesse et la qualité de solution par cette approche. dans ce chapitre un algorithme hybride entre le PSO-TVAC et SOA est développé et testé dont le but d'améliorer la solution engendrée et minimiser le temps d'exécution, notant que d'autres cas de tests concernant l'application des algorithmes : SOA, BBO, FA, ABC, BA sont aussi largement discutés.

Enfin, la thèse se termine par une conclusion générale et des perspectives envisagées tel que, la planification du système de protection en présence des systèmes FACTS et l'intégration des sources distribués.

Généralités Sur Les Réseaux Electriques

2.1 Introduction :

Le rôle principal du réseau de transport est la liaison entre les centres de consommation et les centrales de production. Afin d'exploiter les réseaux électriques efficacement le fournisseur de l'énergie doit garantir en tout temps une qualité de l'énergie dont les valeurs restent dans les limites autorisées tels que les limites supérieures et inférieures de tension et de fréquence ; les seuils maximaux admissibles des courants transités dans les lignes. Tout dépassement de ces contraintes peut causer des dégâts préjudiciables de matériels et sécurité de personnels, un niveau de tension supérieur au seuil toléré en haute et très haute tension peut effondre le niveau d'isolement des isolateurs, pertes des caractéristiques diélectriques des huiles isolantes de transformateurs de puissances et des transformateurs de mesure (TC,TP) voire même perdre la stabilité d'une partie ou la totalité de système dans certain cas, en effet un contrôle en temps réel est obligatoire pour en prévenir.

2.2 Présentation générale des réseaux :

La production de l'énergie électrique est le résultat de diverses transformations de l'énergie primaire au niveau de la turbine, potentielle (chute d'eau),nucléaire, charbon calorifique pour les turbines à gaz,(en Algérie et vu le prix modeste de cette matière première la majorité des nôtres centrales électriques sont à gaz).et naturellement les énergies renouvelables : éolienne, photovoltaïque (PV).

L'exploitation des réseaux électriques pose de nombreux problèmes d'ordre technique et économique. L'exploitant du réseau doit assurer en tout temps et en tout lieu la

L'exploitation des réseaux électriques pose de nombreux problèmes d'ordre technique et économique. L'exploitant du réseau doit assurer en tout temps et en tout lieu la couverture de l'énergie demandée, de garantir une qualité acceptable de la puissance livrée et de procurer une sécurité d'alimentation élevée avec un coût aussi faible que possible.

Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous-systèmes : la génération, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes chargés de l'adaptation des niveaux de tension [35]. Traditionnellement, ces réseaux utilisent des courants alternatifs à basse fréquence (50 Hz ou 60 Hz) [36]. Nous distinguons trois types de réseaux électriques :

2.2.1 Les réseaux de transport et d'interconnexion :

Les réseaux de transport et d'interconnexion : qui ont pour mission de collecter l'énergie produite par les centrales et de l'acheminer avec les flux les plus importants possibles vers les zones de consommation afin de permettre une exploitation sûre et économique des moyens de production, le niveau de tension dépend du pays, mais normalement, le niveau de tension est établi entre 220 kV et 800 kV (exemple 765 kV en Afrique du sud) [37].

2.2.2 Les réseaux de répartition :

Sont des réseaux Qui reçoivent l'énergie des réseaux de transport, leur rôle est de mener l'électricité aux villes et aux importants clients industriels, Le niveau de tension de ces réseaux est entre 45 kV et 160 kV, ils assurent la desserte des points de livraison à la distribution.

2.2.3 Les réseaux de distribution :

qui desservent les postes de distribution publiques, alimentant les réseaux en basse tension, et les postes clients. Le niveau de tension est entre 4 kV à 45 kV pour la moyenne tension et quelques centaines de volts pour la basse tension (230/400 V), toute défaillance sur ces réseaux peut entraîner des défauts d'alimentation sur des zones étendues, des chutes de tension importantes ou même des pertes de synchronisme des alternateurs de centrales. Des dispositions sont prises afin qu'un incident ou une avarie sur une unité de production ou une ligne de transport n'ait que peu ou pas de répercussion sur les utilisateurs. Ils sont aujourd'hui équipés de systèmes de protection très élaborés, sélectifs, permettant l'élimination des défauts pouvant les affecter et ainsi nuire à la fois à la qualité de fourniture et à la sécurité des biens et des personnes [35].

2.3 Architecture des réseaux électriques :

Les réseaux de transport se distinguent selon plusieurs paramètres tels que :

- Le niveau de tension: on trouve des lignes à très haute tension supérieure à 400 KV, haute tension, et moyenne tension.
- Selon la longueur, une ligne peut être courte jusqu'à 80 km, d'une longueur moyenne de 80 jusqu'à 150 km ou longue supérieure à 150 km.
- Nature du réseau : de transport, industriel, ou réseau urbain.
- Selon sa topologies, radial, maillé ou bouclé.

Le choix d'une telle architecture est le sujet d'une étude détaillée lors des projets ce qui reflète par la suite la complexité du réseau d'une part et le prix de revient d'autre part, parmi les facteurs importants qui impose une telle topologie on cite :

- La disponibilité de l'alimentation.
- Seuil de sécurité offerte.
- Prix d'investissement.
- Possibilité de trouver le défaut.
- Contrainte et difficulté d'exploitation.

La norme UTE C 18-510 définit les niveaux de tension alternative comme suit :

- HTB - pour une tension composée supérieure à 50 kV.
- HTA - pour une tension composée comprise entre 1 kV et 50 kV.
- BTB - pour une tension composée comprise entre 500 V et 1 kV.
- BTA - pour une tension composée comprise entre 50 V et 500 V.
- TBT - pour une tension composée inférieure ou égale à 50 V.

En Algérie, l'alimentation des clients peut être réalisée avec un niveau de tension HTA, en Général à 5,5 kV et 10 kV.

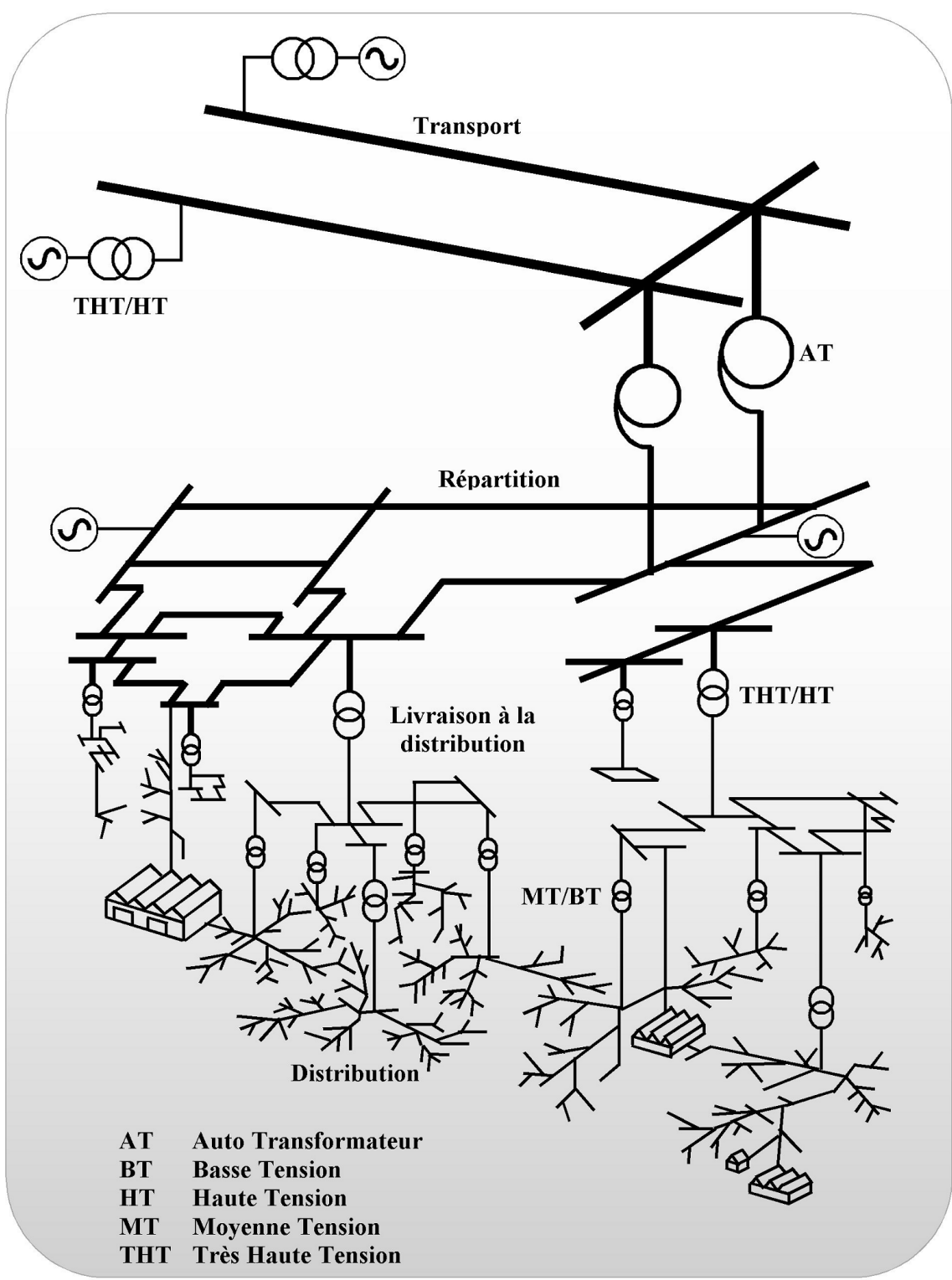


Fig. 2.1 Structure d'un réseau électrique [38].

2.4 Eléments constituant les réseaux de transport :

Les réseaux de transport comportent plusieurs éléments qui sont reliés entre eux pour véhiculer l'énergie électrique du centre de production vers les centres de consommation on trouve [39]:

2.4.1 Poste électrique :

Par définition, un poste ou bien une sous-station est une installation d'organe de liaison et d'organe de manœuvre où parvient l'énergie des centrales et d'où cette énergie est orientée vers les centres de consommation . On distingue généralement des sous-stations :

1. directes: qui assurent les liaisons entre lignes à même tension sans transformateur de liaison.
2. de transformation : qui relie des réseaux à tensions différentes.
3. de conversion : modification des caractéristiques de la tension, de la fréquence, passage de l'alternatif au continu.

Le schéma (topologie) de ces postes dépend principalement de deux aspects :

1. niveau de sécurité d'exploitation : On entend par là qu'en cas de défaut sur le jeu de barre ou sur une ligne, il faut veiller à éliminer ce défaut par des disjoncteurs aussi peu nombreux que possible en vue de garder en service le plus d'ouvrages sains possible (sécurité élevée) ou un certain nombre de lignes ou de travées (sécurité moyenne ou faible).
2. Niveau de souplesse désiré : On entend par là la facilité d'exploitation relative aux manœuvres volontaires et aux changements de la configuration électrique du poste.

On trouve ainsi des schémas à un ; deux ou trois jeux de barres, avec ou sans sectionnement, à un ou deux disjoncteurs par départ. Le jeu de barre peut être en ligne ou en boucle, simple, double ou multiple. Le choix fait également intervenir :

- Le nombre de travées (ligne et transformateur).
- Le nombre de nœuds désiré (un nœud est un ensemble de travées électriquement séparées des autres).
- Accessibilité des travées aux nœuds.

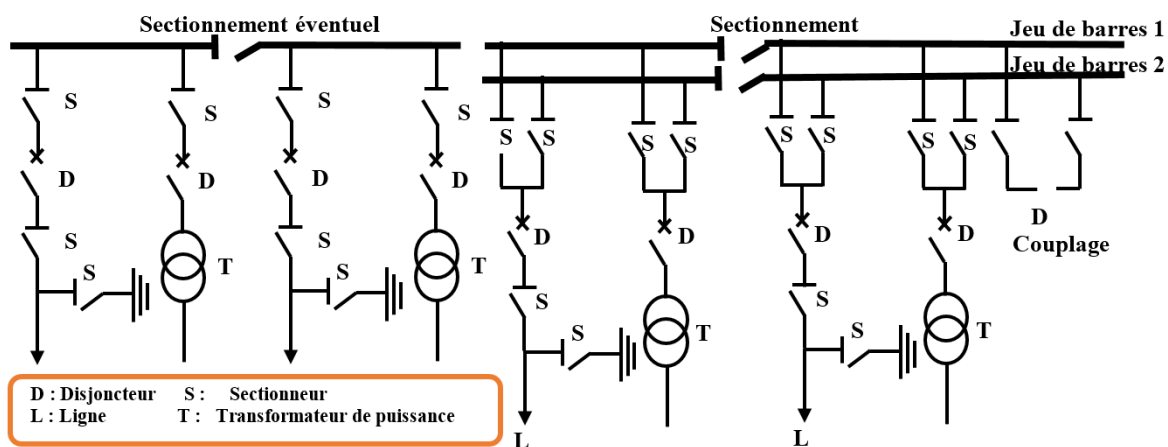


Fig. 2.2 Poste à un jeu de barre (à gauche) et à deux jeu de barres (à droite) à un disjoncteur par départ, avec sectionnement [40].

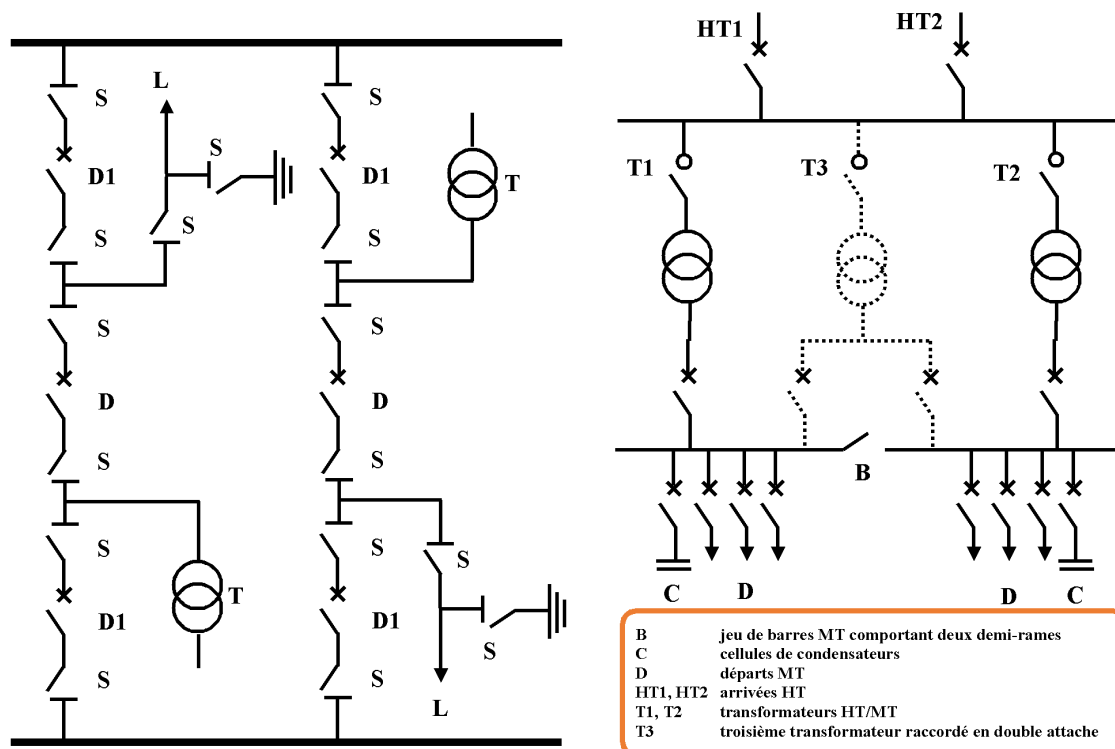


Fig. 2.3 Poste à deux niveaux de tension (à gauche) Poste à deux jeu de barres, (à droite) jeu de barre simple (MT) avec sectionnement [40].

Les principaux composants d'une sous-station consistent en :

- Appareillage de liaison : jeu de barres où aboutissent les raccordements aux centres consommateurs et producteurs;
- Appareillage de manœuvre et de protection : disjoncteurs qui ouvrent ou ferment un circuit, suite à une manœuvre d'exploitation ou à un défaut imprévu dans le réseau (contournement d'isolateur, mise à la terre d'une phase, par exemple), sectionneur dont la principale fonction est : d'assurer l'isolement du circuit qu'il protège.
- Appareillage de mesure : transformateurs de potentiel et d'intensité (TP, TC.), appareils de mesure proprement dits et relais branchés au secondaire des transformateurs d'intensité et de potentiel.
- Services auxiliaires basse tension à courant alternatif et à courant continu : réseaux alimentant les moteurs de commande, la signalisation, les verrouillages, le chauffage, L'éclairage.
- Système d'anti-incendie.

Appareillage d'automatisme, de télécommande, de télésignalisation, de télémesure. Les figures Fig. 2.2 et Fig. 2.3 représentent quelques exemples typiques de jeu de barres de poste à haute tension.

2.4.2 Générateurs :

Dans l'analyse de l'écoulement de puissance, les générateurs sont modélisés comme des injecteurs de courants. Dans l'état stationnaire, un générateur est généralement contrôlé de sorte que la puissance active injectée aux jeux de barres et la tension aux bornes de générateurs soient maintenues constantes. La puissance active délivrée par le générateur est réglée à travers le contrôle de la turbine, qui doit être dans les limites de la capacité du système turbine générateur. La tension est liée principalement à l'injection de la puissance réactive au jeu de barres de production, qui est contrôlée par le courant de l'excitation, et comme le générateur doit fonctionner dans les limites de sa courbe de capacité réactive $Q(P)$, il n'est pas possible de régler la tension en dehors de certaines limites admissibles [41]. En Algérie la capacité de production additionnelle nationale prévue sur la période 2013 -2023 est de 35 505 MW (tous réseaux confondus) dont 21 305 MW décidés et 14 200 MW en idée de projet, les 21 305 MW déjà décidés sont réparties comme suit :

- 14 370 MW en conventionnel pour le réseau interconnecté nord (RIN), 50 MW (turbines à gaz TG) pour le Pôle In Salah-Adrar-Timimoun (PIAT), 421 MW (TG+diesel) pour les réseaux isolés des localités du Sud,
- 5 539 MW en énergies renouvelables
- 925 MW pour la réserve stratégique et mobile.

Le parc de production des réseaux isolés du sud algérien est en pleine croissance vu la demande sans cesse de l'énergie, les investissements en moyens de production de l'électricité pour les réseaux isolés du Sud, totalisent un montant de 96 061 MDA pour une puissance totale additionnelle de 421 MW. En effet pour les quatre dernières années en compte 117 nouveaux groupes diesel installés pour une puissance additionnelle de 138 MW et 20 groupes Turbine à gaz totalisant une puissance de 283 MW. Le tableau sous dessous représente l'évolution de l'investissement de la période 2013-2017 [42]

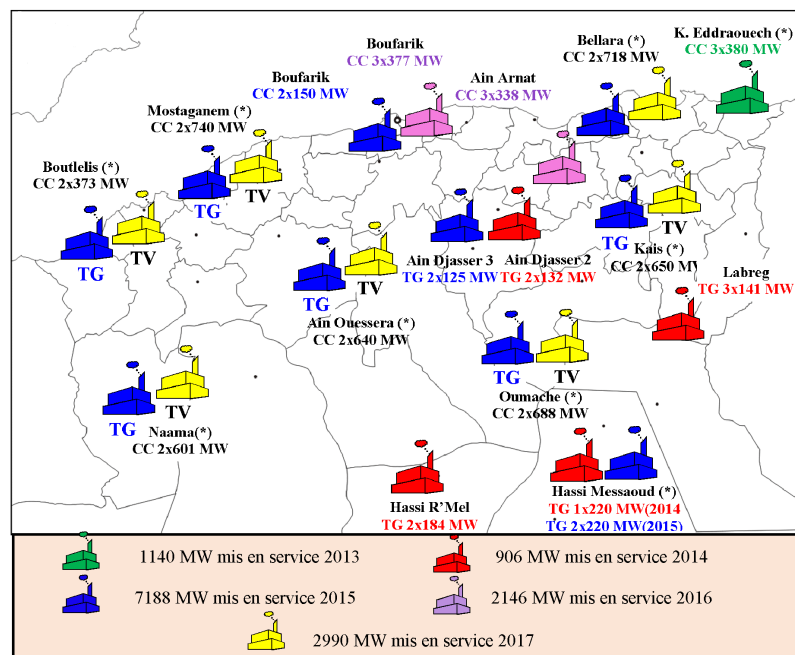


Fig. 2.4 Capacités de production additionnelles décidées sur la période 2013-2017.

2.4.3 Transformateurs de puissance :

Les transformateurs de puissance nous permet de modifier l'amplitude de tension selon l'application désirée ce rôle est vital dans l'ensemble d'un système énergétique, la limitation des alternateurs à l'heure actuelle de produire des tensions élevées qui sont bornés en général à

Table 2.1 Puissance additionnelle à installer RIS par an et par filière.

		Nombre de Groupe	Puissance Totale (MW)	Total (MW)	
Construction et décidé	2013	Diesel	3	1	21
		TG	4	20	
	2014	Diesel	82	102	298
		TG	12	196	
	2015	Diesel	24	24	54
		TG	2	30	
	2016	Diesel	8	11	48
		TG	2	37	
	Total	Diesel	117	138	420.7
		TG	20	283	

5.5 ,11, et à 20KV en maximum nous oblige de les utilisés en élévateurs et ce pour transporter la puissance demandée avec un minimum de pertes ,ils sont utilisés comme abaisseurs de tension pour raccorder deux lignes de tension différentes (postes de transformation et d'interconnexion) ou encore employer dans les postes de transformation et de distribution pour livrer la moyenne tension aux industriels tel que le poste 60/10KV de l'ENICAB Biskra. Le rapport de tension, la réversibilité de la machine et le rendement élevé restent les caractéristiques essentielles de ces derniers.

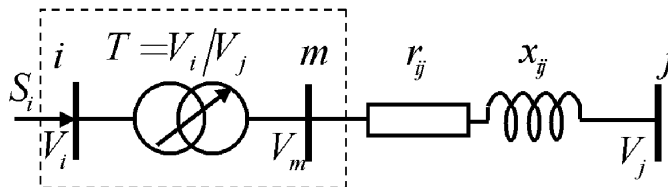


Fig. 2.5 Modélisation d'un transformateur de puissance.

2.4.4 Lignes de transmission :

Les lignes aériennes sont constituées de diverses formes et altitudes selon le niveau de tension employé avec des conducteurs nus en alliage d'aluminium pour garder les caractéristiques électriques et mécaniques nécessaires résistivité faible, coefficient de dilatation et une dureté appropriés. Les lignes de transmission sont représentées par le modèle en π à paramètres concentrés (Fig. 1.5). Ces paramètres spécifiques pour des lignes ou des câbles avec une configuration donnée, dépendent de la nature des conducteurs et de leurs géométries. Ce modèle est caractérisé par les paramètres suivants: L'impédance série par phase Z_{ij} (en Ω):

$$Z_{ij} = r_{ij} + jx_{ij} \quad (2.1)$$

Où r_{ij}, x_{ij} sont, respectivement, la résistance et la réactance série de la ligne entre les jeux de barres i et j . L'admittance shunt par phase Y_{km}^{sh} (en Siemens) est :

$$Y_{ij}^{sh} = g_{ij}^{sh} + jx_{ij}^{sh} \quad (2.2)$$

où g_{ij}^{sh}, x_{ij}^{sh} sont, respectivement, la conductance et la susceptance shunts de la ligne entre les jeux de barres i et j .

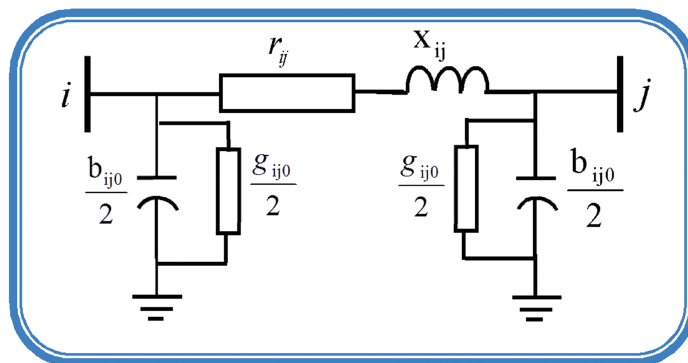


Fig. 2.6 Modèle en π d'une ligne de transmission.

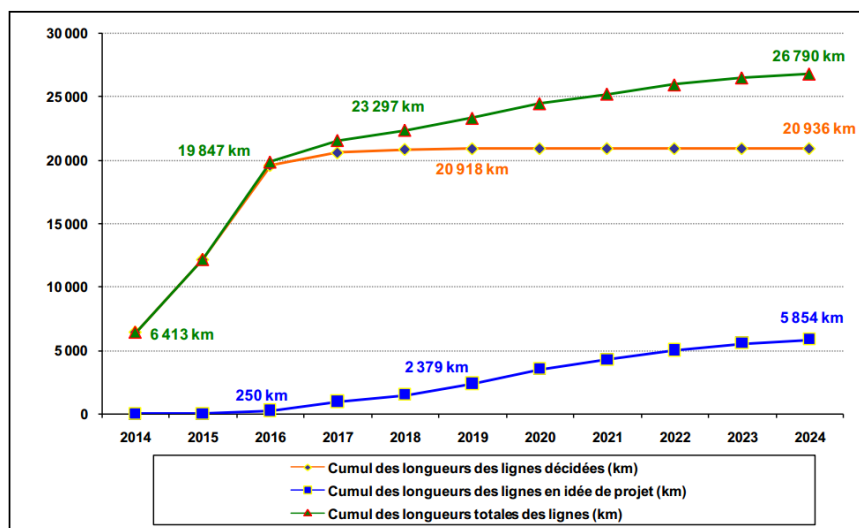


Fig. 2.7 Longueur du réseau de transport à l'horizon 2024 [42].

Chaque fois la demande croisse, le réseau de transport s'évolue pour répondre en matière de cette demande, c'est pour ça la longueur globale du réseau de transport de l'électricité algérien doit réaliser sur la période 2013- 2023 une longueur de 27 045 km :

- 21 240 km, déjà décidés dont 1 765 km en réhabilitation
- 5 805 km pour les lignes en idée de projet.

Ainsi, la longueur du réseau du GRTE filière Sonelgaz atteindra 49 178 km en 2023. la figure sous dessous montre l'évolution de la longueur totale de notre réseau de transport [35].

2.4.5 Charges électriques :

Les charges électriques sont de natures différentes, résistive comme pour les fours à arc capacitive comme les batteries de compensation et plus habituellement inductive tels que les moteurs et les transformateurs de puissance, en haute tension les charges électriques sont les postes de répartition qui alimentent les réseaux de distribution. Le souci majeur en transport est de garantir une tension fixe au niveau de celle-ci en haute tension l'intervalle de $[+10, -10\%]$ est adopté, tandis que en basse tension l'intervalle $[+5; -5\%]$ est garantie pour protéger le personnels et le matériels. L'alimentation des charges via des transformateurs menus des prises réglables en charge préserve cette condition où le niveau de tension reste pratiquement constant.

2.5 Fluctuation de la consommation :

La consommation d'électricité varie en permanence: au cours des saisons, au cours d'une journée, en suivant le rythme de l'activité quotidienne et économique et en temps réel en fonction de la météo du moment. Les différentes utilisations individuelles de l'énergie électrique, à chaque moment, se traduisent par de fortes fluctuations de la consommation dans le temps, cependant, pour un intervalle de temps d'une demi-heure, ces fluctuations ont un certain caractère cyclique au cours de la journée, de la semaine, et de l'année en créant une saisonnalité [43], à titre indicatif la figure sous dessous indique l'influence de la température sur la demande en Algérie pour le jour 24/08/2010 [44].

2.6 Réglage de tension :

Le gestionnaire du réseau doit veiller pas seulement à la disponibilité de la fourniture de l'énergie électrique mais également de procurer une tension et une fréquence dans une

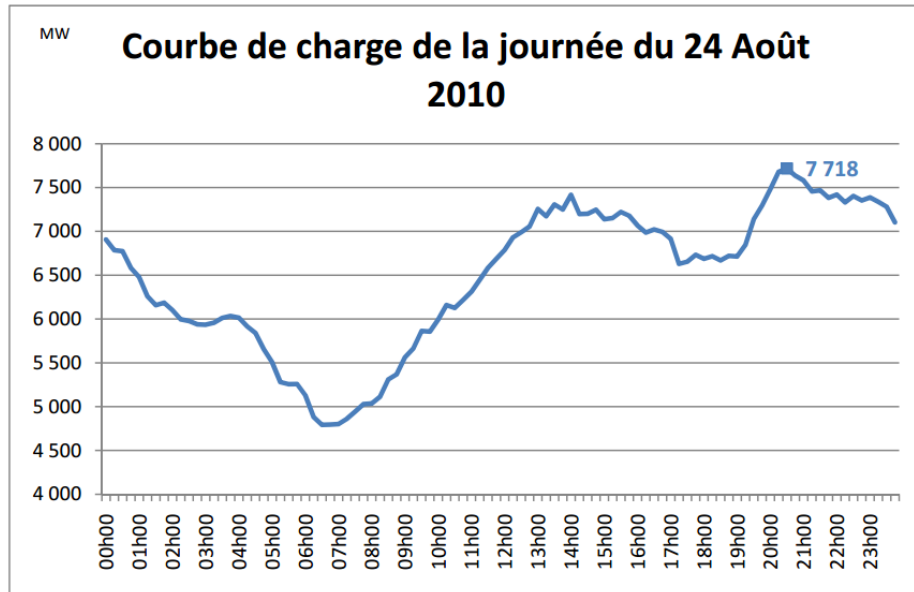


Fig. 2.8 Montre la courbe de charge du 24 août 2010 [42].

fourchette acceptable sujet d'une close contractuelle, en effet le niveau de tension doit rester dans ces limites mentionnées au paragraphe précédent et ce quelque soit la situation de production et de demande, les tensions se dégradent le long d'une ligne chaque fois qu'on éloigne de la source de production qui se traduit par une maximisation des flux de puissance transportés qui risquent d'enclencher le système de protection traité dans le chapitre suivant [45].

2.7 Réglage de fréquence :

Généralement, on procède au réglage de la fréquence à partir d'une régulation de la vitesse de rotation de la turbine, la puissance fluctue d'une heure à une autre, si la demande est diminuée le couple résistant appliqué à l'arbre de la turbine est diminué, la turbine est animée d'une vitesse plus élevée ce qui augmente la fréquence, dans le cas contraire (demande augmente) la turbine est freinée par le couple résistant appliquée à son arbre est la fréquence chutée par suite, en effet une régulation de la vitesse est nécessaire pour que la fréquence reste dans une fourchette acceptable [49.8-50.2].

2.8 L'écroulement de tension :

les creux de tension sont des perturbations transitoires affectant les réseaux pendant moins d'une seconde et accompagnant une baisse de tension de 10 % ou plus de la tension nominale, touchant une ou plusieurs phases, la profondeur du creux peut aller jusqu'à 60 %, la figure sous dessous le schématise clairement. Pour éviter les conséquences fâcheuses de ce phénomène indésirables dans nos installations, les gestionnaires des réseaux électriques déploient de nombreux efforts pour en minimiser l'occurrence.

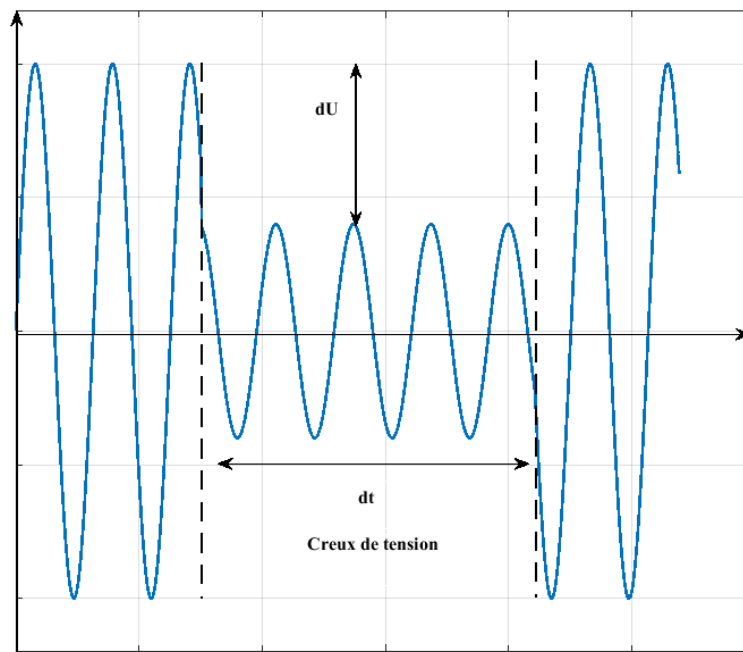


Fig. 2.9 Creux de tension.

Lorsque la tension baisse, les dispositifs de régulation entrent automatiquement en action et agissent sur les groupes de production pour relever la tension. Ces dispositifs ont une action limitée, qui peut être insuffisante en cas d'avarie de groupes de production. Par exemple, le 12 janvier 1987, plusieurs avaries dans des groupes de production de l'ouest de la France, un jour où la consommation était importante, ont conduit à un écroulement de tension dans l'ouest de la France. A Brest, point le plus affecté, la tension du réseau à 400 000 volts n'était plus que de 200 000 volts. Lorsque la tension commence à baisser dans une zone, les zones voisines sont affectées : leur tension baisse également. Lorsque les dispositifs de régulation arrivent en limite de leur efficacité, plus rien ne peut enrayer la chute de la tension et la propagation de l'incident mis à part le délestage, c'est-à-dire la coupure maîtrisée d'une partie de la consommation, en quelques minutes, une zone très vaste peut être affectée. La remise en tension du réseau prend en général plusieurs heures.

2.8.1 Origines des creux de tension :

Les creux de tension proviennent soit du réseau électrique, soit des installations des clients. Ce qui provient de l'installation des clients :

- Démarrage des moteurs de forte puissance (charge fortement inductives).
- Variation importante de la charge.
- Défaut électrique (perte d'une ligne ou câble).

Ce qui provient du côté réseau électrique :

- Contact accidentel avec le voisinage (arbre, engin).
- facteurs climatiques (vent, foudre, pluie).
- cassure d'équipement (isolateur, joint de câble,... etc).

Le nombre, l'amplitude et la durée des creux de tension varient grandement d'un point de raccordement à un autre et dépendent de facteurs tels que le type de réseau (aérien ou souterrain, réseau de transport ou de distribution, etc.). Tout creux de tension peut causer l'arrêt imprévu d'équipements et dans certains cas, entraîner des dysfonctionnements selon le type d'équipement et de procédé utilisés. L'impact financier est aussi fonction du secteur d'activité en cause et du niveau de protection déjà mis en place [46].

2.8.2 Types des creux de tension :

On distingue trois catégories de creux en fonction du nombre de phases concernées (voir aussi la Figure 2) :

- Type I : Chute principalement d'une des tensions phase-neutre.
- Type II : Chute principalement d'une tension phase-phase.
- Type III : Les tensions sur les trois phases sont touchées de manière équivalente.

Les types I et II sont typiquement causés par des courts circuits mono- ou biphasés. Le type III est la conséquence de courts-circuits triphasés. Cette figure comprend deux graphiques en abscisse la durée en millisecondes et en ordonnée la tension en pourcentage. Le premier graphique (à gauche) illustre les exigences relatives aux creux de tension de type 1 touchant une phase, et de type 2 affectant deux phases. Il montre que les équipements

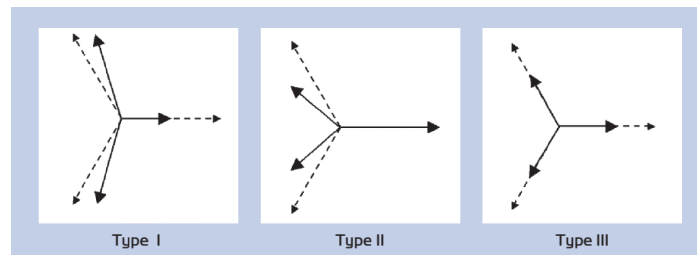


Fig. 2.10 Type de creux de tension.

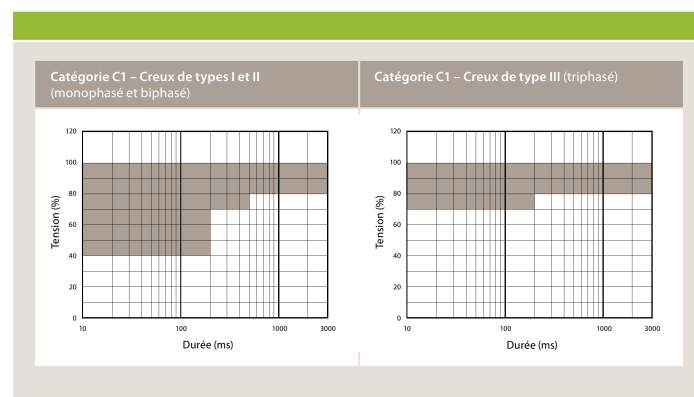


Fig. 2.11 Seuils tolérée des creux de tension.

doivent pouvoir tolérer des creux allant jusqu'à 60% de leur tension nominale pendant un maximum de 200 ms, des creux de tension allant jusqu'à 30% de cette tension pendant un maximum de 500ms et des creux allant jusqu'à 20% de cette tension pendant un maximum de 3000 ms. La deuxième figure représente les exigences relatives aux creux de tension de type 3 touchant trois phase, elle montre que les équipements doivent pouvoir tolérer des creux de tension allant jusqu'à 30% de leur tension nominale pendant un maximum de 200ms et des creux de tension allant jusqu'à 20% de cette tension pendant un maximum de 3000ms.

2.8.3 Solution pour prévenir contre les creux de tension :

- Eviter le démarrage direct des moteurs de forte puissance qui causent des chutes de tension importantes c'est le cas de la station de pompage SP 1 de In Aminass de SONATRACH qui a des moteurs asynchrones de 1.2 MW alimentés par une ligne de 5.5 Kv de la station d'EIGAR (station sonelgaz) , on a remarqué que lors de démarrage de cette machine la chute de tension mesurée dans la ligne est 1.5 KV ce qui est nuisible pour les moteurs (appel de courant important) comme pour le fournisseur de l'énergie (activation de la protection à minimum de tension) de la ligne.

- Mise en œuvre de démarrages progressif des moteurs asynchrones de forte puissance c'est le cas de la station de pompage SP2 de loutaya qui presente des moteurs 5.5Kv alimenté par un démarreur électronique progressif (ABB), le centre national de dispatching des huiles hydrocarbure de hassi-massoud (CDHL) emploie des autotransformateurs pour minimiser les chutes de tension considérables lors de démarrages de ces motopompes pour évacuer le brut vers le nord du payé.
- Installation de transformateurs de type ferrorésonant.
- Utilisation de régulateurs automatiques de la tension.
- Emploie des alimentations sans découpage.
- Ajout des closes contractuelles d'exigences contre les creux de tension lors de la passation de marché d'électricité.

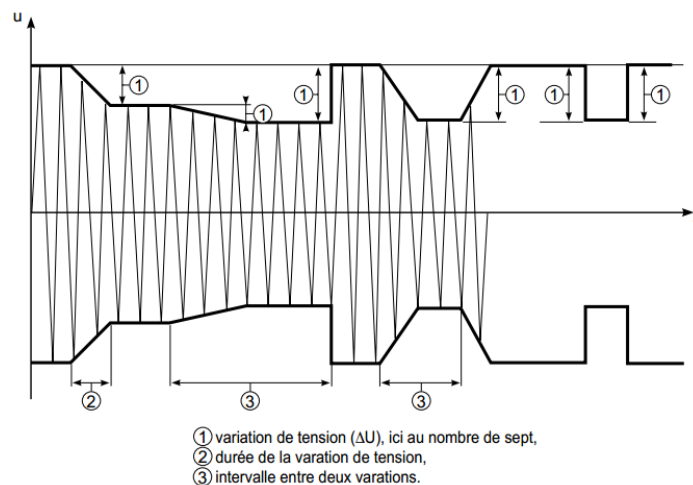


Fig. 2.12 Fluctuation de la tension.

2.9 Fluctuation de la tension (flicker) :

La fluctuation lente de la tension est une diminution de la valeur efficace de la tension de moins de 10 %. La tension est modulée en amplitude par une enveloppe dont la fréquence est comprise entre 0,5 et 25 Hz. Le phénomène est dû à la propagation sur les lignes du réseau d'appels de courants importants à la mise en service ou hors service d'appareil dont la puissance absorbée varie de manière rapide (les fours à arcs, les machines à souder, les moteurs à démarrages fréquents, ...), les conséquences de la fluctuation lente de la tension

s'observent essentiellement sur des lampes à incandescence où elle provoque un papillotement du flux lumineux (Flicker), cette gêne visuelle est perceptible pour une variation de 1% de la tension. [47]

2.10 Libéralisation du marché de l'électricité :

La libéralisation du marché de l'électricité s'agit en réalité de l'ouverture du marché de l'énergie électrique, sur un marché concurrentiel, la vente et la fourniture d'énergie sont dissociées du transport et de la gestion des réseaux. Les activités de fourniture d'énergie sont libéralisées, cela signifie que nous pouvons acheter notre énergie auprès du fournisseur de notre choix. La libre concurrence vaut pour tous les biens et services et s'applique dès lors aussi au choix d'un fournisseur d'énergie. Progressivement, toutes les entreprises et tous les particuliers peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Chaque client, chaque entreprise peut ainsi choisir le partenaire énergétique qui répond le mieux à ses besoins. Par ailleurs, la concurrence génère un meilleur service, une plus grande orientation client et des prix répondant à l'offre et à la demande sur le marché [43]. Dans ce marché libre il est important que les sociétés productrices organisent efficacement, leurs opérations, maximisent leurs marges bénéficiaires, et minimisent leurs coûts de production.

2.11 Impact des générateurs d'énergie dispersée aux réseaux de distribution HTA :

Le développement récent des générateurs d'énergie dispersée (GED en abréviation) et leur introduction de plus en plus importante aux réseaux de distribution peuvent avoir des conséquences au fonctionnement de ces derniers [48].

2.11.1 Les différents types et technologies de GED :

Les GED sont généralement des installations de petite capacité qui sont raccordées aux niveaux de tension peu élevés. Selon la conception et les technologies utilisées, il y a plusieurs types de GED [49]:

- Générateurs à combustion traditionnels : tel que les turbines à gaz (à cycle simple, cycle récupéré, et cycle combiné) ou les systèmes de cogénération. Ces derniers peuvent participer aux services système grâce à la contrôlabilité en puissance sortie à la fois active et réactive.

- Générateurs non traditionnels telque:
 - Des dispositifs électrochimiques comme les piles à combustible
 - Des dispositifs de stockage : les batteries, les volants d’inertie et les supercondensateurs,...
 - Les systèmes à base d’EnR (Energie Renouvelable) : les éoliennes, ou les panneaux photovoltaïques (PV),... Leur puissance installée peut varier de quelques dizaines de watts jusqu’à quelques MWs. La puissance fournie en fonctionnement par ces productions est intermittente car elle dépend de la disponibilité de la source primaire (vent, soleil,...), l’introduction des GED dans les réseaux de distribution HTA et BT est favorisée par deux principaux faits suivants : premièrement, c’est la libéralisation du marché de l’électricité qui ouvre la voie pour intégrer des producteurs privés dans le système électrique ; et deuxièmement, c’est la subvention publique qui rend des sources d’énergie renouvelables rentables pour ces producteurs. Puisque l’exploitation de ces sources d’énergie restent encore chère en ce moment et les techniques à prix bas pour les maîtriser sont encore à développer. Les avantages des GED [50]: les avantages des GED sont:
 - Ils peuvent être installés à proximité des consommateurs. Ceci réduit le coût de transport et de distribution d’énergie électrique, et parfois, les pertes électriques.
 - On peut trouver plus facilement les sites d’installation pour des petits producteurs.
 - La durée d’installation est plus courte.
 - Ils utilisent des technologies « vertes », c’est-à-dire propres et peu d’impact environnemental.
 - La co-génération améliore le rendement énergétique de la production (40% pour une centrale thermique classique contre 60 à 70% pour une unité de cogénération).

2.11.2 Impact des GED aux réseaux HTA :

Malgré ses avantages, l’introduction des GED entraine plusieurs impacts sur le fonctionnement et la protection des réseaux de distribution car les schémas d’exploitation et de protection de ces réseaux ont été conçus pour des flux de puissance descendant du poste source vers les charges avec des départs radiaux. Le raccordement d’unités de production vient remettre en cause ces schémas d’exploitation. On peut constater ci-dessous des impacts majeurs [50] [51]:

2.11.3 Impacts sur le flux de puissance :

Le système électrique a été construit pour un flux de puissance unidirectionnel : l'énergie électrique générée à partir des grandes centrales électriques est transmise par les réseaux de transport et répartition vers les réseaux de distribution. Ces derniers vont ensuite acheminer de l'énergie aux consommateurs. Si les GED sont intégrés de manière importante aux réseaux de distribution, il est possible qu'à un moment donné, l'énergie puisse remonter vers les réseaux de transport et répartition. Il faut donc prendre en compte cette bidirectionnalité dans la gestion du système (tant technique qu'économique), même si les ouvrages sont intrinsèquement bidirectionnels. Il faut vérifier également le respect des capacités de transit du réseau parce que la puissance injectée par les GED peut entraîner dans certaines branches du réseau, des flux de puissance plus élevés que la tenue électrique des matériels (lignes, câbles,...). Ceci entraînera ensuite le vieillissement plus rapide, voire des défauts de ces matériels liés à l'échauffement. La vérification est réalisée via le calcul de l'écoulement de charge avec les hypothèses et données précisées. Ensuite, les tronçons du réseau où des dépassements de transit sont constatés seront déterminés. On peut supprimer ces dépassements en faisant des travaux de renforcement ou de création de réseau.

2.11.4 Impacts sur le plan de protection :

L'intégration des GED aux réseaux de distribution peut entraîner des problèmes suivants : l'augmentation de la puissance de court-circuit des réseaux, les fonctionnements intempestifs des protections ou l'aveuglement de ces dernières. Il y a aussi un problème sur le fonctionnement en mode d'îlotage du réseau. Des révisions du plan de protection sont alors indispensables.

2.12 La protection et les systèmes de compensation FACTS

:

Dans le domaine de la protection et de la perturbation des réseaux électrique, la puissance de court-circuit est une grandeur importante car elle qualifie l'impédance interne équivalente d'un réseau (modèle de Thévenin) vu d'un point d'observation :

- En termes de courant de défaut, cette impédance interne limite la contribution du réseau au courant de défaut.
- En termes de perturbation, la qualité de la tension sera d'autant meilleure que l'impédance interne du réseau est faible.

- Lors d'un court-circuit triphasé, le courant de défaut se définit par :

$$I_{CC3ph} = V_n / Z_{CC} \quad (2.3)$$

Avec V_n est la tension simple du réseau et Z_{CC} est l'impédance de Thévenin du réseau vue du point d'observation. La puissance de court-circuit triphasé peut être calculée par :

$$S_{CC3ph} = 3V_n I_{CC3ph} = \sqrt{3} U_n I_{CC3ph} \quad (2.4)$$

Où U_n est la tension composée nominale du réseau. Un réseau peut être caractérisé par ses deux puissances de court-circuit monophasé et triphasé qui permettent de définir les impédances directe et homopolaire équivalentes. S_{CC3ph} est un critère dans le choix des dispositifs (câbles, disjoncteurs, machines, etc.) connectés à un réseau, en tenant compte de leur tenue vis-à-vis des contraintes de courant de défaut sur le réseau. Le raccordement des Système de compensation dynamique FACTS (type série TCSC) par exemple dans les réseaux électriques peut réduire l'impédance Z_{CC} alors le courant de défaut et la puissance de court-circuit vont augmenter. En conséquence, les dispositifs de réseau qui ont été choisis en se basant sur la puissance de court-circuit initiale peuvent être endommagés par un courant de défaut plus élevé.

2.13 Conclusion :

Ce premier chapitre intitulé généralités sur les réseaux électriques vient de donner une présentation générale sur les réseaux électriques, les définitions de base des réseaux telque les différents types et architectures des réseaux électriques sont exposées, les éléments essentiels constituant le réseau sont expliqués avec leur modélisation, le plan d'investissement national en matière de production et de transport de l'énergie électrique pour le plan 2013-2024 est aussi traité. Les différents phénomènes indésirables au bon fonctionnement des systèmes énergétiques tels que la fluctuation de la charge, chute et creux de tension sont abordés, néanmoins les conséquences fâcheuses de ces derniers sur la stabilité et la continuité de service sont préjudiciables, pour en prévenir l'implantation d'un système de protection flexible et efficace est obligatoire ce qui représente le sujet du chapitre suivant.

Eléments et Fonction du Système de Protection

3.1 Introduction :

L'exploitant du réseau électrique ne se contente pas seulement de répondre à la demande croissante de l'énergie électrique mais également avec une sécurité et continuité de service exemplaire, une sécurité qui doit préserver à la fois la sûreté de personnels et les matériels exploités.

Le choix de la qualité élevée des matériels électriques ne garantit pas la sécurité voulue, cependant la mise en place d'un système de protection très efficace établi par les ingénieurs électriciens est essentiel pour dépasser les incidents qui peuvent toucher ces installations avant d'en éliminer les causes. L'explosion informatique ces 15 dernières années fait un ressort dans ce domaine qui a permis de remplacer les relais analogiques généralement faisant une seule fonction de protection par des relais numériques réalisant plusieurs fonctions en même temps et qui permettent la commande des disjoncteurs à distance et le reparamétrage facile des seuils de protection après une éventuelle extension ou modification de l'installation surveillée en effet les relais REF de l'ABB et SEPAM de Schneider font une révolution pertinente en matière de protection.

Ce chapitre vient d'exposer le rôle de la protection ainsi que les différentes protections employées pour protéger les éléments principaux d'un réseau à savoir les alternateurs, les moteurs, les transformateurs, les lignes et les jeux de barres, contre les défauts électriques.

3.2 Définition de la fonction de protection :

Les relais de protection sont des appareils qui comparent en permanence les grandeurs électriques du réseau telles que le courant, la tension, la fréquence, l'impédance, la puissance...etc. à des seuils prédéterminés et qui donnent automatiquement des ordres d'action (ouverture d'un disjoncteur) ou une alarme lorsque les grandeurs surveillées dépassent les seuils, le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que court-circuit, perte d'isolement, variation de la tension, dysfonctionnement d'une machine. Les buts visés par les dispositifs de protection sont multiples :

1. Protéger les personnes contre les dangers de défauts électriques,
2. Préserver la durabilité de matériel (un court-circuit triphasé sur un jeu de barres moyenne tension peut faire fondre jusqu'à 50kg de cuivre en 1 seconde; la température de l'arc peut dépasser en son centre 10000 [53])
3. Limiter les contraintes thermiques, diélectriques et mécaniques aux quelles sont soumises les installations électriques à savoir les jeux de barres câbles, lignes, enroulements des machines et transformateurs de puissance.
4. Protéger les installations voisine de commande, de télécommunication, tel-surveillance contre les défauts propagés dans le voisinage et la charpente métallique en réduisant les tensions induites.
5. préserver la stabilité et la continuité de service du réseau.

Les relais de protection sont :

- Autonome (Sans alimentation auxiliaire) : lorsque l'énergie nécessaire à son fonctionnement est prise directement sur le circuit surveillé.
- A alimentation auxiliaire lorsque l'énergie nécessaire à son fonctionnement est prise sur une source auxiliaire de tension continue ou alternative indépendante du circuit surveillé.

3.3 Chaîne de protection :

Le système de protection se compose d'une chaîne constituée généralement des éléments suivants :

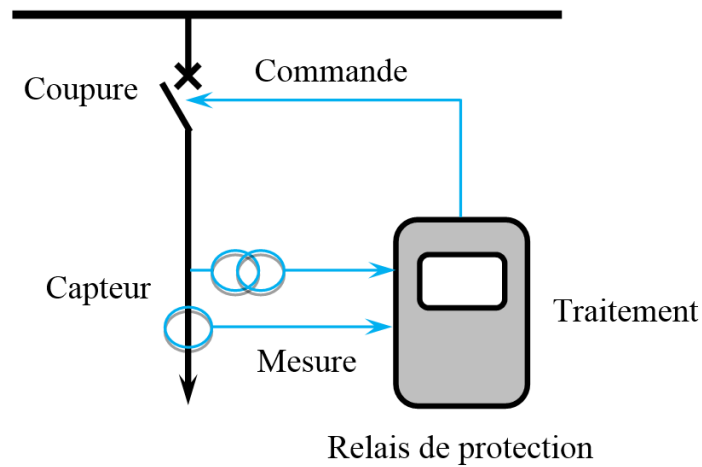


Fig. 3.1 Chaîne de protection.

3.3.1 Transformateurs de mesure :

Les transformateurs de mesure doivent transmettre une information (un signal électrique) avec une précision garantie et assurent l'isolement entre le circuit primaire et le circuit secondaire (circuit de mesure). Cette isolation doit supporter la tension et la surtension du réseau ainsi que les courants de défauts. Les transformateurs de mesure (réducteurs de mesure) sont principalement des transformateurs de tension (*TT*) et des transformateurs de courant (*TC*). Ils sont destinés à ramener les tensions et les courants sur les circuits principaux à des valeurs plus faibles et faciles à [54].:

- ✓ Mesurer et afficher.
- ✓ Utiliser pour des installations de comptage, pour calcul des puissances P et Q ... etc.
- ✓ Utiliser pour alimenter des circuits de protections électriques ou des régulateurs.

3.3.2 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 ou 5 ampères. La fonction de ces transformateurs est de fournir au secondaire un courant proportionnel au courant primaire mesuré. Son utilisation concerne autant la mesure que la protection. Le rapport de transformation du TC s'exprime par : $m = I_1/I_2$, cependant pour garantir une bonne exploitation de ces appareils il est utile de les exploiter dans leur partie linéaire en évitant le phénomène de saturation par les forts tensions

et courants pour garantir une lecture fidèle ainsi :

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

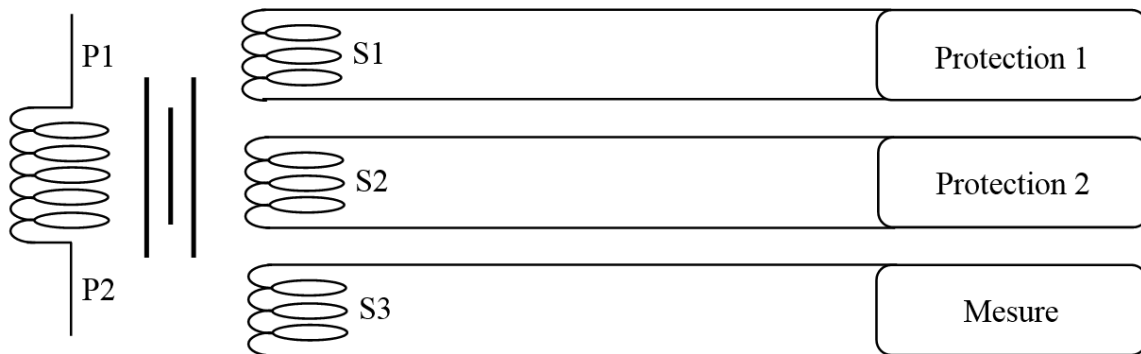


Fig. 3.2 Désignation des bornes du transformateur de courant.

Types des transformateurs de courant :

TC avec une seule spire au primaire : Il s'appelle aussi à barre passante dont le primaire se réduit à une barre de cuivre traversant l'enroulement secondaire, il est utilisé dans les cellules d'appareils de coupure moyenne tension.

Transformateur de courant traversant : Ce sont les conducteurs de la cellule de l'appareil de coupure moyenne tension qui ont la fonction de spire primaire [54].

Transformateur à tore : Il est destiné à être installé sur un câble.

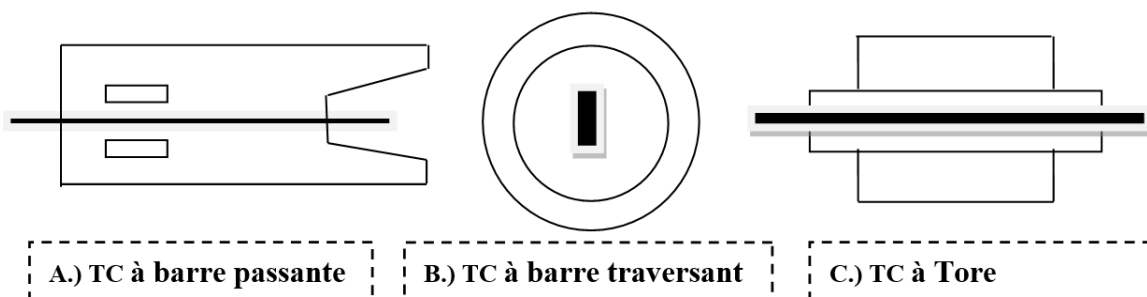


Fig. 3.3 Types des Transformateurs de courant.

Paramètres du transformateur de courant suivant la norme CEI 185 :

Le transformateur doit être adapté aux contraintes d'utilisation qui peut être un dispositif de protection, de mesure ou de comptage. L'utilisation prévue du TC permet la détermination des courants primaires et secondaires assignés, la puissance et la classe de précision. Les caractéristiques des transformateurs de courant ne sont valables que pour des conditions normales de fonctionnement, un déclassement est à prévoir en fonction de la température ambiante et de l'altitude [55].

- ① Courant primaire assigné : Il est défini par la norme et choisi parmi les valeurs suivantes 10-12.5-15-20-25-30-40-50-60-75 et leur multiples et sous multiples décimaux.
- ② Courant secondaire assigné : Il est égal à 1 ou 5A
- ③ Puissance de précision : Elle exprime la puissance apparente en VA à un facteur de puissance spécifié que le transformateur peut fournir au circuit secondaire, elle est définie pour le courant secondaire assigné et la charge de précision sur laquelle sont basées les conditions de précision. Les valeurs normalisées sont : 1-2.5-5-10-15-30VA.
- ④ Classe de précision : Elle définit les limites d'erreur garantie sur le rapport de transformation dans des conditions spécifiées de puissance et de courant.

Précision des transformateurs de courant destinée pour la mesure :

Elle est définie par la classe de précision qui détermine l'erreur admissible en Phase et en module sur une plage de $\pm 20\%$ du courant primaire assigné. Les classes de précision normalisées par CEI sont : 0.1-0.2-0.5-1-3-5.

- (a) Les classes 0.5 et 1 sont utilisées dans la majorité des cas.
- (b) La classe 0.2 n'est utilisée que pour le comptage précis.
- (c) Les classes 0.1-3-5 sont rarement utilisées.

Transformateurs de courant utilisés pour la protection suivant la norme CEI 185 :

Facteur limite de précision (FLP) : Ce facteur est le rapport entre le courant limite de précision I_l pour lequel l'erreur est garantie inférieure à 5 ou 10 % selon que la classe de précision est de 5P ou 10P et le courant primaire assigné I_{pn} .

$$FLP = \frac{I_l}{I_{pn}} \quad (3.1)$$

Ainsi l'appareil sature pour un courant d'autant plus grand que le FLP. Les facteurs limites de précision normalisés par CEI sont 5-10-20-30.

Application	Classe de précision
Protection différentielle	5P
Protection à maximum de courant phase	10P

Exemple de transformateur de courant utilisé pour la protection.

Caractéristique de l'appareil :	100/1 A, 15 VA ,5P10
Courant primaire assigné : 100A	Courant secondaire assigné : 1A
Puissance de précision : 15 VA	Classe de précision : 5P
Facteur limite de précision (FLP) :	10

3.3.3 Transformation 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. L'utilisation concerne autant la mesure que la protection. 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). Le rapport de transformation de TT est : $m = V_2/V_1$, il est strictement interdit de court-circuiter le secondaire d'un transformateur de tension TT, son secondaire doit être toujours ouvert présentant ainsi une charge infiniment grande contrairement au TC qui doit être court-circuité. Le principe de fonctionnement d'un TT est schématisé par la figure sous dessous :

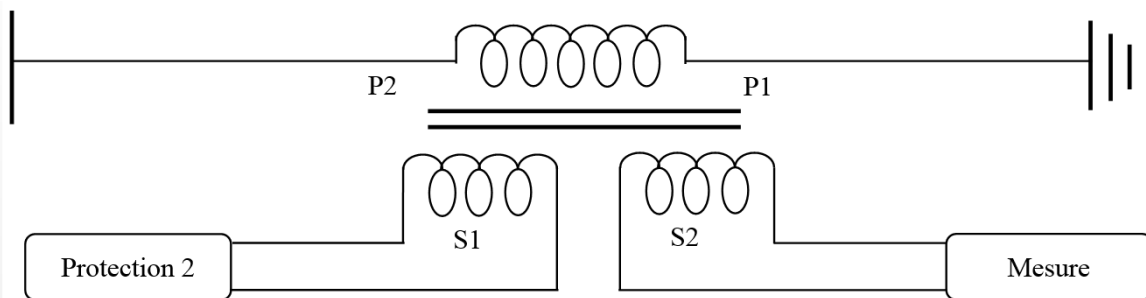


Fig. 3.4 Schéma d'un transformateur de tension.

Paramètres des transformateurs de tension suivant la norme CEI 186 :

Le transformateur de tension doit être adapté aux contraintes liées à l'utilisation qui peut être un dispositif de protection ou de mesure. L'utilisation prévue du transformateur de tension permet de déterminer la tension secondaire assignée, la puissance et la classe de précision, et la puissance thermique limite. Comme tout appareil, il doit supporter les contraintes du réseau liées à la tension, au courant et à la fréquence, les caractéristiques des transformateurs de tension ne sont valables que pour des conditions normales de fonctionnement. Un déclassement est à prévoir en fonction de la température ambiante et de l'altitude [55].

Ⓐ **Facteur de tension assigné** : C'est le facteur par lequel il faut multiplier la tension primaire assignée pour déterminer la tension maximale pour laquelle le transformateur doit répondre aux prescriptions d'échauffement et de précision spécifiée pendant le temps nécessaire à l'élimination du défaut.

Ⓑ **Tension primaire assignée U_p** : Il dépend la construction et le type de raccordement du transformateur entre phase et terre ou entre phase et phase.

Raccordement entre phase et terre $U_p = U/\sqrt{3}$ raccordement entre phase $U_p = U$

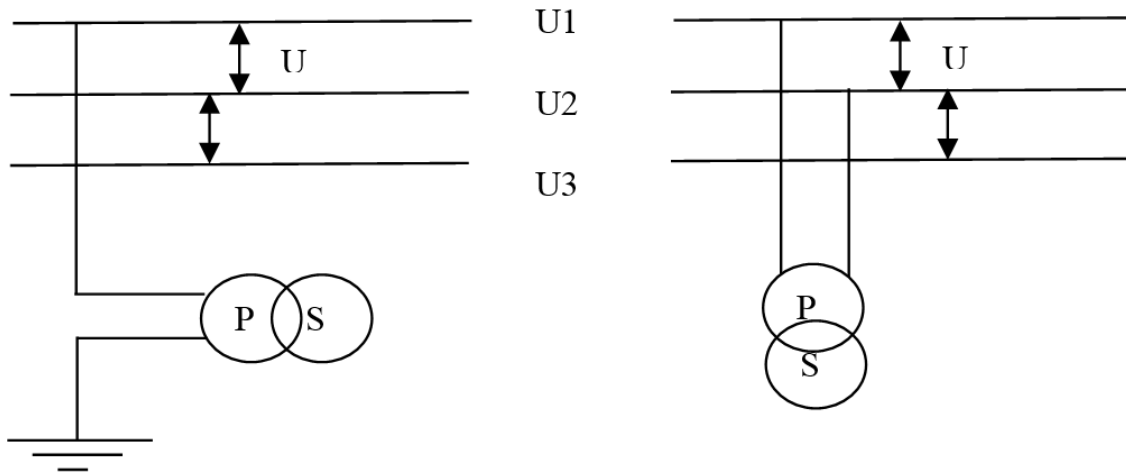


Fig. 3.5 Raccordement d'un transformateur de tension.

Ⓒ **Tension secondaire assignée** : Elle est égale à 100 ou 110 V pour les transformateurs raccordés entre phase, pour les transformateurs raccordés entre phase et terre, la tension secondaire assignée est divisée par $\sqrt{3}$

Ⓓ **Puissance de précision** : Elle est exprimée en VA, c'est la puissance apparente que le transformateur de tension peut fournir au secondaire lorsqu'il est branché sous sa tension primaire assignée et raccordé à sa charge de précision, sans introduire d'erreur dépassant les valeurs garanties par la classe de précision. Les valeurs normalisées par CEI sont :10-15-25-

30-75-100-150-200-300-400-500 VA.

© **Classe de précision** : Elle définit les limites d'erreurs garanties sur le rapport de transformation et sur la phase dans des conditions spécifiées de puissance et de tension.

3.3.4 Les relais de protection :

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent une ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, ... etc), on les transformant à un ordre de fermeture ou ouverture d'un disjoncteur lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance. Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension, augmentation de température, variation de fréquence... etc. Un relais de protection détecte l'existence de conditions anormales par la surveillance continue d'une telle installation.

Les relais peut être avec ou sans alimentation auxiliaire, si l'alimentation nécessaire à son fonctionnement est prise directement sur l'installation contrôlée on dit que le relais est autonome, dans le cas contraire lorsque l'alimentation interne de ce dernier est prise d'une source auxiliaire continu ou alternative on dit que le relais est à source d'alimentation indépendante, dans les installations industrielle la source auxiliaire d'alimentation offre un avantage intéressant pour la continuité de surveillance et le sauvegarde des données du réseau même lors de la rupture de l'alimentation principale, généralement la source auxiliaire est continu 110V qui est le cas pour les relais numériques IMM 7000 de SIMENS installés dans la station de pompage de brut SP1 de IN AMINAS.

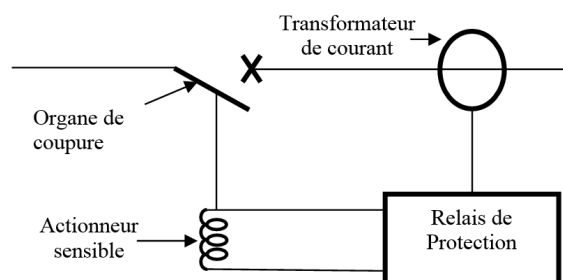


Fig. 3.6 Relais à maximum de courant sans alimentation auxiliaire.

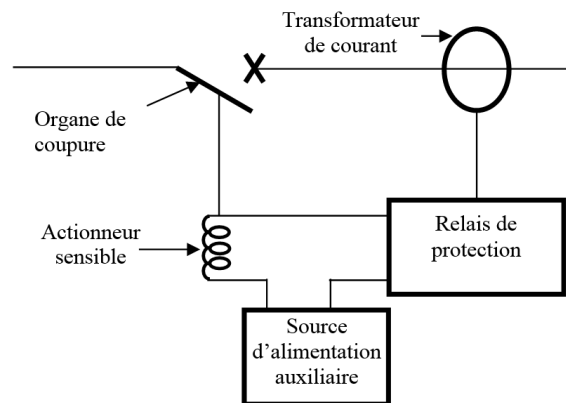


Fig. 3.7 Relais à maximum de courant avec alimentation auxiliaire.

3.4 Classification des relais :

3.4.1 Les relais électromécaniques :

Sont basés sur le principe système d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. On utilise généralement un ressort de réglage détermine la limite de l'action d'un disque sur un déclencheur (points de réglage). Les équipements électromécaniques sont des assemblages de plusieurs fonctions telles que la détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se caractérisent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats surtout dans les zones poussières telles que les concasseurs les cimenteries et les carrières. Mais un contrôle régulier est nécessaire dont la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation [55]. Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent peu rencontrés, sont :

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

- 5. Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples en nombre limité et sans redondance.

De ce fait, ce type de relais de protection tend à disparaître à l'heure actuelle. A titre d'exemple on cite les relais PSW162, RXAP6235 utilisée au poste Oued-El-Othmania (OAT).

3.4.2 Les relais statiques :

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

- 1. Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de défaut.
- 2. Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète. Les inconvénients de ces dispositifs est le risque d'être hors d'état de fonctionnement entre deux périodes de tests de maintenance.
- 3. Grande puissance consommée.
- 4. Faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle).

Exemple : relais LZ96a ABB, 7SL27 Siemens (utilisés au poste Oued-El-Othmania (OAT)).

3.4.3 Les relais numériques :

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980 avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, 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 des 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.

Ces dispositifs nécessitent une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- 1. L'intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité.
- 2. Possibilité de traitement et de stockage de données.
- 3. L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe),
- 4. Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs, ...etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance.

En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle comme les réseaux neuronaux et la logique floue. Les relais numériques les plus répandus aujourd'hui sont le relais REF de l'ABB et SEPAM de SCHNEIDER. La société SONELGAZ [55] est entrain de remplacer ces équipements de type Electromécanique et Electrostatique par des équipements numériques, en plusieurs étapes.

3.5 Les différents types de protection :

3.5.1 Protection à maximum de courant phase :

Cette protection est destinée pour détecter les surintensités dans une installation électrique mono ou triphasés, la protection est activée lorsque la valeur du courant contrôlé dépasse le seuil de réglage communément appelé le seuil de fonctionnement imposé par l'exploitant de l'installation. Cette protection peut être temporisée, est la protection ne sera activée qu'après le dépassement du courant le seuil de réglage au moins égale à la temporisation sélectionnée.

Protection à temps indépendant :

Dans ce cas la temporisation est constante et n'a aucune relation avec la valeur du courant mesuré. La figure sous dessous explique le fonctionnement de cette dernière où I_s est le seuil de réglage de courant de coupure, et T est le retard de fonctionnement de la protection ou la temporisation.

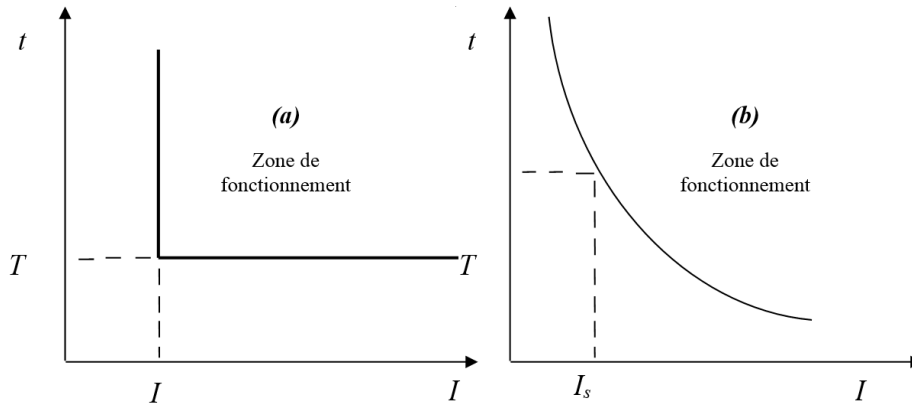


Fig. 3.8 Caractéristique temps courant d'une protection (a-Temps indépendant, b- Temps dépendant).

Protection à temps dépendant :

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement, plus le courant est élevé plus la temporisation est faible. Le fonctionnement de la protection à temps dépendant est défini par les normes CEI 255-3 et BS 142 elles définissent plusieurs types de protections à temps dépendant qui se différencient par leur pente de leurs courbes on trouve protection à temps inverse, très inverse, ou extrêmement inverse [55]. Le choix d'une telle courbe est liée aux contraintes thermiques et électrodynamiques de l'installation et à la sélectivité employée entre les protection. la courbe suivante indique la relation entre la temporisation et la valeur du courant détectée.

3.5.2 Protection à maximum de courant terre :

Cette protection joue un rôle vitale pour protéger nos installation contre la circulation du courant terre lors d'un défaut d'isolement, la protection est activée lorsque le courant résiduel $I_{rsd} = I_1 + I_2 + I_3$ dépasse le seuil de réglage pendant une durée égale à la temporisation choisie dans le cas normal ou aucun défaut n'est apparu on peut confirmer que la somme des trois courants phase est nul qui reflète par la suite les caractéristiques d'un système triphasés

équilibré, ou lors d'un défaut terre, cette somme n'est plus nulle donnant ainsi la valeur du courant traversant la terre. La protection peut être à temps dépendant ou indépendant de façon identique à la protection à maximum du courant phase ce choix est lié aux besoins de l'exploitation et caractéristique du disjoncteur maintenu.

Mesure du courant terre :

Le courant résiduel peut être mesuré par deux méthodes :

- ① La première par un transformateur tore enserrant les trois câbles dont le secondaire voit un flux résultant magnétique de ces trois conducteurs, dans le cas ordinaire (aucun défaut terre n'est présenté) ce flux est nul (somme vectorielle de trois vecteurs égaux déphasés entre eux d'un angle de $2\pi/3$), si un défaut d'isolement affectant un de ces câbles ce flux n'est plus nul donnant par suite la valeur du flux résiduel $\theta_{rsd} = \theta_1 + \theta_2 + \theta_3$ proportionnel au courant résiduel I_{rsd} .
- ② La deuxième par utilisation de trois transformateurs de courant dont les neutres et les phases sont reliés suivant la figure sous dessous.

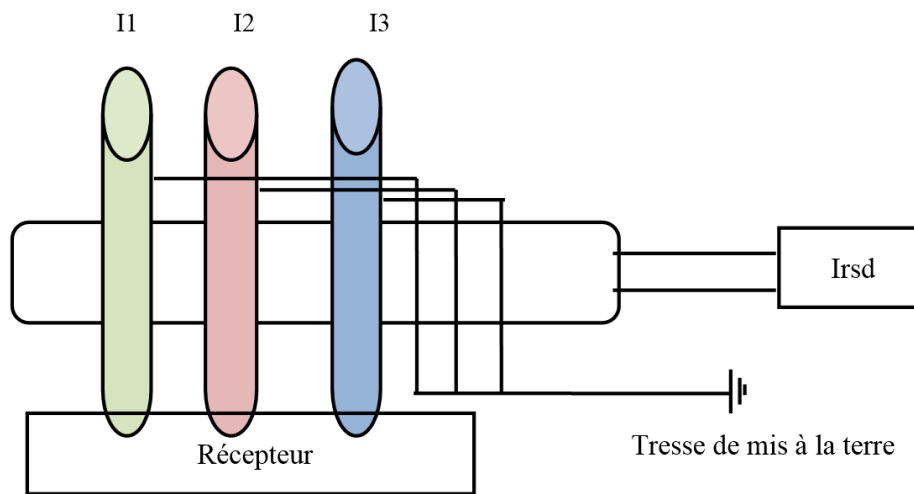


Fig. 3.9 mesure de courant résiduel par un tore.

Notant que pour l'utilisation d'un transformateur tore il est obligatoire de mettre l'écran conductrice des trois câbles à l'intérieur du tore afin de détecter tout courant de défaut interne des trois câbles.

Réglage minimal des seuils de protection :

Concernant le réglage de cette protection il est intéressant de noter que le réglage de protection utilisant un transformateur tore doit être supérieur à 1 A pour une temporisation de 0.1 s et ce

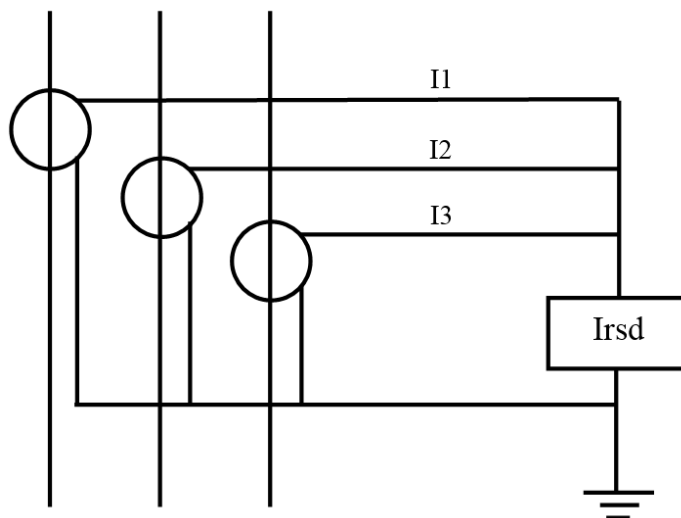


Fig. 3.10 Mesure de courant de terre par trois transformateurs de courant.

pour éviter le déclenchement intempestive du aux courants transitoires dans les installations industrielles. Pour la protection basée sur l'emploi de trois transformateurs de courants, il faut veiller à régler le seuil de courant supérieur à 12% du courant nominal des *TC*.

3.5.3 Protection à maximum de courant phase directionnel :

Cette protection a deux objectifs, le premier est de protéger l'installation contre les forts courants, le deuxième est pour détecter leur sens. Pour mieux comprendre le rôle et le principe de fonctionnement de cette dernière il est bel et bien d'analyser l'exemple suivant. Soit l'installation schématisée par la figure suivante :

Avec : $P1, P4$: Protection à maximum de courant phase.

$P3, P4$: Protection à maximum de courant phase directionnel.

$Icc1, Icc2$: court circuit alimenté par les source 1,2 respectivement

Lors de défaut en point A, les deux courant de court-circuit $Icc1$ $Icc2$ s'établissent simultanément, les quatre protections $P1, P2, P3, P4$ sont traversés par un courant de court circuit. Or pour éliminer le défaut sans couper l'alimentation des départs, seuls les disjoncteurs $D1, D2$ doivent déclencher. Pour y parvenir, on installe des protections à maximum de courant phase directionnel en $P1$ et $P2$.

Le système de protection se comporte de la façon suivante :

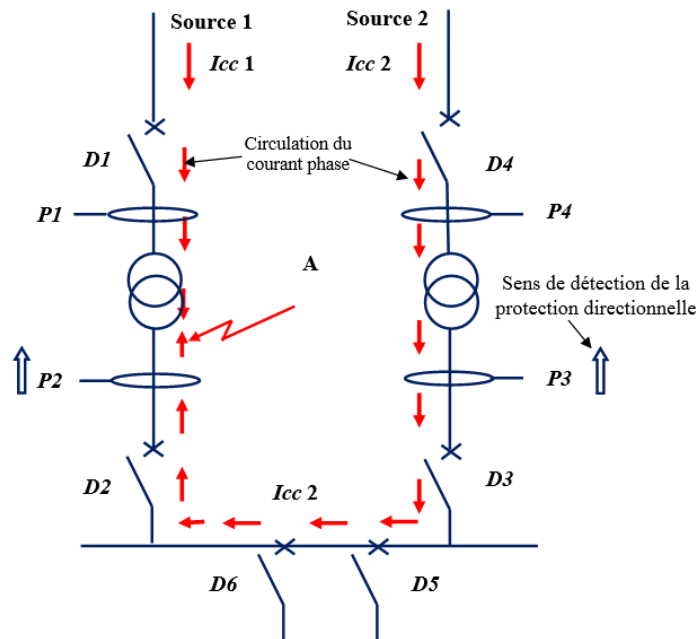


Fig. 3.11 Réseau à double alimentation affecté par un court-circuit.

- La protection P3 n'est pas active car elle est traversée par un courant circulant dans un sens opposé de sa sens de détection.
- La protection P2 est activée car elle est traversée par un courant circulant dans le sens de sa détection, elle provoque le déclenchement du disjoncteur D2 est le courant ICC2 sera coupé.
- Un système d'inter-déclenchement provoque l'ouverture de D1, le courant ICC1 est donc coupé.
- La protection P4 n'est pas activée car elle est temporisée.
- Le tronçon en défaut est donc isolé.

On dit que la protection détecte le sens du courant mais en réalité elle détecte le signe de la puissance active dans une installation [55].

3.5.4 Principe d'une protection à distance :

Principe de base :

Un relais distant comme son nom l'indique, à la capacité de détecter une panne à une distance prédéfinie sur une ligne de transport ou un câble d'alimentation depuis son emplacement.

Chaque ligne électrique a une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa construction ainsi son impédance totale sera une fonction de sa longueur ou de sa distance. Un relais distant observe donc le courant et la tension et les compare en s'appuyant sur la loi d'Ohm. Le principe de la protection de distance est schématisé ci-dessous [55, 56]:

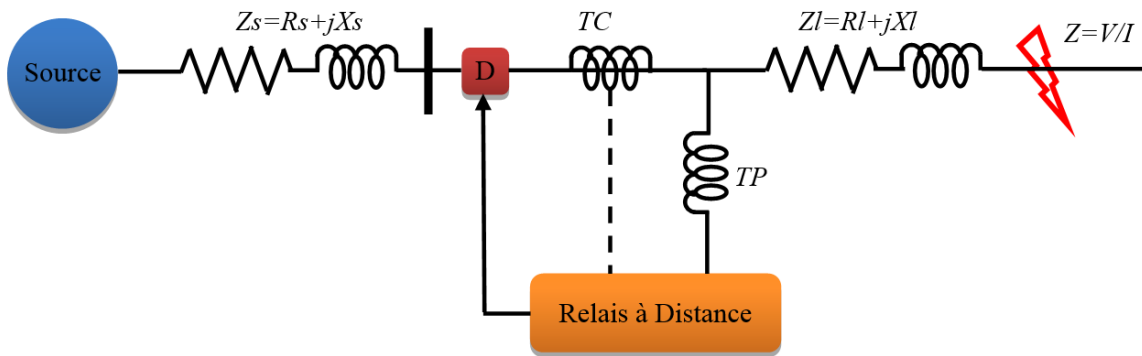


Fig. 3.12 Principe de base du fonctionnement.

Schéma de protection à distance :

Le principe de la protection à distance est basé sur la loi d'Ohm : $U = ZL * I$ sachant que $ZL = RL + jXL$. En cas de défaut, le courant I augmente et la tension U sera diminuée ce qui affecte le changement de l'impédance de cette ligne ZL ; or l'impédance de la ligne ZL est proportionnelle à la longueur (L), donc pour déterminer la longueur où se trouve le problème, il suffit de connaître l'impédance qui est l'image de la tension et le courant circulé à partir des transformateurs de mesures TT et TC. La ligne à protéger doit être partagée en deux zones avale et une zone amont (Fig.3.12). Le schéma conventionnel de la protection à distance est illustré par la figure suivante :

- ① La première zone couvre 85% de la ligne avec un déclenchement instantané $t = 0s$.
- ② La deuxième zone est temporisée et destinée à protéger 15% de la ligne restante, et également le poste suivant.
- ③ La troisième zone a un déclenchement en secours qui devrait protéger 20% des lignes, la temporisation est réglée à $t = 1,5s$.
- ④ La quatrième zone temporisée à $t = 2,5s$, elle couvre 60% de la ligne en amont.

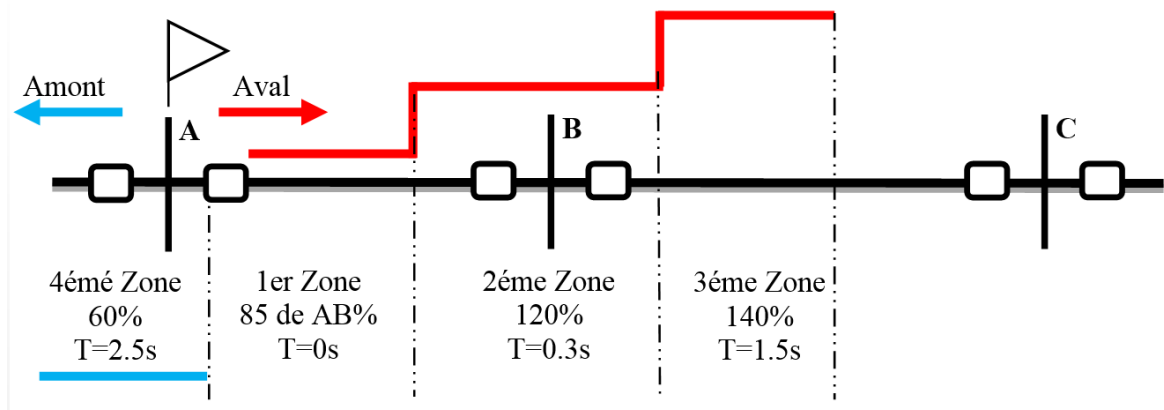


Fig. 3.13 Schéma du principe de la sélection des zones de mesure.

Avantages et inconvénients de la protection à distance :

Avantages : Ces protections présentent l'avantage d'assurer des déclenchements en secours pour des défauts situés au poste B ou plus éloignés (défauts barres, défauts lignes mal éliminés par suite d'une défaillance de disjoncteur ou de protection). On parle alors d'un fonctionnement en "secours éloigné".

Inconvénients : Elles sont par contre relativement lentes en 2ème stade. Cet inconvénient peut être levé en recours à des asservissements entre extrémités de l'ouvrage au moyen de systèmes de télétransmission, on parle alors dans ce cas d'accélération de stade, de plus pour des liaisons courtes, la différenciation entre zone 1 et 2 atteint ses limites. Toutefois, ces protections peuvent encore être utilisées en recours au mode d'asservissement particulier dit à verrouillage (si l'une des protections détecte le défaut en amont, elle verrouille l'autre). Ces inconvénients ont été surmontés par l'utilisation de la dernière technologie des relais numériques [55, 56].

3.5.5 Protection différentielle transformateur :

La protection différentielle transformateur est pour but de protéger cette machine contre les défauts d'origine interne tels que les court circuits entre spires de la même phase ou court circuits entre phases ou encore entre phase et masse, le principe de fonctionnement de cette protection est donnée par la figure sous dessous. Afin d'éviter les déclenchements intempestif causés par les forts courants dus aux défauts d'origine externe hors de la zone protéger, cette protection est à pourcentage.

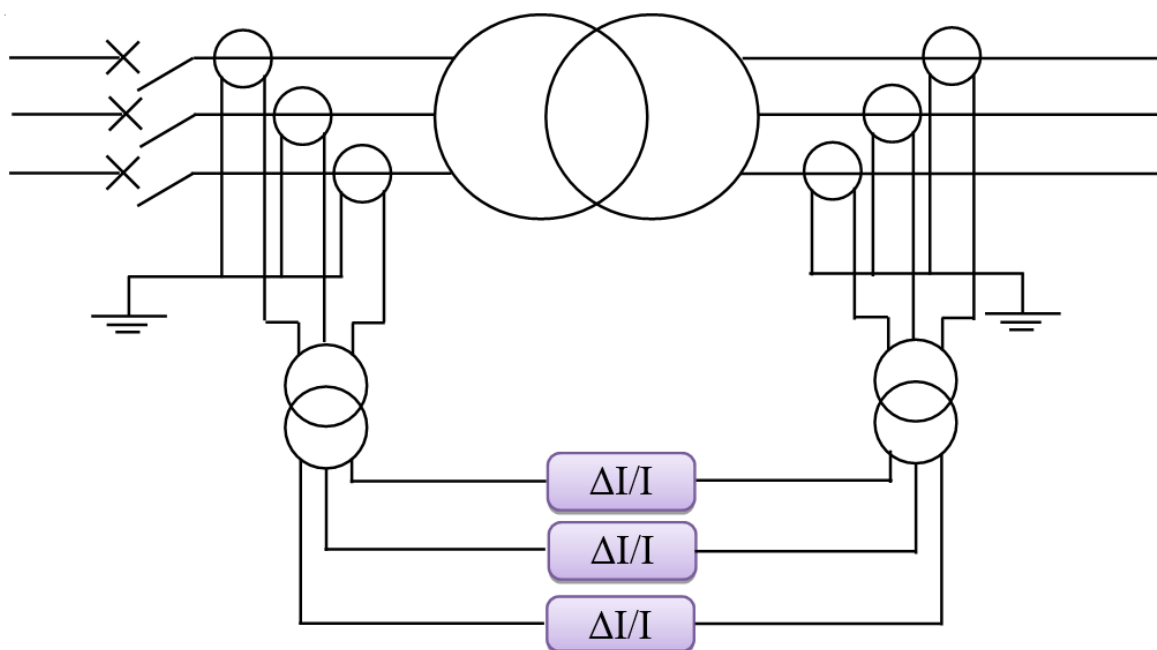


Fig. 3.14 Schéma de principe de la protection différentielle transformateur.

3.5.6 Protection à maximum de tension :

Elle est utilisée pour protéger les récepteurs contre une tension plus élevée que la tension nominale de service, la protection est activée lorsque la tension composée aux moins d'une phase est plus élevée au seuil de réglage pour une temporisation généralement constante. Généralement le réglage se fait pour un seuil de tension supérieure à 1,1 Un pour une durée de 1s, cependant cette dernière dépend du système de sélectivité employé entre les autres protections. Le contrôle de tension est surveillé par l'utilisation des transformateurs de tension déjà étudié aux paragraphes précédents.

3.5.7 Protection à minimum de tension :

Elle a pour but de protéger les installations industrielles, les câbles et les lignes de transmission contre les surcharges causées par la diminution de tension, pour les moteurs électriques les conséquences sont plus graves notamment à l'instant de démarrage des moteurs asynchrones de fortes puissances car une diminution de tension entraîne une diminution importante du couple de démarrage cela va entraîner un échauffement excessif de la machine accompagné par un freinage du rotor jusqu'à le calage et la machine est trouvée en court circuit. A titre d'exemple la chute de tension remarquée lors du démarrage d'un des moteurs asynchrones 5.5 KV de puissance 1.2 MW installé à la station de pompage SP1 de IN AMINAS est de

1.5 KV avec un courant de 630A alors que son courant nominal est de 72 A ,la protection à minimum de tension est réglée à $0.8U_n$ pour une temporisation de 4s, imaginant le courant absorbé à cet instant si la ligne présente une chute de tension ce qui reflète l'importance de cette protection. Elle est utilisée aussi pour délester les consommateurs non prioritaires lors d'une surcharge. Elle est utilisée aussi pour contrôler la tension avant de permuter une source.

3.6 Conclusion :

Dans ce chapitre le lecteur palpe le rôle et l'importance d'un système de protection dans une installation électrique, on a commencé ce dernier par une explication de la fonction de protection ,puis on abordé l'étude des transformateurs de courant et de tension nécessaires pour donner une image réelle du réseau surveillé au relais de protection ,leurs définitions et types ainsi sont bien présentés, leurs facteurs essentiels sont aussi donnés suivant les deux normes internationale ISO et britanniques BS. Les différents types des relais sont aussi étudiés on abordant les avantages et les inconvénients de chacun. Les protections les plus rencontrées dans la pratique sont largement expliquées en définissant leur principe de fonctionnement, leur emploi et leurs seuils de réglage. Toute fois ces seuils de courants et temporisation ne peuvent être réglées qu'après la détermination du courant de court-circuit parcourant le tronçon protégé, concernant la temporisation elle est liée aux capacités thermiques des câbles, lignes, jeux de barres et machines contrôlées et les contraintes électrodynamiques de l'installation, et aussi au système de sélectivité employé. Afin qu'on puisse préserver la durabilité de toute cette installation une étude de courant de court-circuit est de la sélectivité est nécessaire pour nous permettre de bien exploiter les avantages des protections déjà étudiés. Le chapitre suivant intitulé étude de courant de court-circuit régime de neutre et sélectivité traite en détail ces points importants.

Analyse des Défaits et Sélectivité des Relais de Protection

4.1 Introduction :

Ce chapitre traite en particulier l'analyse de courant de court-circuit en premier lieu, son origine, ses types et ses conséquences, le point de défaut par rapport la source a une grande importance pour la détermination de la valeur de ce dernier car un défaut éloigné de la source est toujours atténuer par l'impédance de la ligne et ces éléments. En deuxième lieu une étude de sélectivité est présentée, les définitions de base et ses types sont bien discutés afin d'examiner les avantages et les inconvénients de chacun d'eux. En troisième lieu le régime de neutre a mené d'une étude exemplaire vu son rôle important pour l'établissement des courants de défauts dans les différentes installations électriques comme il est déjà expliqué au chapitre antérieur.

Ce chapitre vient de compléter l'étude précédente afin de nous permettre de déterminer la valeur de courant de court-circuit et maîtriser la temporisation entre les différentes protections installées dans plusieurs étages d'un réseau donné et ce pour déterminer les seuils de réglage en courant et temporisation (retard de déclenchement) afin d'avoir une protection performante.

4.2 Caractéristiques du courant de défaut :

Dans les installations électriques différentes types de courts-circuits peuvent se produire. Ils sont principalement caractérisés par [54] :

* **Leurs durées :** fugitif ou permanent, les défauts fugitifs disparaissent après l'ouverture de disjoncteur de protection et ne réapparaissent pas lors de la remise en service. Les défauts permanents nécessitent la mise hors tension de câbles de ligne ou machine et l'intervention du personnel d'exploitation.

* **Leurs origines :**

- ✓ *Electrique* : suite à la dégradation de l'isolation entre phase et phase ou phase et masse, ou suite à des surtensions d'origine internes (manœuvre) ou externe (coup de foudre).
- ✓ Mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger tel que outils ou animaux).
- ✓ Erreur d'exploitation, par exemple comme la mise à la terre d'une phase, un couplage entre deux sources de tension différentes ou des phases différentes ou encore la fermeture d'un appareil de coupure.

* **Leur type :** monophasé, biphasé ou triphasé.

4.3 Conséquences des défauts de court-circuit

Les conséquences d'un court-circuit sont néfaste pour le personnel et le matériel à la fois elles sont fonction de :

- ① l'intensité de courant de court-circuit en général un défaut triphasés donne un courant de court-circuit le plus fort en le comparant avec les défauts monophasé et biphasé,
- ② lieu de défaut : un défaut en tête de l'installation est plus endommageant par rapport un défaut ailleurs (court-circuit limité par l'impédance de l'installation).
- ③ le régime de neuter adopté.
- ④ la durée des défauts, le point concerné de l'installation et l'intensité du courant.

Parmi ces conséquences on trouve :

- ① détérioration des isolants, fusion des conducteurs, endommagement des circuits magnétiques, incendie risque de l'électrocution.
- ② efforts électrodynamiques importants dans les installations parcourues par le courant de défaut imposant la déformation des jeux de barres, arrachement des câbles.

- ③ Perte partielle ou totale du réseau.
- ④ Echauffement anormal des lignes, câbles, enroulement et jeux de barres.
- ⑤ perte de synchronisme des machines synchrones notamment celles qui présentent une faible puissance de court-circuit.

4.4 Types des défauts dans les installations électriques

Comme il est déjà mentionné les défauts peuvent être :

- **Défaut monophasé** : dans ce cas on a un contact directe 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).
- **Défaut biphasé** : c'est le court-circuit de deux phase on distingue deux types, le défaut biphasé isolé, et le défaut biphasé à la terre.
- **Défaut 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

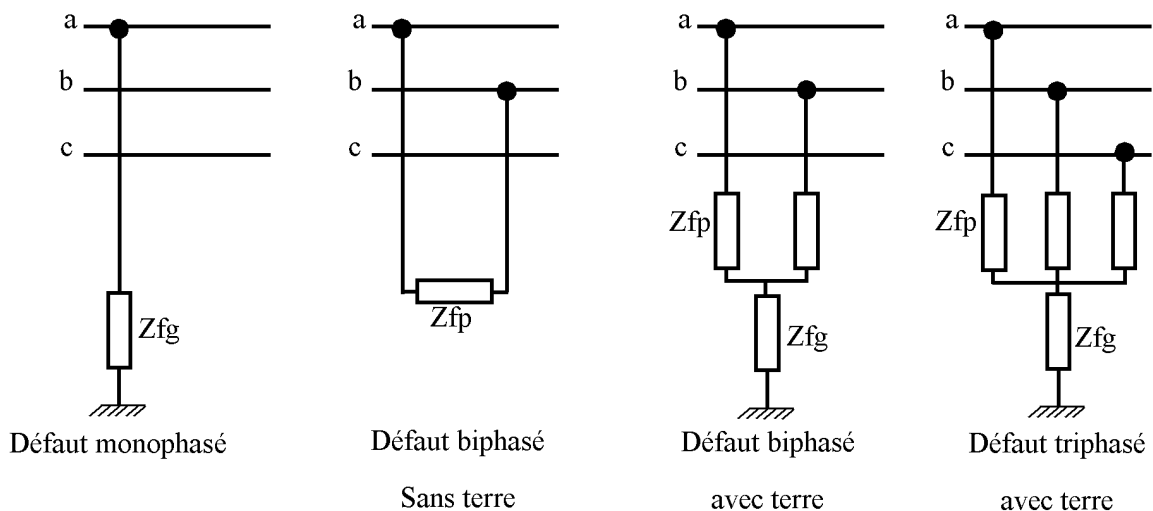


Fig. 4.1 Différents types de défauts

Pour choisir convenablement les appareils de coupure (disjoncteurs ou fusibles) et régler les fonctions de protection quatre valeurs de courant de courts circuits doivent être connues :

- La valeur crête du courant de court circuit maximal (valeur de première crête de la période transitoire) : elle détermine :
 1. Le pouvoir de fermeture des disjoncteurs et des interrupteurs.
 2. La tenue électrodynamique de la canalisation et de l'appareillage.
- La valeur efficace du courant de court circuit maximal : elle correspond à un court circuit triphasé symétrique à proximité immédiate des bornes aval de l'appareil de coupure, cette valeur détermine :
 1. Le pouvoir de coupure des disjoncteurs et de fusibles.
 2. La contrainte thermique que doit supporter le matériel.
- La valeur minimale des courants de court circuit entre phases : elle est indispensable au choix de la courbe de déclenchement des disjoncteurs et des fusibles ou au réglage des seuils de la protection à maximum de courant notamment :
 1. Lorsque la protection des personnes repose sur le fonctionnement des dispositifs de protection à maximum de courant phase, c'est le cas en basse tension pour les schémas de liaison à la terre TN ou TT.
 2. Afin d'assurer la sélectivité entre les protections.
- La valeur du courant de court circuit monophasé terre : elle dépend essentiellement du régime de neutre et détermine le réglage des protections contre les défauts à la terre.

4.5 Etablissement du courant de court-circuit et forme de l'onde

Le court-circuit est un phénomène transitoire, le courant de court-circuit converge vers une valeur stable après la période transitoire, en effet l'analyse de court-circuit nous mène de distinguer deux cas différents dont la forme d'onde transitoire est différente selon que le court circuit alimenté par le distributeur d'énergie (dans ce cas les alternateurs sont suffisamment éloignés pour que l'on puisse négliger leurs effets) ou qu'il est alimenté par un alternateur. Dans le cas où les deux sources fonctionnent en parallèle les deux courants s'ajoutent [54].

4.6 Etablissement de courant du court circuit aux bornes de l'alimentation de distributeur

le réseau amont d'un court circuit peut se mettre sous la forme d'un schéma équivalent constitué d'une source de tension alternative d'amplitude constante E et d'une impédance en série Z_{cc} qui est l'impédance de court-circuit, elle est égale à l'impédance équivalente aux câbles, aux lignes et aux transformateurs parcourus par le courant de court-circuit, toutes les impédances doivent être ramenées à la tension E . L'impédance Z_{cc} est alors équivalente à une réactance et une résistance en série [57]:

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} \quad \text{Avec} \quad X = L\omega \quad (4.1)$$

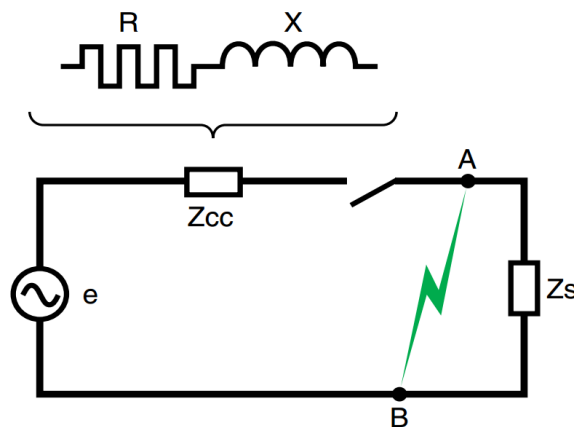


Fig. 4.2 Schéma équivalente du réseau amont au court-circuit

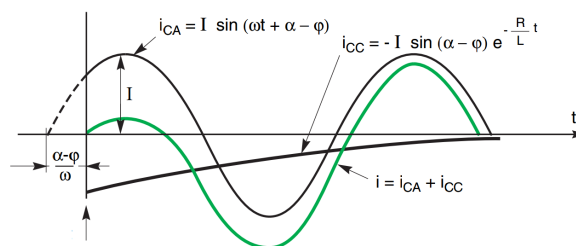


Fig. 4.3 Présentation graphique et décomposition du courant d'un court-circuit s'établissant en un point éloigné d'un alternateur.

Ainsi lors d'un court-circuit on applique une tension $e = E \sqrt{2} \sin(\omega t + \alpha)$ à un circuit composé d'une réactance et d'une résistance en série. α : est l'angle d'enclenchement,

il définit la phase de la tension à l'instant d'apparition du court-circuit. Appelons φ le déphasage entre la tension et le courant en régime établi, on a alors l'angle $\tan(\varphi) = X/R$. On démontre que l'expression de courant de court-circuit est :

$$I_{cc} = \frac{E\sqrt{2}}{Z_{cc}} \left(\sin(\omega t + \frac{\pi}{2}) - e^{-\frac{R}{X}\omega t} \right) \quad (4.2)$$

Le courant atteint la valeur crête maximale lorsque :

$$\sin(\omega t + \frac{\pi}{2}) = -1 \quad \text{ou} \quad \omega t = \pi \quad (4.3)$$

4.7 Caractéristiques des courants transitoires

Lors d'un court circuit sur une installation alimentée par un réseau de distribution publique (loin des alternateurs), il apparaît un régime transitoire contenant une composante apériodique qui dure quelques périodes entre 20 et 80 ms. La valeur crête du courant transitoire est 1.6 à 2.5 fois supérieure à la valeur efficace du courant de court circuit en régime établi. Elle détermine les forces électrodynamiques que doivent supporter les canalisations et l'appareillage, et le pouvoir de fermeture des appareils de coupure. De plus, lorsqu'ils ne sont pas retardés (appareil de coupure) ont généralement un temps de d'ouverture inférieur à la durée de la composante apériodique, ils devront donc capables de la couper. Pour les disjoncteurs BT le pouvoir de coupure est défini en fonction de : $\cos(\varphi) = R/(\sqrt{R^2 + X^2})$

4.8 Le Court circuit triphasé:

C'est le défaut correspondant à la figure (Fig. 4.1), en général, il provoque les courants de défauts les plus importants, son calcul est donc indispensable pour choisir les matériels (intensité et contraintes maximales à supporter). La méthode présentée dans ce paragraphe est la méthode des impédances, le calcul du courant de court-circuit triphasé est simple en raison du caractère symétriques du court circuit, en effet le courant de court-circuit a la même valeur dans chaque phase. On peut donc faire un calcul en utilisant un schéma monophasé équivalent du réseau amont en court-circuit comme on peut le faire en régime normal. La valeur du courant de court-circuit triphasé déterminée est :

$$I_{cc} = \frac{U_n}{\sqrt{3}Z_{cc}} \quad (4.4)$$

Ou U_n : Tension composée efficace et Z_{cc} : Impédance de court circuit équivalente aux câbles, aux lignes, et aux transformateurs parcourus par le courant de court-circuit. Chaque impédance doit être ramenée au niveau de tension du défaut [54] présumé, la tension à prendre en compte pour les calculs est différente selon que le réseau ou est situé le défaut présumé est en haute ou basse tension. En basse tension, on prend la tension à vide (réseau hors charge) pour le calcul du courant de court circuit maximal.

$$I_{cc} = \frac{U_0}{\sqrt{3}Z_{cc}} \quad (4.5)$$

U_0 : Tension composée à vide, pour les réseaux basse tension 230/400V, la valeur de la tension composée à vide est $U_0 = 420V$. En haute tension (HTA et HTB), le guide pratique *UTE C13 – 205* et la norme *CEI 909* appliquent un coefficient 1.1 à la tension nominale pour le calcul du courant de court-circuit maximal.

$$I_{cc} = \frac{1.1U_n}{\sqrt{3}Z_{cc}} \quad (4.6)$$

4.9 Les court Circuits déséquilibrés

Les types des court-circuits déséquilibrés sont :

- Le court circuit monophasé à la terre ou défaut phase terre .
- Le court circuit biphasé isolé.
- Le court circuit biphasé –terre.

La méthode de calcul de court circuit déséquilibré est très complexe que celle des court-circuits triphasés symétriques. En effet le caractère déséquilibré des courants et des tensions ne permet pas l'utilisation d'un schéma monophasé équivalent. Par exemple pour un défaut monophasé terre franc sur la phase 1, au lieu du défaut : $V_1 = 0, V_2 = U_{12}, et V_3 = U_{13} I_1 = I_{cc}, I_2 = 0, I_3 = 0$ (en négligeant le courant de charge). La méthode de calcul généralement utilisée que nous allons décrire est la méthode des composantes symétriques.

4.10 Méthodes des composantes symétriques

En 1918, Charles L. Fortescue a introduit une méthode appelée composantes symétriques qui permet d'analyser n'importe quel système polyphasé déséquilibré. La théorie présentée dans son article [58] suggère que tout système déséquilibré peut être représentée par un certain nombre de systèmes équilibrés égaux au nombre de ses phaseurs. Les représentations

des systèmes équilibrés sont appelés composantes symétriques. Dans le cas d'un système triphasé, trois ensembles de composantes symétriques équilibrées peuvent être obtenus : les composantes directes, inverses et homopolaires respectivement [48].

- **Système direct** : Dans le système direct, l'ordre de phase est le même que celui du

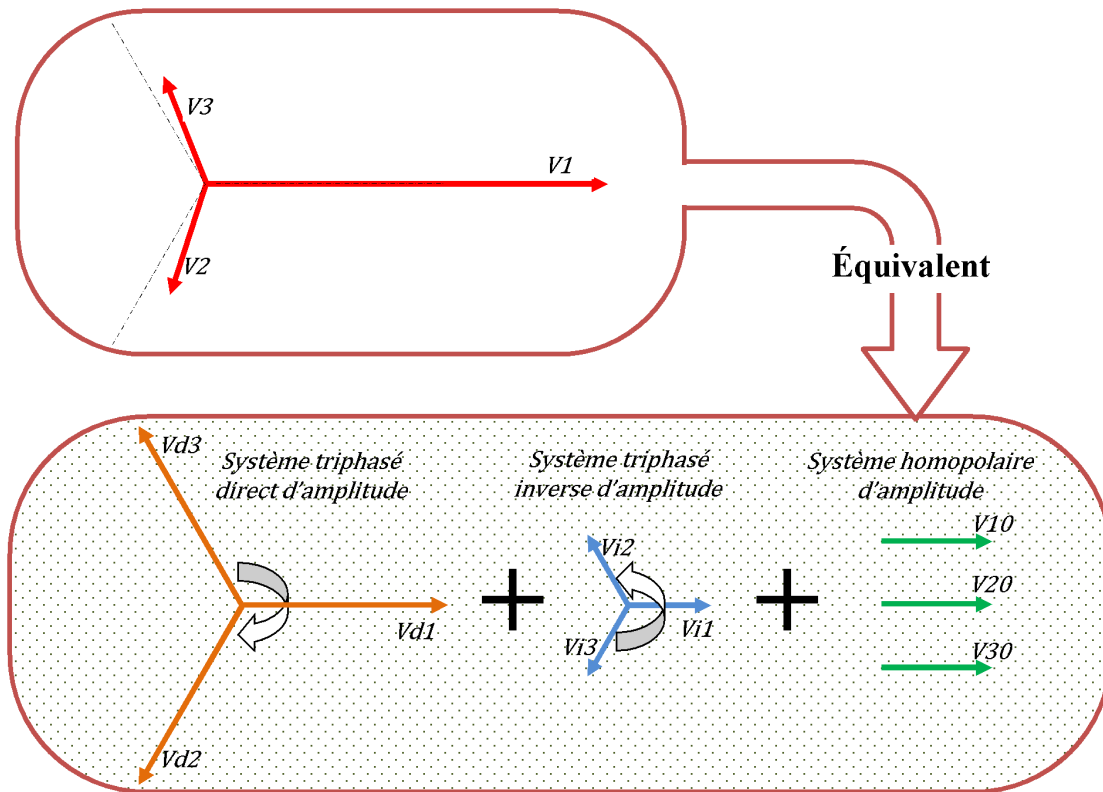


Fig. 4.4 décomposition d'un système de 3 tensions d'une amplitude et de phases quelconques en la somme de trois systèmes de tensions triphasées équilibrées

système initial (c'est-à-dire, l'ordre A-B-C des trois phases). Cela se signifie que les courants et les tensions dans ce système « tournent dans le même sens » que la source d'origine (Fig. 4.4). Dans ce manuscrit, on utilise le suffixe « d » afin de désigner une grandeur dans le système direct.

- **Système inverse** : L'ordre de phase du système inverse (A-C-B) est opposé à celui du système initial. Autrement dit, les courants et les tensions dans le système inverse « tournent dans le sens inverse » que la source d'origine (Fig. 4.4). Les composantes inverses ne se produisent que dans le cas d'un défaut asymétrique, en plus des composantes directes. Ces composantes sont désignées par le suffixe « i ».
- **Système homopolaire** : Dans ce système, ses composantes sont constituées de trois phaseurs qui sont égaux en module, mais sans décalage entre eux. Elles sont en phase les uns

avec les autres (Fig. 4.4). Les tensions et les courants homopolaires n'existent que dans un défaut asymétrique où le sol ou un quatrième fil (le conducteur de neutre) intervient. Dans ce cas, les courants de terre retournent au système d'alimentation au travers de toutes les impédances entre le réseau et la terre : l'impédance de neutre si elle existe, et les capacités de couplage à la terre. Dans ce type de défauts, les composantes directes et inverses sont également présentes. Les grandeurs dans le système homopolaires ont reconnues par le symbole «0».

Le réseau est alors équivalent à la somme de trois schémas monophasés suivants :

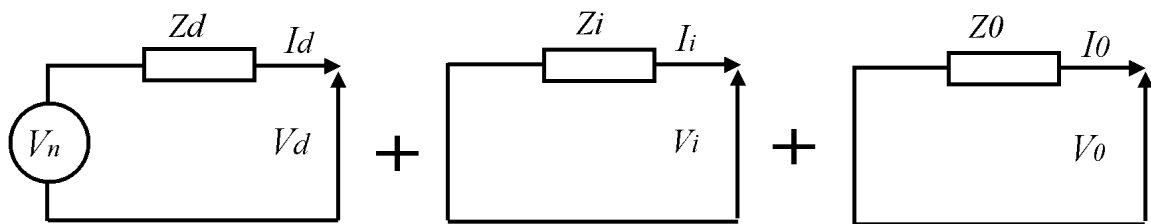


Fig. 4.5 Modèles équivalents des schémas direct, inverse et homopolaire du réseau

Cette méthode est considérée comme la base de toutes les approches traditionnelles d'analyse des défauts dans les systèmes déséquilibrés. La figure ci-dessous illustre les composantes de tension dans les systèmes direct, inverse et homopolaire. L'ordre de phase des composantes des courants est identique à celui des tensions.

4.11 Les formules de la transformation de Fortescue

La transformation de Fortescue convertit les grandeurs entre le système original (ABC) et les systèmes symétriques ($di0$). Les formules de cette transformation sont les suivantes [48]: Transformation du système original ver le système asymétrique:

$$\begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_0 \\ x_d \\ x_i \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

Transformation de système asymétrique ver le système original :

$$\begin{bmatrix} x_0 \\ x_d \\ x_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} x_a \\ x_b \\ x_c \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

$$\begin{cases} a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j\frac{2\pi}{3}} \\ a = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j\frac{4\pi}{3}} \end{cases} \quad \text{et} \quad a_3 = 1 \quad (4.9)$$

La source d'alimentation étant un système triphasé direct, elle apparaît comme source de tension du schéma monophasé direct. Les schémas monophasés inverse et homopolaire sont a priori dépourvus de source de tension. Les valeurs des impédances Z_d, Z_i, Z_o sont données par les constructeurs (câbles, lignes, transformateurs, jeux de barres...etc) ou peuvent être déterminées voir Ref [54].

Malgré le caractère abstrait de la méthode de calcul, ces impédances sont mesurables et ont un caractère physique concret.

- Pour mesurer l'impédance direct d'un élément du réseau (câble, ligne, transformateurs, machine tournante... etc) on lui applique un système direct de tensions triphasées aux bornes de trois phases et mesure le courant.
- Pour calculer l'impédance inverse d'un élément on lui applique un système inverse de tensions triphasées aux bornes de trois phases et on mesure le courant.
- Pour mesurer l'impédance homopolaire d'un élément du réseau on lui applique une tension phase terre aux bornes de trois phases et on mesure le courant absorbé.

Expressions des courants de court-circuit déséquilibré est longue et complexe, elle n'est pas décrite dans ce thèse, on ne donne donc que les résultats que présentée dans ce figure

4.12 Le régime du neutre

Dans tout système triphasé Haute ou Basse Tension existent trois tensions simples, mesurées entre chacune des phases et un point commun appelé **point neutre**. Physiquement le neutre est le point commun de trois enroulements montés en étoile. Lorsque le conducteur de neutre est présent, on dit que le neutre est distribué. En basse tension, la distribution du neutre est utilisée dans tout les pays [38].

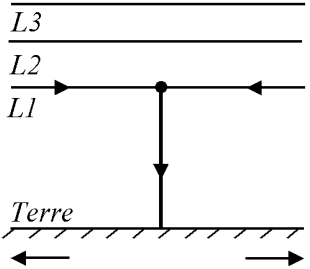
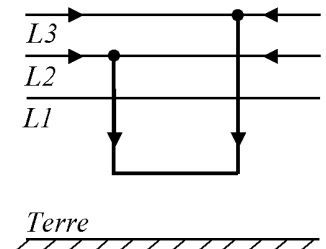
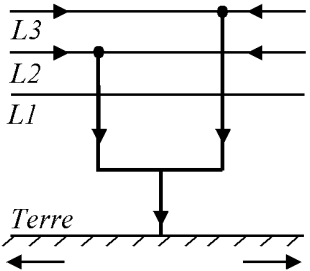
Type de défaut	Courant de court-circuit
 <p><i>court-circuit. Monophasé-terre</i></p>	$I_{cc} = \frac{3V_n}{Z_d + Z_i + Z_0} \quad \text{avec}$ <p>$Z_d + Z_i + Z_0$: Sont les impédances équivalentes aux impédances direct, inverse et homopolaire des câbles, lignes et des transformateurs parcourus par le courant de court-circuit.</p>
 <p><i>court-circuit. Biphasé-isolé</i></p>	$I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{3}V_n}{Z_d + Z_i}$ <p>S'il n'y a pas d'alternateur, on a : $Z_d = Z_i$ et donc :</p> $I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{3}V_n}{2Z_d}$
 <p><i>court-circuit. Biphasé-terre</i></p>	$I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{Z_i^2 + Z_0 Z_i + Z_0^2}}{Z_d Z_i + Z_i Z_0 + Z_0 Z_d} \sqrt{3}V_n$ <p>S'il n'y a pas d'alternateur, on a : $Z_d = Z_i$ et donc</p> $I_2 = I_3 = \frac{\sqrt{Z_i^2 + Z_0 Z_i + Z_0^2}}{Z_d^2 + 2Z_d Z_0} \sqrt{3}V_n$

Fig. 4.6 Solutions du calcul des courants de défaut – Défaut asymétrique

4.12.1 Importance du régime de neutre :

Le régime de neutre désigne la façon dont le neutre du réseau est connecté à la terre. Pour les défauts à la terre, c'est le régime de neutre qui détermine les principales caractéristiques des défauts. Or, en pratique, ces défauts représentent une grande majorité des cas de défaut affectés au réseau HTA (80% du nombre total des défauts [49] sont à l'origine des montées locales du potentiel du sol. Par conséquent, le régime de neutre impacte directement sur les dispositions constructives des réseaux, pour assurer la sécurité des personnes et des biens, et sur la qualité de fourniture d'électricité [48].

4.12.2 Différents types du régime de neutre :

- **Neutre isolé:** il n'y a aucun contact du neutre à la terre. Ce régime donne une bonne qualité de service car le courant de défaut est en général faible, la fourniture est maintenue au premier défaut. Par contre, il faut avoir également une bonne surveillance pour détecter et éliminer des défauts dans une durée admissible. De plus, des équipements connectés au réseau doivent avoir une bonne isolation car les potentiels des phases saines s'augmentent à la tension composée durant le défaut.
- **Neutre de Petersen :** mise à la terre du neutre avec une bobine d'extinction (bobine de Petersen) dont la réactance est réglée pour avoir la résonance, à la fréquence industrielle, avec la capacité homopolaire du réseau. Le courant de défaut est donc nul, et la qualité de fourniture est aussi bonne. Par contre, il apparait aussi, comme dans le cas du neutre isolé, des surtensions. Par ailleurs, la détection de défaut sur ce réseau est plus compliquée.
- **Neutre relié directement à la terre:** le neutre peut être mis à la terre en un seul point (au niveau du poste-source) ou à plusieurs points (réseaux quatre fils à neutre distribué). Ce régime de neutre minimise les sur tensions éventuelles. La détection de défaut est simple car le courant de défaut est très élevé. Toutefois, la coupure est plus fréquente et il existe des contraintes importantes sur les matériels à cause du fort courant de défaut.
- **Neutre relié à la terre par impédance:** le courant de défaut est limité et les sur tensions sont réduites par l'impédance de neutre. Ce régime de neutre est un compromis des régimes ci-dessus, qui conduit aux contraintes raisonnables des tenues des matériels aux courants de défaut en permettant un fonctionnement fiable des systèmes de protection [60].

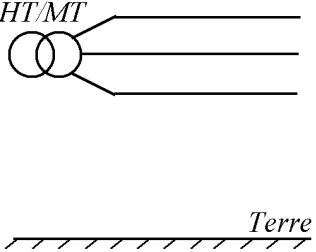
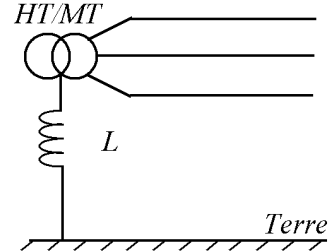
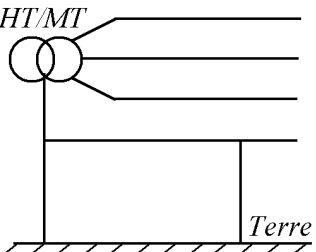
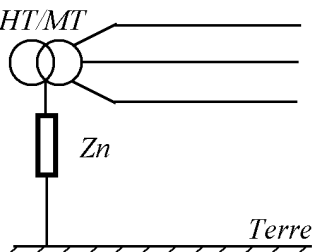
<i>Régime e neutre</i>		<i>Pays</i>
	<p><i>Neutre Isolé</i></p>	<p><i>Allemagne</i> <i>Belgique Italie</i> <i>Japon</i> <i>Norvège</i></p>
	<p><i>Bobine d'extinction</i> <i>dite de Peterson</i></p> <p><i>L : compensation de</i> <i>la capacité du réseau</i></p>	<p><i>Allemagne</i> <i>Finlande</i> <i>Norvège</i></p>
	<p><i>Neutre directement a</i> <i>la terre</i></p>	<p><i>Canada</i> <i>Etats-Unis</i></p>
	<p><i>Neutre impédant</i></p> <p><i>Zn quelques dizaines</i> <i>d'ohms</i></p>	<p><i>Belgique, France</i></p> <p><i>Grande, Bretagne</i></p> <p><i>Irlande, japon, suède</i></p>

Fig. 4.7 Fait une synthèse des régimes de neutre qui sont mis en œuvre dans le monde.

4.13 Rappel sur les systèmes de sélectivité

Les dispositifs de protection sont fondés sur le principe de la sélectivité qui consiste à isoler uniquement la partie du réseau mise sous défaut et ceci aussi rapidement que possible, tandis que toutes les autres parties non affectées du réseau restent sous-tension. La Figure 4.8 montre un réseau de distribution simple comprenant un seul départ qui alimente plusieurs charges. Ce système est protégé par un système de plusieurs relais de surintensité répartis le long du départ. Les relais R1, R2, R3 mesurent un courant dépendant de l'impédance de court-circuit au niveau de la protection et de celle du défaut. Si l'on considère qu'il n'y a pas de source dans le départ considéré, le courant de défaut passe dans un seul sens du réseau vers le défaut [61]. Dans un système de la protection, on peut distinguer plusieurs types de

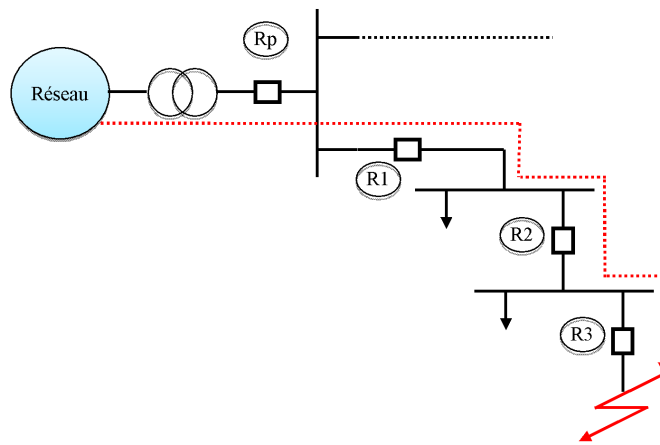


Fig. 4.8 Réseau de distribution ilotable

sélectivité ;

- Sélectivité ampéremétrique.
- Sélectivité chronométrique.
- Sélectivité logique.
- Sélectivité directionnelle.
- Sélectivité par la protection différentielle

4.14 Sélectivité ampère-métrique

Nous divisons le départ en plusieurs zones de protection. La protection ampérométrique s'installe au début de chaque zone du départ. Le seuil du courant (I_p) de chaque relais est choisi de manière à ce que la protection de la zone la plus loin de la source ait un seuil du courant le plus faible $I_{PA} > I_{PB}$. Ce type de sélectivité repose sur le fait que pour un départ alimenté par une source, le défaut que se produit au point le plus loin de la source, génère un courant de défaut le plus faible. Dans ce type de sélectivité, il est difficile de définir les réglages de deux relais successifs si le courant de défaut ne diminue pas de façon remarquable entre les deux zones. La Figure 5.9 présente un départ avec deux protections ampérométriques installées au début de chaque zone. [61, 54]

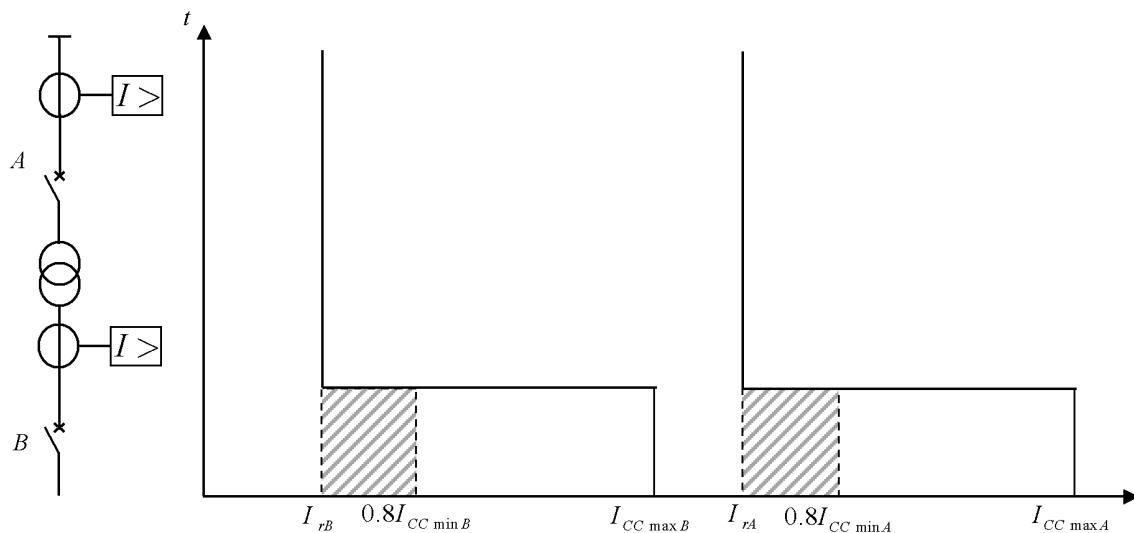


Fig. 4.9 Sélectivité ampérométrique pour un réseau de distribution

4.14.1 Sélectivité chronométrique

Les dispositifs de protection contre les surintensités installés tout au long d'un départ sont réglés à la même valeur du seuil du courant mais avec des délais différents pour chacun. La protection la plus proche de la source d'alimentation se règle avec le délai le plus long. Les dispositifs de protection seront activés lorsque le courant arrive au seuil du réglage. Les réglages du seuil de délai doivent être cohérents. La Figure 4.9 présente le réseau de distribution protégé par les relais de surintensité chronométrique. Le problème de cette sélectivité se présente dans le cas où il y a un grand nombre de relais successifs. Puisque, le temps de l'élimination du défaut pour le relais situé près de la source risque d'être trop

long et incompatible avec le temps que les appareils protégés peuvent supporter le courant de défaut. Afin de surmonter ce problème, plusieurs techniques peuvent être appliquées [61].

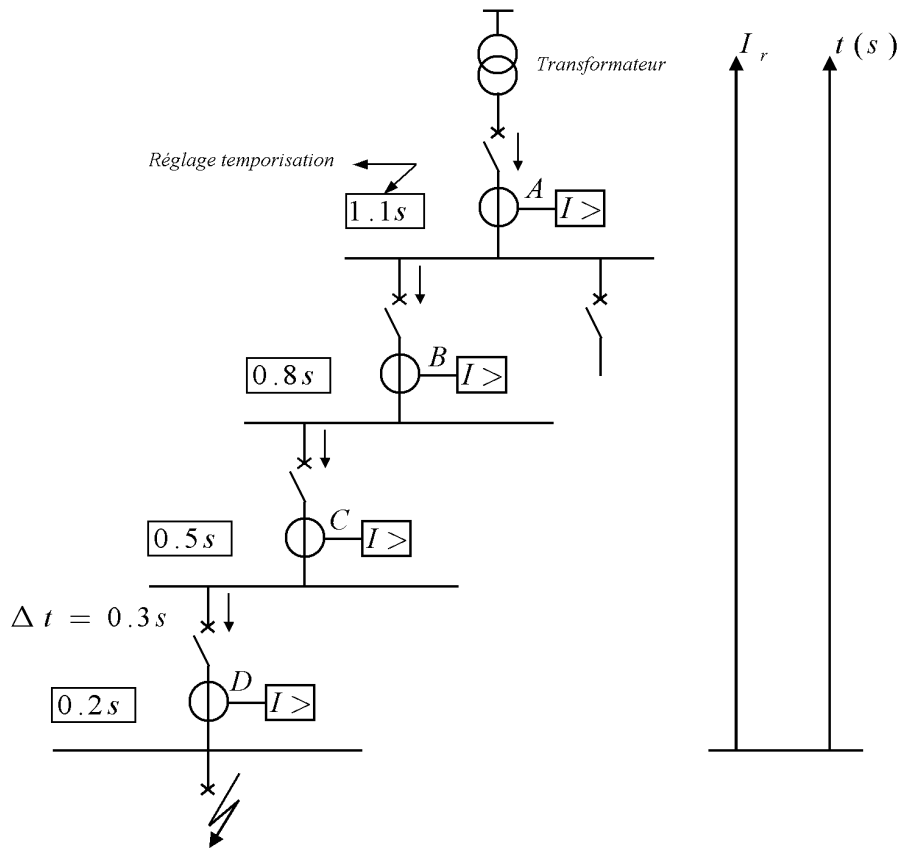


Fig. 4.10 Sélectivité chronométrique pour un départ

Sélectivité chronométrique avec protection de surintensité à temps indépendant

Dans cette sélectivité le délai de fonctionnement de relais est indépendant de la valeur du courant du défaut. Les courbes de déclenchement des relais sont montrées par la Figure 4.11(a).

Sélectivité chronométrique avec protection de surintensité à temps inverse

Le courant de défaut le plus grand doit s'éliminer en un délai le plus court. C'est la technique la plus couramment utilisée. La sélectivité pour le réseau donné par la Figure 4.11 (b) se fait en satisfaisant les conditions où chaque valeur de I_{pj} est réglée à 25% au dessus de la valeur

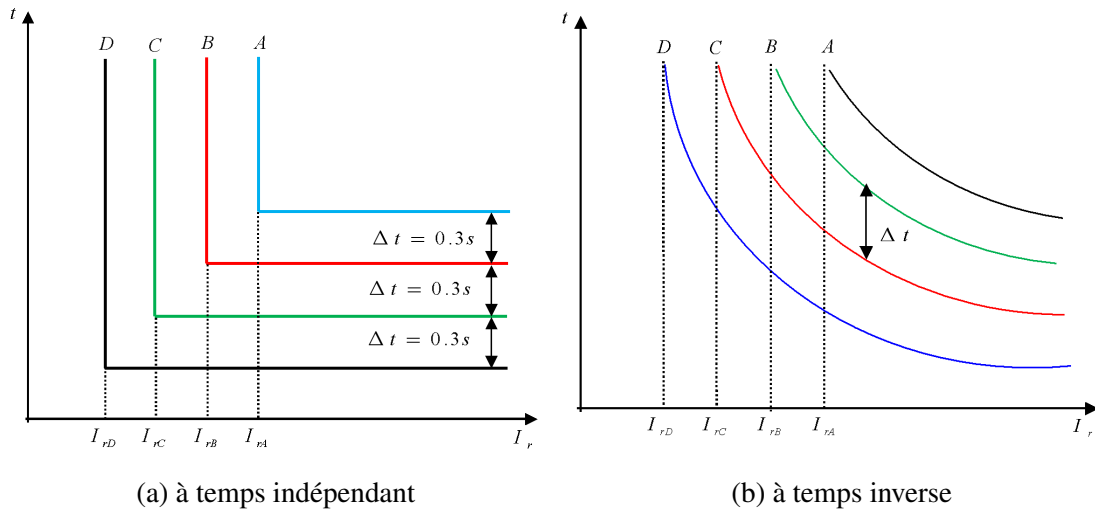


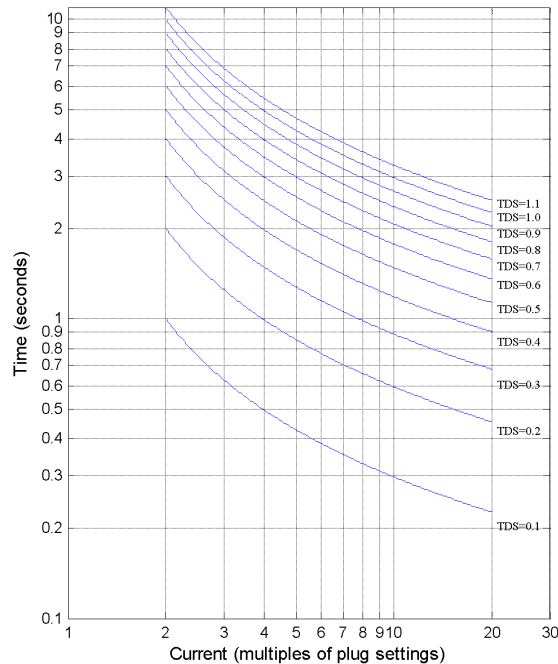
Fig. 4.11 Sélectivité chronométrique avec protection de surintensité.

nominale du courant traversant le relais de protection:

$$I_{pj} > I_{P(j+1)} * FSC \quad (4.10)$$

Où : Le *FSC* est le Facteur de surcharge. ce facteur de surcharge est recommandé pour les lignes, les transformateurs et les générateurs, est normalement dans la gamme de 1,25 à 1,5. Dans les systèmes de distribution où il est possible d'augmenter la charge sur les départs dans des conditions d'urgence, le facteur de surcharge peut être de l'ordre de 2 [62,63]. Les réglages de délai de temps sont déterminés afin d'obtenir les intervalles de sélectivité $\Delta t = 0,3s$ pour le courant maximum détecté par la protection en aval. Pour un relais de protection de surintensité à temps inverse, on définit un autre paramètre : TDS qui va régler le temps de déclenchement pour une valeur (I_{rfj}/I_{pj}) donnée où I_{rfj} est le courant mesuré dans la protection j (Fig. 4.12). Où: k_1, k_2, k_3, L sont des constantes liées aux caractéristiques du relais (inverse, très inverse, extrêmement inverse,... etc). Les normes ANSI/IEEE et IEC fixent les valeurs de ces constantes pour un relais de surintensité standard comme le suivant [62]: $k_1 = 0.14, k_2 = 0.02, k_3 = 1, L = 0$). Les courbes de cette figure peuvent être approximativement donner par l'équation suivante [8-12] :

$$T_{ik} = TDS_i \frac{k_1}{\left(\frac{I_{rf}}{I_p}\right)^{k_2} - k_3} + L \quad (4.11)$$



Courbes de fonctionnement typique pour un relais à temps inverse [64]

Fig. 4.12]

caractéristiques du relais	Equation (IEC 60255)
Inverse :	$T_{ik} = TMS_i \frac{0.14}{[I_r^{0.02} - 1]}$
Très inverse :	$T_{ik} = TMS_i \frac{13.5}{[I_r - 1]}$
Extrêmement inverse :	$T_{ik} = TMS_i \frac{80}{[I_r^2 - 1]}$
TMS : Facteur de temporisation Avec	$I_r = I_{rf}/I_p$

4.14.2 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.

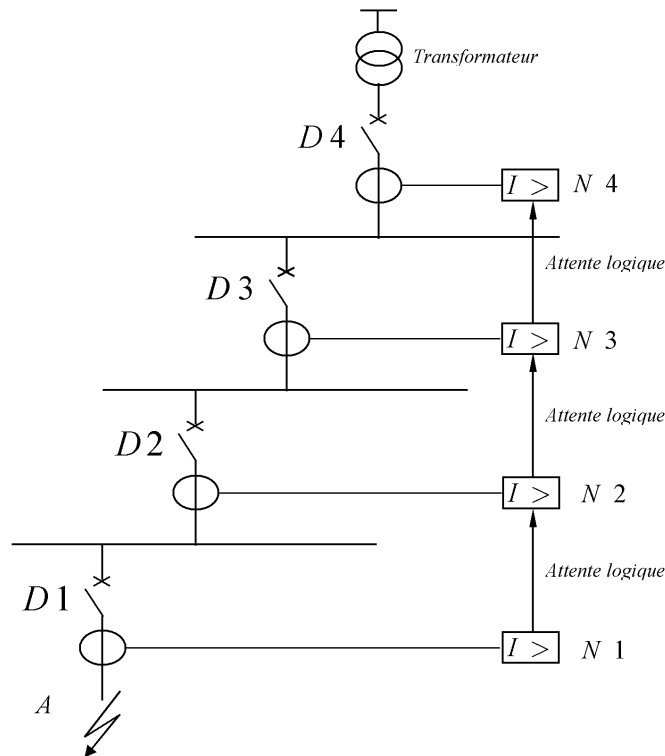


Fig. 4.13 Sélectivité logique

Un dispositif de protection capable d'envoyer et de recevoir un ordre logique est associé à chaque disjoncteur. Lorsque 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 3.18 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.

4.14.3 Sélectivité par la protection différentielle

Dans [53] on trouve une forme de protection différentielle qui fonctionne lorsque la différence vectorielle de deux ou plusieurs grandeurs électriques similaires dépasse une valeur prédéterminée. La Fig. 3.9 présente un exemple simple d'un système de protection différentielle où les secondaires des transformateurs de courant (TC) sont interconnectés avec la bobine d'un relais de surintensité.

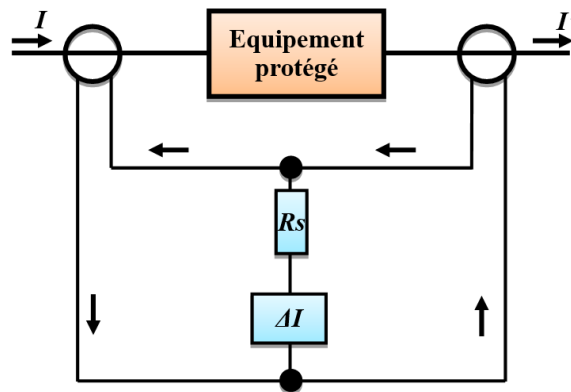


Fig. 4.14 Protection différentielle de courant

4.14.4 Sélectivité directionnelle

Les protections directionnelles sont utilisées dans les systèmes maillés et dans les systèmes avec plusieurs points d'entrée (réseau de distribution avec GD). Normalement, l'unité de détection de la direction de défaut repose sur la détermination de la direction du flux d'énergie dans la protection. Pour chaque protection, nous allons choisir la direction privilégiée (indiquée par la flèche) dans le sens de la puissance et ensuite pour assurer une coordination entre les différents relais, deux délais ont été définis, le premier en cas de défaut en direct (dans la direction privilégiée), l'autre pour un défaut en inverse (en direction inverse par rapport la direction privilégiée).

4.14.5 Déclenchement intempestif des départs sains

Au contraire, il est possible qu'un GD entraîne un déclenchement intempestif de la protection (Fig. 3.20). Le défaut de court-circuit se produit sur le départ 2, mais le départ 1 est aussi déclenché en raison de la surintensité alimentée par GD. Le déclenchement faux est généralement provoqué, pour R1, par des générateurs synchrones, qui sont capables de fournir un courant de court-circuit important. Le faux déclenchement des départs sains peut être résolu par l'utilisation des relais de surintensité directionnelle [61,65].

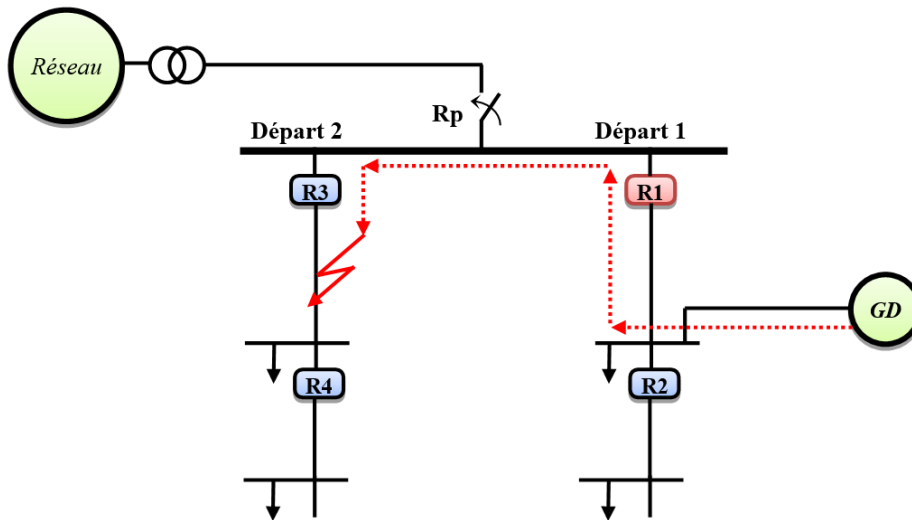


Fig. 4.15 Principe de déclenchement intempestif d'un départ sain

4.15 Algorithme de réglage de protection de surintensité directionnelle

La Figure 3.21 montre le diagramme du programme proposé pour une coordination optimale des relais de surintensité directionnelle. Chaque bloc de l'organigramme peut être brièvement expliqué comme suit[61]:

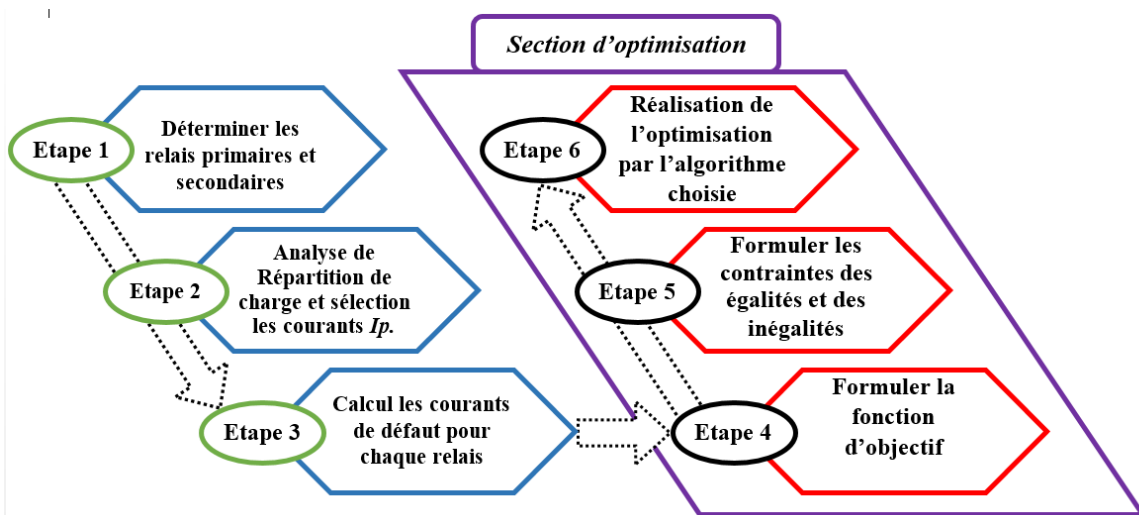


Fig. 4.16 Schéma de démarche de réalisation de la coordination des relais de surintensité

4.15.1 Détermination des relais primaires et secondaires

Généralement, pour réaliser un système de protection fiable, il est indispensable d'avoir une protection secondaire qui fonctionne en cas de défaillance du système de protection primaire. Le relais secondaire doit être réglé en retard par rapport au relais primaire par une intervalle de temps de coordination dite CTI (cooredination time interval). Nous fixons la direction privilégiée pour chaque relais directionnel selon le principe suivant :

- Chaque ligne est protégée par deux relais de protection situés aux deux extrémités de la ligne.
- La direction privilégiée est orientée vers la zone protégée.

Ensuite, nous déterminons pour chaque relais une série de relais secondaires. En fait, la détermination des relais *primaires/secondaires* est essentielle dans la formulation des contraintes de la coordination. On peut génère toutes les paires de relais *primaires/secondaires* à l'aide de la théorie des graphes[55]. Pour déterminer les relais secondaire, associés à un relais, on identifie toutes les lignes connectées au même bus. Les relais secondaires sont traversés par un courant de défaut dans la même direction que la direction privilégiée du relais primaire. Exemple : dans le réseau de la Figure 4.17, nous identifions dans le tableau IV-1,tous les relais primaires/secondaires correspondant à tous les défauts indiqués dans la figure 4.17.

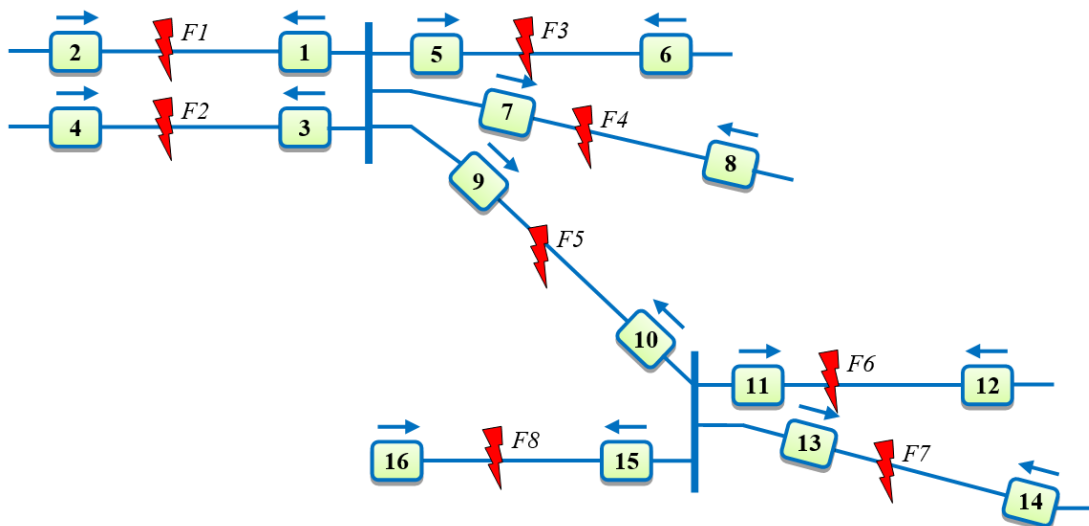


Fig. 4.17 Principe de détermination des relais primaires/secondaires

Table 4.1 Paire de relais primaire/secondaire

défaut	Relais primaire	Relais secondaire	défaut	Relais primaire	Relais secondaire
F1	1	4-6-8-10	F5	9	2-4-6-8
	2	—		10	12-14-16
F2	3	2-6-8-10	F6	11	9-14-16
	4	—		12	—
F3	5	2-4-8-10	F7	13	9-12-16
	6	—		14	—
F4	7	2-4-6-8	F8	15	9-12-14
	8	—		16	—

4.16 Détermination de la Fonction Objectif

La coordination du système de protection doit déterminer les valeurs de I_p et de TDS pour chaque relais de manière à donner un temps de fonctionnement le plus faible que possible. On définit, dans l'opération de coordination un temps de déclenchement pour chaque protection R_j . Le temps de fonctionnement T est défini comme la somme des T_j , c'est la fonction objectif à minimiser [17, 19 et 21].

$$\min J = \sum_{i=1}^n T_i \quad (4.12)$$

Où n est le nombre des relais de protection du réseau. T_i est le temps de déclenchement pour le relais (t). Dans de nombreuses recherches, et en raison de la complexité des techniques de programmation non linéaire, la coordination des relais de surintensité a été généralement exécutée par les techniques d'optimisation linéaires [7, 8]. Dans ces méthodes, les courants de déclenchement (I_p) des relais sont supposés préalablement déterminés, et seulement le temps TDS des relais est à trouver. La technique d'optimisation non linéaire [9, 12] ou la méthode d'optimisation métaheuristiques [13-20] et permet de résoudre ce problème en prenant en compte les deux variables simultanément. Contraintes de coordination On définit le temps de déclenchement (T_{ij}) des relais secondaires (R_j) associés aux relais primaires (R_i), (T_{ij}) de ces relais secondaires (backup) doit respecter les contraintes:

$$T_{ij} \geq T_{jk} + CTI; \quad CTI = 0.3 \quad (4.13)$$

CTI: *Coordinated Time Interval* : Un intervalle de temps qui permet à la coordination entre le relais primaire et secondaires. Qui est vaut $CTI = 0.3s$

$$T_{ik} = TDS_i \frac{0.14}{\left[\frac{I_i}{I_{p_i}}\right]^{0.02} - 1} \quad (4.14)$$

$$TDS_{ik} \frac{0.14}{\left[\frac{I_{ik}}{I_{p_{ik}}}\right]^{0.02} - 1} - TDS_{ik} \frac{0.14}{\left[\frac{I_{ik}}{I_{p_{ik}}}\right]^{0.02} - 1} \geq CTI \quad (4.15)$$

Ou le TDS_i est le temps de retard ou encore le facteur de temporisation (TMS) a une valeur généralement variée entre 0.1 à 1. est le courant à travers le relais (courant de court circuit I). Seuil de fonctionnement en courant (I_r) qui a une relation bien définie avec le PTS du relais qui varie entre 0.5 à 2.5 avec des pas de 0.25. Le relais possède des multiplicateurs de réglage de courant dits prises de réglage (Plug Setting Ps) qui varient de 50% à 200% avec des pas de 25%. Le courant I_r au primaire du transformateur de courant est déterminé par [66]:

$$I_{p_i} = PTS_i * RC_i \quad (4.16)$$

Tel que RC_i est le rapport du transformateur de courant. Remarquant que chaque relais a deux variables, le courant de démarrage et le TDS . Nous déterminons un vecteur pour toutes les variables afin de réaliser l'optimisation comme suit :

$$TDS_i^{min} \leq TDS_i \leq TDS_i^{max} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (4.17)$$

$$PTS_i^{min} \leq PTS_i \leq PTS_i^{max} \quad i = 1, 2, \dots, m \quad (4.18)$$

Tel que TDS_i^{min} , PTS_i^{min} , TDS_i^{max} , PTS_i^{max} présentent les limites des variables.

4.17 Conclusion

Ce chapitre composé de deux parties bien coordonnées, la première partie a été consacrée à l'analyse des défauts dans les réseaux électriques. Le calcul des courants de court circuit symétrique et asymétrique tout en considérant les différentes configurations du régime de neutre est une phase déterminante pour le choix et le réglage de différents relais. La deuxième partie de ce chapitre est réservée au problème de sélectivité entre les relais de protection. Ce chapitre se termine par donnée un aperçu général sur la nécessité d'introduire l'aspect d'optimisation sur le problème de coordination des relais de protection.

Les Méthodes d'Optimisation Métaheuristiques

5.1 Introduction :

Les chercheurs se heurtent quotidiennement à des problèmes de complexité grandissante, qui surgissent dans des secteurs très divers, comme l'écoulement de puissance optimale, la conception de systèmes de commande et le problème de l'optimisation de réglage de relais de protection.etc. Le problème à résoudre peut souvent être considéré comme un problème d'optimisation dans lequel on définit une ou plusieurs fonctions objectifs, ou fonctions de coût, que l'on cherche à minimiser (ou maximiser) par rapport à l'ensemble des paramètres concernés. Les méthodes classiques [8-13] ou encore déterministes sont basées sur les caractéristiques mathématiques de la fonction à optimiser à savoir la dérivée, le gradient, le hessien etc ; la résolution d'un tel problème a conduit les chercheurs à proposer des méthodes de résolution de plus en plus performantes notamment pour les problèmes d'optimisation à grande complexité, parmi lesquelles on peut citer les métaheuristiques [14-21].

Ces dernières qui comprennent notamment, les algorithmes d'optimisation par essaim de particules [15-16], les algorithmes génétiques [1-2] la méthode Seeker (SOA) [17], la méthode de recherche Tabou [3-4], réseau de neurone, présentent des caractéristiques communes, qui sont :

- Raisonnement par analogie avec les systèmes réels physique, biologie, éthologie,...etc.
- Stochastiques.

Et partagent aussi les mêmes inconvénients :

- Difficulté de réglage des paramètres de la méthode..
- Temps de calcul élevé.

5.2 Les Algorithmes génétiques :

Les algorithmes génétiques (GA : Genetic Algorithms) sont, les techniques les plus populaires et le plus largement utilisée. Les origines de ces algorithmes remontent au début des années 1970, avec les travaux de John Holland et ses élèves à l'Université de Michigan sur les systèmes adaptatifs [67]. L'ouvrage de référence de David E. Goldberg [24] a fortement participé à leur essor. Ces algorithmes se détachent en grande partie par la représentation des données du génotype, initialement sous forme d'un vecteur binaire et plus généralement sous forme d'une chaîne de caractères [68].

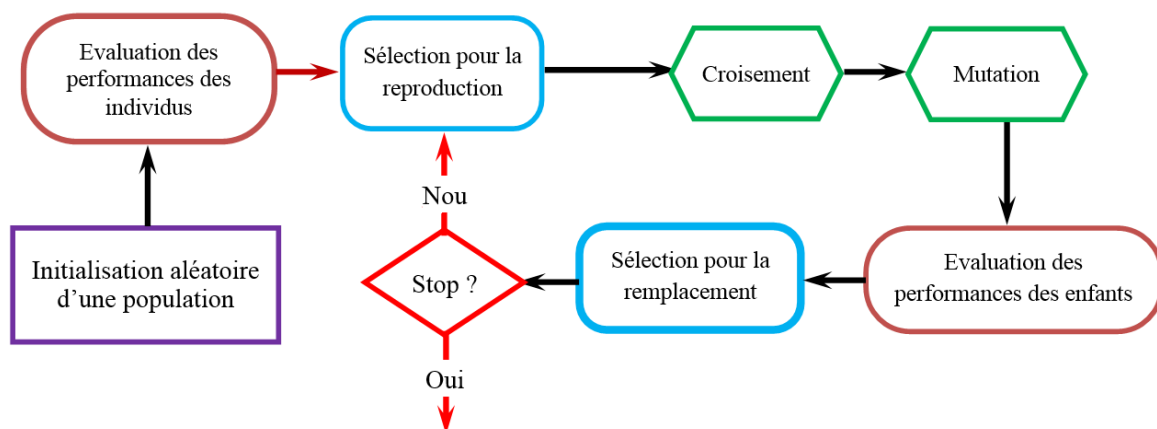


Fig. 5.1 Organigramme de l'algorithme évolutionnaire simple.

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

Sélection : Pour déterminer quels individus sont plus enclins à se reproduire, une sélection est opérée. Il existe plusieurs techniques de sélection, les principales utilisées sont la sélection par tirage à la roulette (roulette-wheels election), la sélection par tournoi (tournament selection), la sélection par rang (ranking selection), etc [68].

Croisement : L'opérateur de croisement combine les caractéristiques d'un ensemble d'individus parents (généralement deux) préalablement sélectionnés, et génère de nouveaux individus enfants. Là encore, il existe de nombreux opérateurs de croisement, par exemple le croisement en un point, le croisement en n -points ($n \geq 2$) et le croisement uniforme (Le croisement uniforme peut être vu comme un croisement multi-points dont le nombre de coupures est déterminé aléatoirement au cours de l'opération) ((see Fig. 5.2)).

Mutation : Les descendants sont mutés, c'est-à-dire que l'on modifie aléatoirement une partie de leur génotype, selon l'opérateur de mutation.

Remplacement : Le remplacement (ou sélection des survivants), comme son nom l'indique, remplace certains des parents par certains des descendants. Le plus simple est de prendre les meilleurs individus de la population, en fonction de leurs performances respectives, afin de former une nouvelle population (typiquement de la même taille qu'au début de l'itération).

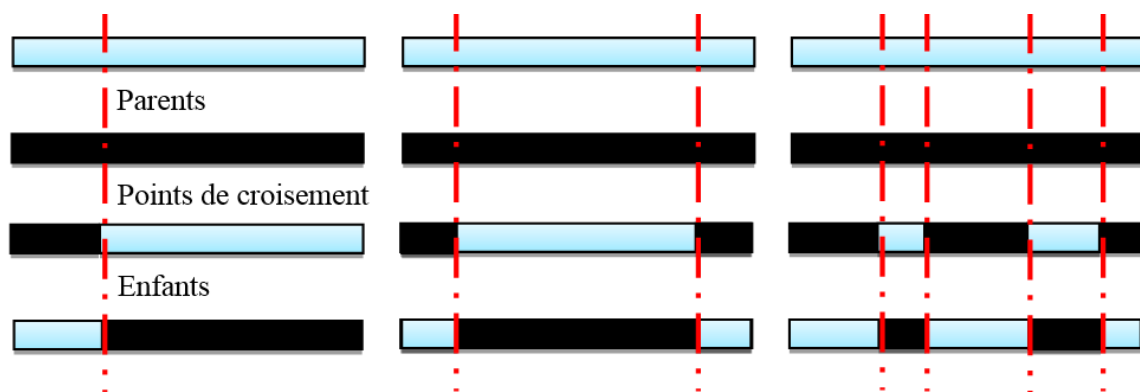


Fig. 5.2 Représentation de l'opération de croisement.

5.2.1 Codage et population initiale :

Premièrement, il faut représenter les différents états possibles de la variable dont on cherche la valeur optimale sous forme utilisable pour un (AG): c'est le codage. Cela permet d'établir une connexion entre la valeur de la variable et les individus de la population de manière à imiter la transcription génotype-phénotype qui existe dans le monde vivant. Il existe principalement trois types de codage : le codage binaire, le codage réel et le codage en base n .

Codage binaire :

Ce codage a été le premier à être utilisé dans le domaine des (AG). Il présente plusieurs avantages : alphabet minimum $\{0,1\}$, facilité de mise en point d'opérateurs génétiques. Néanmoins ce type de codage présente quelques inconvénients parmi lesquels on cite :

Les performances de l'algorithme sont dégradées devant les problèmes d'optimisation de grande dimension à haute précision numérique. Pour de tels problèmes, les (AG) basés sur les chaînes binaires ont de faibles performances.

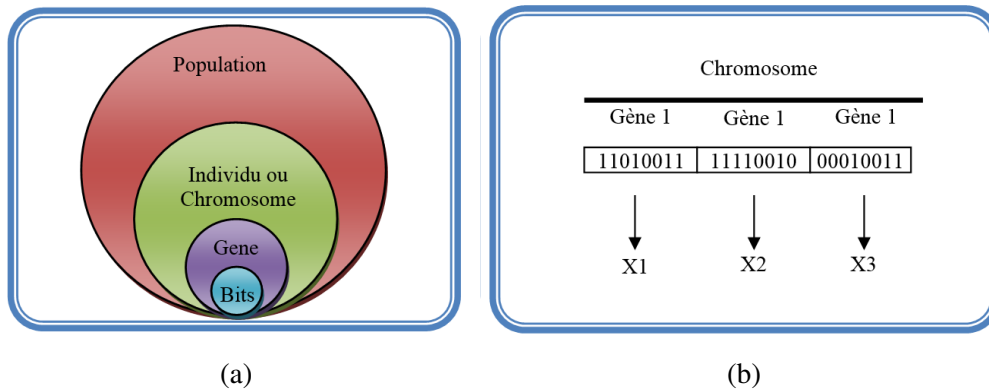


Fig. 5.3 (a) Les quatre niveaux d'organisation des AG, (b) Illustration du codage des variables.

La distance de Hamming entre deux nombres voisins (nombre de bits différents) peut être assez grande dans le codage binaire : l'entier 7 correspond à la chaîne 0111 et la chaîne 1000 correspond à l'entier 8. Or la distance de hamming entre ces deux chaînes est de 4, ce qui crée bien souvent une convergence, et non pas l'obtention de la valeur optimale.[43]

Codage réel :

Il a le mérite d'être simple. Chaque chromosome est en fait un vecteur dont les composantes sont les paramètres du processus d'optimisation. Par exemple, si on recherche l'optimum d'une fonction de n variables ($f(x_1, x_2, \dots, x_{n-1})$) on peut utiliser tout simplement un chromosome ch contenant les n variables :

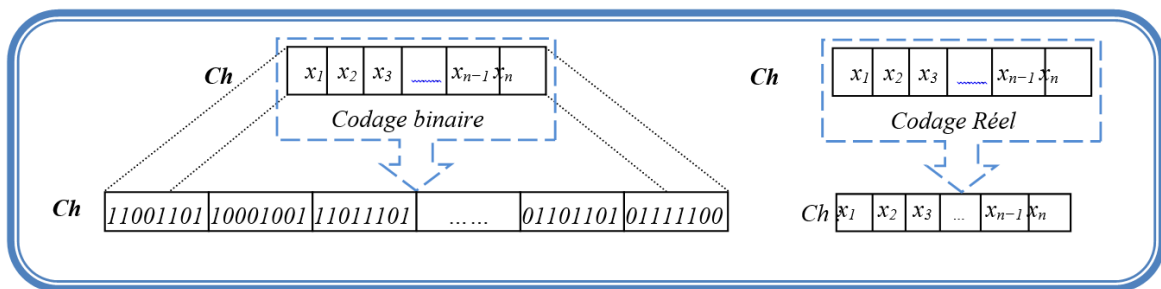


Fig. 5.4 Le codage réel et le codage binaire.

Avec ce type de codage la procédure d'évaluation des chromosomes est plus rapide vu l'absence de l'étape de transcoding (du binaire vers le réel). Les résultats donnés par Michalewicz (*Michalewicz, 1992*) montrent que la représentation réelle aboutit souvent à une meilleure précision et un gain important en termes de temps d'exécution. [69]

5.3 Optimisation par essais de particules :

L'Optimisation par Essaim de Particule (PSO) a été proposée par Kennedy et Eberhart en 1995 [27-29]. Cette méthode est inspirée du comportement social des animaux évoluant en essaim. L'exemple le plus souvent utilisé est le comportement des bancs de poissons (*Wilson, 1975; Reynolds, 1987*[67]). En effet, on peut observer chez ces animaux des dynamiques de déplacement relativement complexes, alors qu'individuellement chaque individu a une intelligence limitée et une connaissance seulement locale de sa situation dans l'essaim. Un individu de l'essaim n'a pour connaissance que la position et la vitesse de ses plus proches voisins. Chaque individu utilise donc, non seulement, sa propre mémoire, mais aussi l'information locale sur ses plus proches voisins pour décider de son propre déplacement. Des règles simples, telles que aller à la même vitesse que les autres, se déplacer dans la même direction ou encore rester proche de ses voisins sont des exemples de comportements qui suffisent à maintenir la cohésion de l'essaim, et qui permettent la mise en œuvre de comportements collectifs complexes et adaptatifs. L'intelligence globale de l'essaim est donc la conséquence directe des interactions locales entre les différentes particules de l'essaim. La performance du système entier est supérieure à la somme des performances de ses parties [43]. Kennedy et Eberhart se sont inspirés de ces comportements socio-psychologiques pour créer l'(PSO). Un essaim de particules, qui sont des solutions potentielles au problème d'optimisation, survole l'espace de recherche, en quête de l'optimum global. Le déplacement d'une particule est influencé par les trois composantes suivantes :

- Une composante physique : la particule tend à suivre sa direction courante de déplacement.
- Une composante cognitive : la particule tend à se diriger vers le meilleur site par lequel elle est déjà passée.
- Une composante sociale : la particule tend à se fier à l'expérience de ses congénères et, ainsi, à se diriger vers le meilleur site déjà atteint par ses voisins.

Dans le cas d'un problème d'optimisation, la qualité d'un site de l'espace de recherche est déterminée par la valeur de la fonction objectif en ce point. La Figure (Fig. 5.5) illustre la stratégie de déplacement d'une particule.

La position de chaque particule de l'essaim est déterminée par le système d'équation suivant :

$$\begin{cases} V(t+1) = w * V(t) + C_1 rand_1 * (Pbest_m - X(t)) + C_2 rand_2 * (Gbest_m - X(t)) \\ X(t+1) = X(t) + V(t+1) \end{cases} \quad (5.1)$$

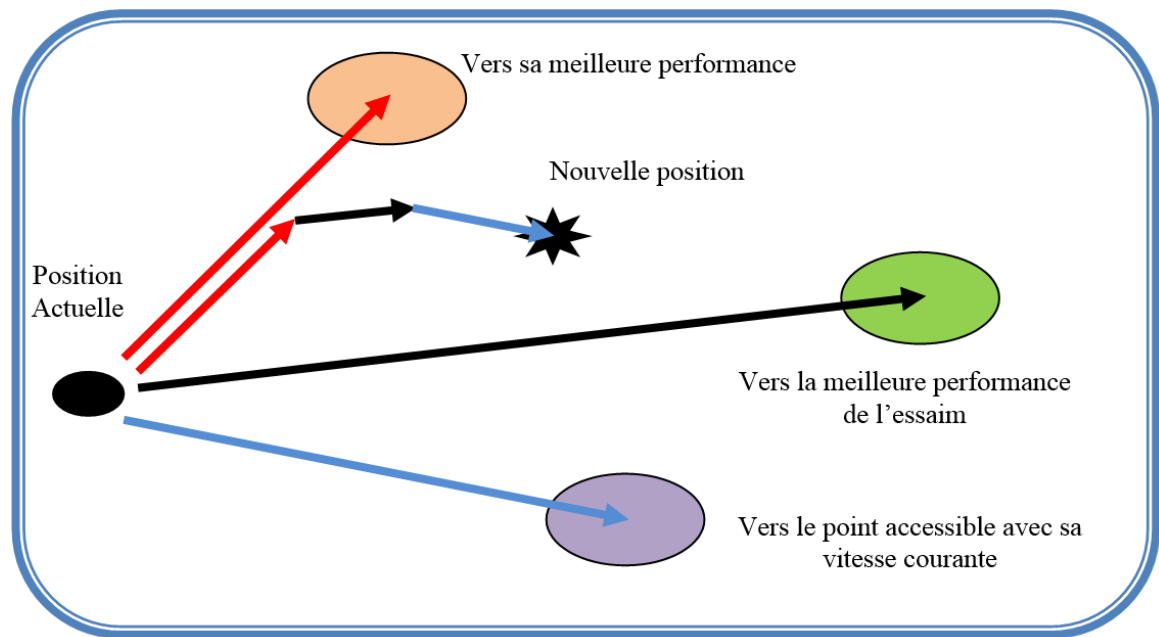


Fig. 5.5 Représentation schématique du déplacement d'une particule.

Tal que : $X(t)$ Position de la particule $P(t)$, $V(t)$ Vitesse de la particule $P(t)$, $Pbest_m$ Meilleure fitness obtenue pour la particule $P(t)$, $Gbest_m$ Position de la particule $P(t)$ pour la meilleure fitness. Ou w est en général une constante appelée, coefficient d'inertie, C_1 ; C_2 sont deux constantes, appelées coefficients d'accélération, $rand_1$ et $rand_2$ sont deux nombres aléatoires tirés uniformément de l'intervalle $[0,1]$ à chaque itération et pour chaque dimension.

5.3.1 Le voisinage :

Le voisinage constitue la structure du réseau social. Les particules à l'intérieur d'un voisinage communiquent entre-elles. Différents voisinages ont été étudiés et sont considérés en fonction des identificateurs des particules et non des informations topologiques comme les distances euclidiennes dans l'espace de recherche[43] :

Topologie en étoile (Fig. 5.6(a)) : le réseau social est complet, chaque particule est attirée vers la meilleure particule notée ($Gbest$) et communique avec les autres.

Topologie en anneau (Fig. 5.6(b)) : chaque particule communique avec n voisines immédiates ($n=3$). Chaque particule tend à se déplacer vers la meilleure dans son voisinage local notée ($Pbest$) [43].

Topologie en rayon (Fig. 5.6(c)) : une particule centrale est connectée à tous les autres. Seule cette particule centrale ajuste sa position vers la meilleure, si cela provoque une amélioration l'information est propagée aux autres.

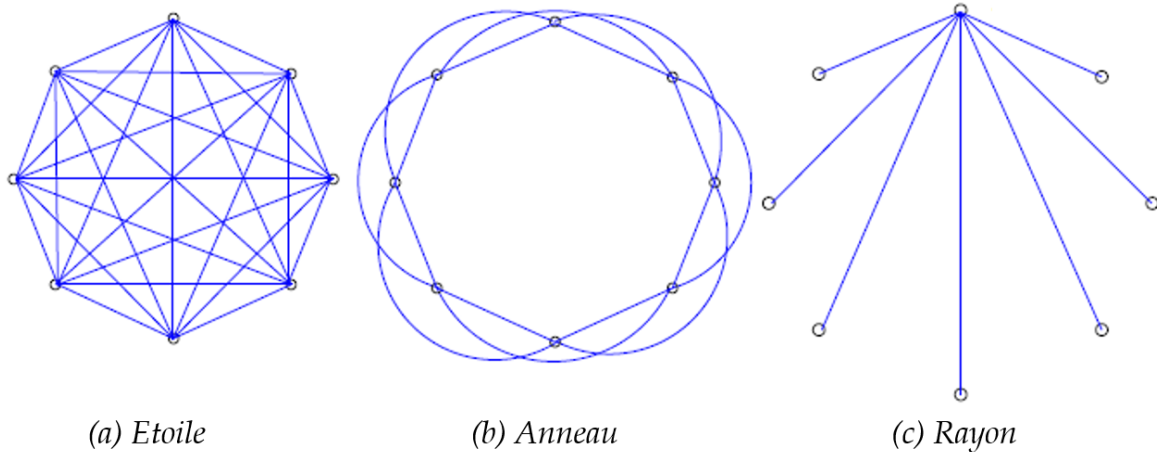


Fig. 5.6 Trois topologies du voisinage différentes.

Les étapes d'un algorithme (PSO) peuvent représenter par l'organigramme (Fig. 5.7) dans la page suivant :

De nombreuses études sur l'algorithme de l'essaim des particules ont été publiées au fil du temps [29-72]. Toutes ces études s'attachent à étudier dans quelle situation une convergence de l'essaim est assurée. Dans notre travail on essayé montre l'efficacité de ce algorithme avec trio variant, PSO-TVAC, PSO-TVAC II (la méthode proposée) et hybridation entre la méthode seeker (SOA) et PSA-TVAC.

5.3.2 L'algorithme avec le coefficient d'inertie (PSO-CI) :

L'algorithme PSO classique peut être décrit sous forme vectorielle (eq 5.1) , La combinaison des paramètres du coefficient d'inertie w et l'intensité d'attraction (C_1 et C_2) permet de régler l'équilibre entre les phases de diversification et d'intensification du processus de recherche [29]. ont démontré qu'une bonne convergence peut être obtenue en rendant dépendants ces paramètres.

$$w = (w_{max} - w_{min}) * \frac{(iter_{max} - iter_{min})}{iter_{max}} + w_{min}, \quad (5.2)$$

Avec : w est le coefficient d'inertie, w_{min} et w_{max} , représentent la valeur initiale et finale du coefficient d'inertie respectivement, $iter$ représente l'itération courante et $iter_{max}$ est le nombre d'itération maximal.

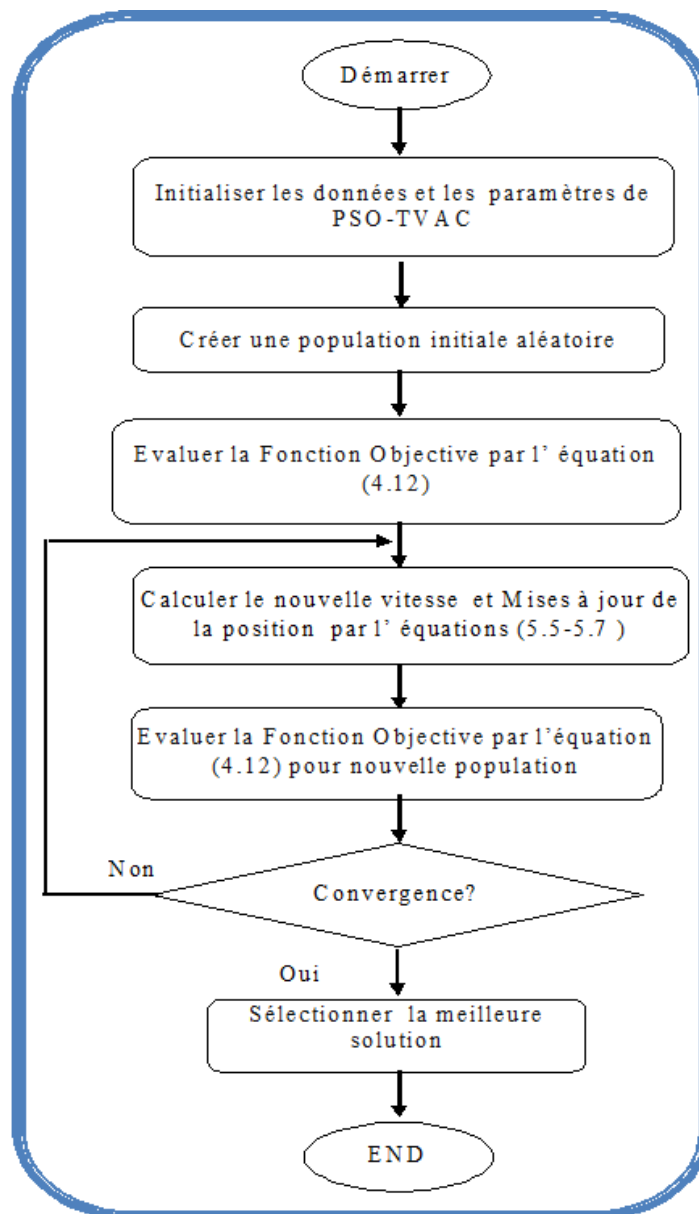


Fig. 5.7 L'organigramme de l'algorithme PSO standard.

5.3.3 L'algorithme PSO avec le facteur de construction k (PSO-AFC)

:

Le deuxième variante basée sur le facteur de construction K . Dans l'application de cette algorithme avec l'approche du facteur de constriction K , ($PSO - AFC$), la vitesse est modifiée par un facteur connu K . L'utilisation d'un facteur de constriction K permet d'améliorer

l'exploration de l'essaim, d'assurer la convergence. L'équation (1.5) devient alors :

$$\begin{cases} V(t+1) = k * [V(t) + C_1 rand_1 * (Pbest_m - X(t)) + C_2 rand_2 * (Gbest_m - X(t))] \\ X(t+1) = X(t) + V(t+1) \end{cases} \quad (5.3)$$

Avec :

$$k = \frac{2}{|2 - \varphi - \sqrt{\varphi^2 - 4\varphi}|} \quad (5.4)$$

Dans l'iterateur [29,28 et 70], de nombreux tests sont menés pour déterminer les valeurs optimales de C_1 et C_2 . Dans la majorité des cas, on utilise $\varphi = 4.1$ et $C_1 = C_2 = 2.05$; ce qui donne un coefficient K approximativement égal à 0.729 [33].

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

Cette fois ci les coefficients : cognitif et social C_1 et C_2 décrits par les équations (5.6) ne sont plus constants mais variables en fonction de génération, autrement dit dans le temps dont le but est de guider l'exploration tantôt vers la direction de l'expérience de l'individu (coefficient cognitif dominant) tantôt vers la direction de l'expérience de groupe (coefficient social dominant). Enfin l'interaction de ces deux facteurs dirige l'exploration vers la solution voulue. La Fig. 5.8 illustre l'interaction de ces deux facteurs en fonction de génération. Le

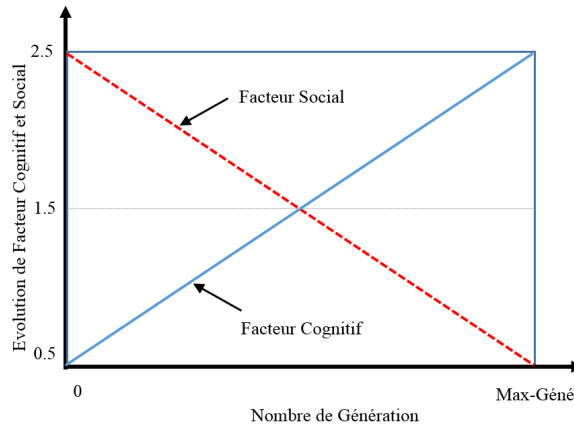


Fig. 5.8 Interaction entre facteur social et cognitif.

modèle mathématique de ce nouvel algorithme est basé sur le système d'équations suivant [72] :

$$\begin{cases} V(t+1) = w * [V(t) + C_1 rand_1 * (Pbest_m - X(t)) + C_2 rand_2 * (Gbest_m - X(t))] \\ X(t+1) = X(t) + V(t+1) \end{cases} \quad (5.5)$$

Tel que

$$\begin{cases} C_1 = (c_{1f} - c_{1m}) \frac{iter}{iter_{max}} + c_{1m} \\ C_2 = (c_{2f} - c_{2m}) \frac{iter}{iter_{max}} + c_{2m} \end{cases} \quad (5.6)$$

$$w = (w_{max} - w_{min}) * \frac{(iter_{max} - iter_{min})}{iter_{max}} + w_{min}, \quad (5.7)$$

Avec : $0.4 \leq w \leq 0.9$, ou C_1, C_2 et w sont respectivement facteur cognitif, facteur social, coefficient d'inertie, c_{1f}, c_{1m}, c_{2f} et c_{2m} Sont respectivement les valeurs initiales et finales de deux coefficients cognitif et social [70].

5.3.5 Algorithme PSO-TVAC modifié :

Dans ce mémoire et pour fin de comparaison nous avons appliqué l'algorithme de PSO modifié sur le problème de coordination entre les relais à maximum de courant directionnels, ce dernier se caractérise par l'algorithme suivant :

- Etape 1 : Deviser la population initiale en sous population de taille égale.
- Etape 2 : lancer l'algorithme de PSO ordinaire pour trouver l'optimum global pour chaque sous population en parallèle.
- Etape 3 : créer une nouvelle population est lancé le processus de recherche en démarrant par les solutions trouvées précédemment en vu de trouver l'optimum global qui représente notre objectif.

Cet algorithme est représenté dans l'organigramme sous dessous (Fig. 5.9).

5.4 Algorithme d'optimisation de chercheur (Seeker) :

La nouvel Algorithme d'optimisation de Seeker qui est appelé aussi l'algorithme d'optimisation de chercheur (**Searchers optimisation algorithm SOA**), proposé et développé pour la première fois en 2006 par Chaohua Dai dans [30-32]. Il est parmi les algorithmes d'optimisation heuristique basé sur le concept simulant l'acte de recherche randomisé humaine.

L'algorithme de SOA fonctionnée sur un ensemble de solutions appelées population de recherche. La personne de cette population est appelée chercheur (seeker). Le processus d'optimisation de cette algorithme comme une recherche de solution par une sous-population de chercheur. Généralement la population est classée au K sous-populations (K=3 toutes les sous-populations ont la même taille) afin de rechercher et découvrir le maximum de l'espace de recherche, et tous les chercheurs de la même sous-population constituent un quartier. Les

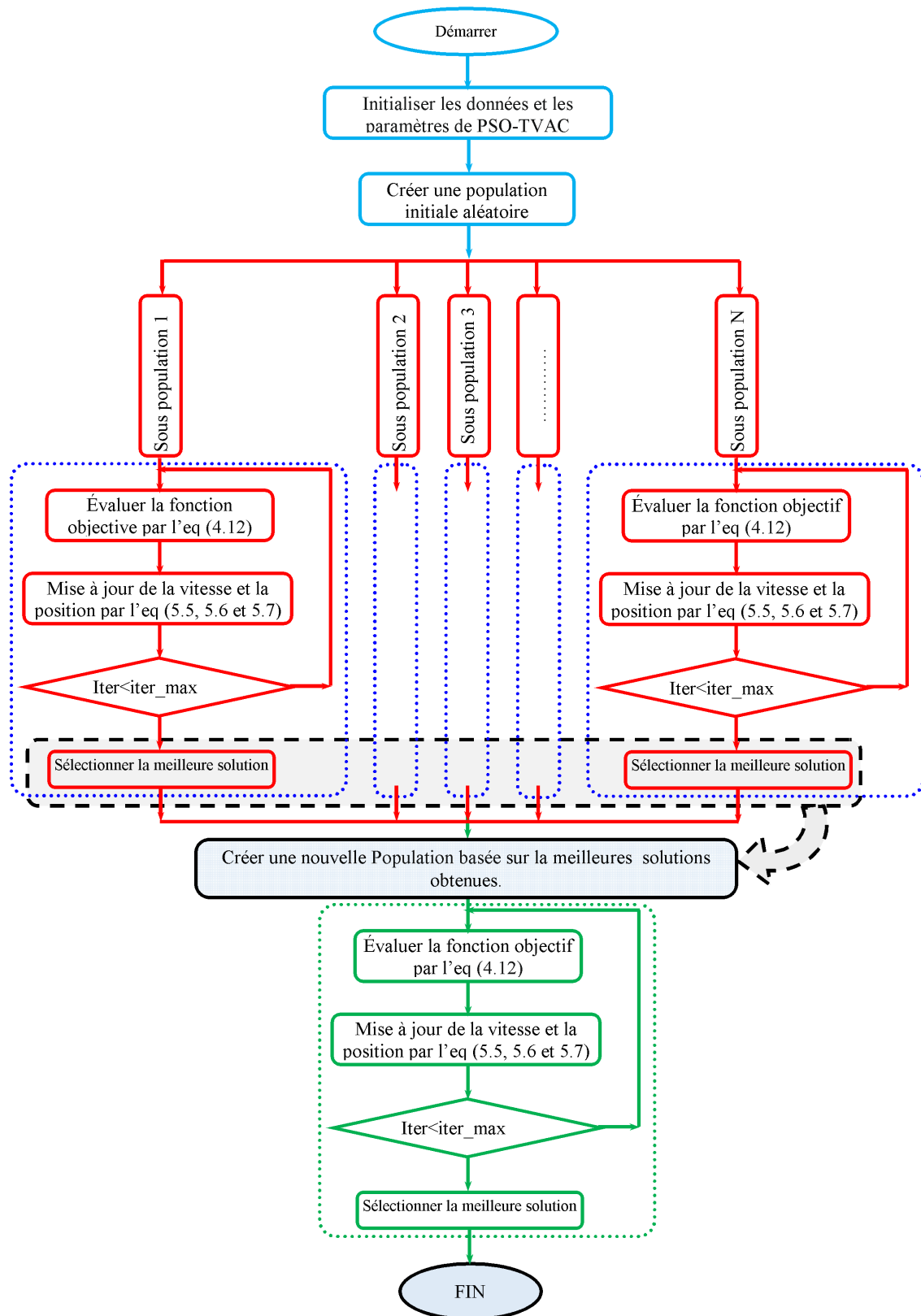


Fig. 5.9 Algorithme d'optimisation PSO modifié PSO-TVAC II.

étapes principales de l'algorithme de SOA sont résumées comme suit, l'organigramme de calcul est présenté dans la (Fig. 5.10).

Étape 1: Initialisation

1. Lecture des données d'entrée.
2. Définir le nombre Maximum de d'itération (critère d'arrêt) et de population.
3. fixer des limites inférieures et supérieures de chaque chercheur (variable de control).
4. Lire les paramètres de SOA.

Étape 2: Initialiser les positions des chercheur dans l'espace de recherche au hasard et uniformément et Diviser la population en 3 sous-population.

Étape 3: Calculer la fonction objective des positions initiales. Et sélectionnez-la :

1. Meilleure position personnel de chaque chercheur à son poste actuel.
2. Meilleure position de chaque sous-population (meilleure position. local).
3. Meilleure position de la population (meilleure position global).

Étape 4: Déterminer la direction de recherche et de longueur de pas (voir les sections 4.4.1) pour chaque demandeur, par les équations (5.6, 5.10) et mettre à jour son poste.

Étape 5: Mettre à jour la position de chaque demandeur (5.1).

Étape 6: Calculer la fonction objective pour chaque demandeur.

Étape 7: Mettre à jour la.

1. Meilleure position personnel de chaque chercheur à son poste actuel.
2. Meilleure position de chaque sous-population (le voisin de chaque chercheur).
3. Meilleure position de la population.

Étape 8: Sous-population apprend les uns des autres.

Étape 9: Répétez l'étape 4 jusqu'à la fin de la cycles d'itération (critère d'arrêt maximale).

Étape 10: Déterminer la meilleure solution (index de tableau) correspondant à la valeur de la fonction objectif optimale.

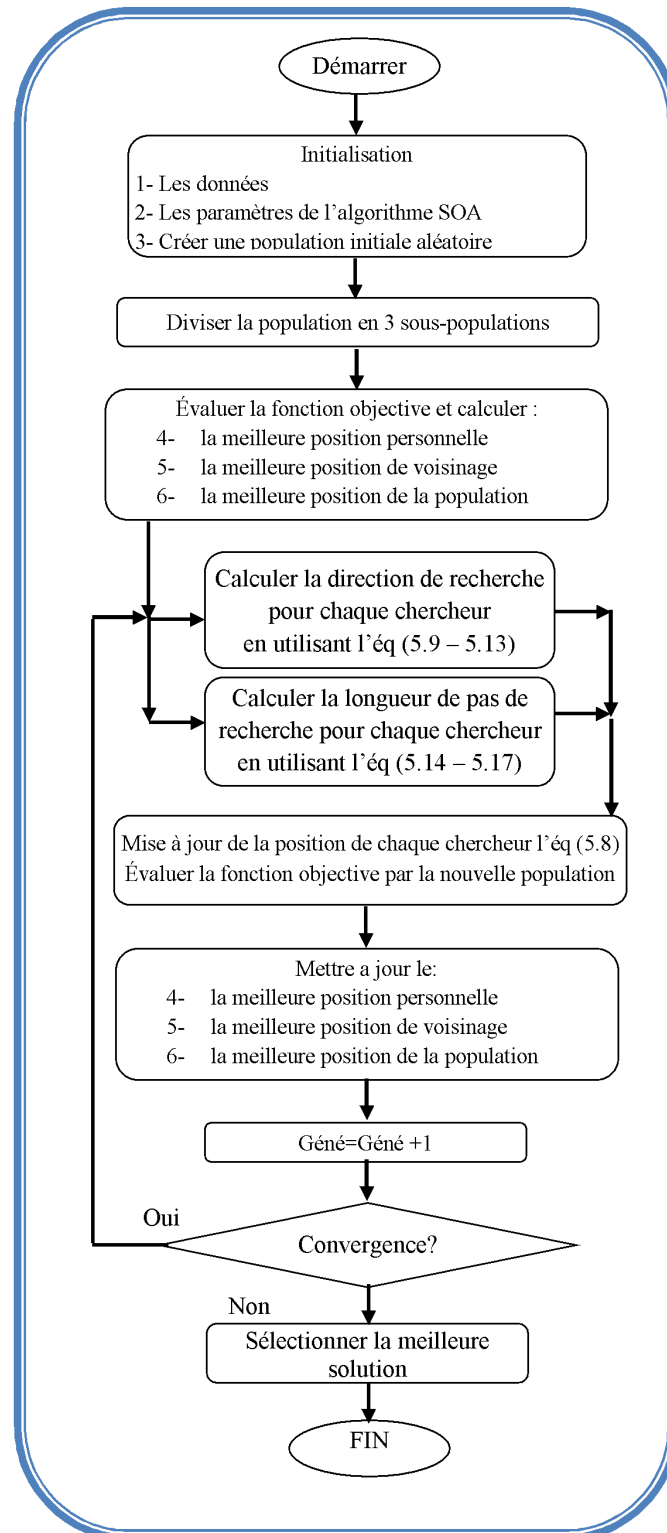


Fig. 5.10 L'organigramme de l'algorithme SOA.

5.4.1 La direction de recherche et la longueur de pas de recherche :

Dans *SOA*, la direction de recherche $d_i = [d_{i,1}, d_{i,2}, \dots, d_{i,D}]$ et la longueur de pas $\alpha_i = [\alpha_{i,1}, \alpha_{i,2}, \dots, \alpha_{i,D}]$ sont calculé séparément pour chaque chercheur $x_i = [x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,D}]$, pour chaque itération i , tel que D présentée le nombre de population, $\alpha_{ij}(t) \geq 0$ et $d_{ij}(t) \in \{-1, 0, 1\}$ et où:

$d_{ij}(t) = 1$: signifie que le chercheur va vers la direction positive.

$d_{ij}(t) = -1$: Signifie que le chercheur va vers la direction négative.

$d_{ij}(t) = 0$: Signifie que le chercheur reste à la position actuelle.

La mise à jour de position sur chaque chercheur est donnée par la Suivant :

$$x_{ij}(t+1) = x_{ij}(t) + \alpha_{ij}(t)d_{ij}(t) \quad (5.8)$$

Calcul de la direction de recherche :

La direction de recherche comporte quatre composantes qui sont déterminés comme suit.

Direction personnelle $d_{i,P}(t)$: chaque chercheur a une direction vers son meilleure position $P_{i,best}(t)$, cette direction est exprimée comme suit:

$$d_{i,P}(t) = P_{i,best}(t) - x_i(t) \quad (5.9)$$

Direction local $d_{i,L}(t)$: La direction local est calculée à partir de meilleure position locale que présentée la meilleure position $L_{i,best}(t)$ dans chaque sous-population.

Direction global $d_{i,g}(t)$: La direction globale est calculée à partir de meilleure position global $g_{i,best}(t)$ parmi tous les chercheurs dans toutes les sous-populations. Ces deux directions sont formulées via (5.10) à (5.11).

$$d_{i,L}(t) = L_{i,best}(t) - x_i(t) \quad (5.10)$$

$$d_{i,g}(t) = g_{i,best}(t) - x_i(t) \quad (5.11)$$

Direction historique $d_{i,pro}(t)$: Chaque chercheur a une mémoire qui conserve la meilleure expérience. En d'autres termes, chaque chercheur pourrait ajuster son orientation future vers la solution globale basée sur les expériences passées obtenues lors de la recherche de l'espace de solution. Ce comportement d'apprentissage est modélisé par l'équation suivent :

$$d_{i,pro}(t) = x_i(t_1) - x_i(t_2) \quad (5.12)$$

Tel que $t_1, t_2 \in \{t, t-1, t-2\}$ et $x_i(t_1)$ la meilleure solution.

La direction générale est déterminée sur la base d'une combinaison aléatoire de toutes les directions. Le sens de la i th recherche du chercheur, ($d_i = [d_{i,1}, d_{i,2}, \dots, d_{i,D}]$), est déterminé sur la base d'un compromis entre les quatre composantes de la direction de recherche. La direction générale de l'élément i th est sélectionné par la règle proportionnelle suivante (5.13):

$$d_{ij} = \begin{cases} 0 & \text{if } r_j \leq P_j^{(0)} \\ +1 & \text{if } P_j^{(0)} \leq r_j \leq P_j^{(0)} + P_j^{(+1)} \\ -1 & \text{if } P_j^{(0)} + P_j^{(+1)} < r_j \leq 1 \end{cases} \quad (5.13)$$

Tel que r_j est un nombre aléatoire uniforme entre $[0, 1]$. Les deux P_j^m et $m \in \{0, 1, -1\}$ est défini comme suit. Dans l'ensemble $\{d_{ij,P}, d_{ij,L}, d_{ij,g}, d_{ij,pro}\}$, P_j^m est le pourcentage de la nombre m ou $P_j^m = (\text{nombre}(m))/4$.

Calcul de la longueur de pas de recherche :

Dans les algorithmes d'optimisations basées sur les gradients analytiques, la longueur de pas ou le facteur d'apprentissage pourraient être ajustés de façon adaptative. En d'autres termes, au voisinage de l'extremum, la longueur de pas devrait être plus courte et vice-versa. Dans le cas des méthodes évolutionnaires ou techniques d'optimisation basées sur le concept de la population, tels que la recherche humaine, la longueur de pas vers le point optimal pourrait être interprété comme un comportement à caractère flou. Alors, dans la logique floue, pour la phase de fusification une fonction d'appartenance linéaire est adaptée tandis que dans l'étape de défusification, une fonction de type cloche est utilisée. Pour concevoir une règle floue pour déterminer l'évolution de la longueur de pas, toutes les valeurs de la fonction fitness dans la population sont triées du plus petit au plus grand. Un numéro est alors attribué à chaque demandeur en fonction de son rang dans la population. Ce numéro ($s \in s = 1, 2, \dots, N_{pop}$), est utilisé comme entrée du système flou avec une fonction d'appartenance linéaire formulée comme suit:

$$\mu_i = \mu_{max} - \frac{(N_{pop} - R_i)}{N_{pop} - 1} * (\mu_{max} - \mu_{min}), \quad (5.14)$$

Avec, μ_i et R_i sont la valeur d'appartenance et le rang du i th chercheur dans la population triée, respectivement. Les valeurs d'appartenance maximales et minimales se produisent entre la meilleure solution et la mauvaise de positions engendrées dans la population, respectivement. Ici, une fonction d'appartenance de type cloche. $\mu_{\alpha_{ij}} = e^{\alpha_{ij}/-2\sigma_j}$ est utilisée. Sur la base de la fonction de cloche, les valeurs d'appartenance pour les membres localisés à l'extérieur de l'intervalle $[-3\sigma_j, +3\sigma_j]$ sont fixés à σ . La valeur de l'indicateur en tant que

le rayon de recherche est un vecteur aléatoire qui est déterminé comme étant :

$$\delta = \omega * \text{abs}(x_{best} - x_{rand}) \quad (5.15)$$

Tel que x_{best} est le meilleur chercheur dans la même sous-population. Le facteur de pondération ω est utilisé pour diminuer la longueur de pas ou courbe de génération et $(\omega_{max}, \omega_{min}) = (0.9, 0.1)$.

$$\omega(t) = \omega_{max} - \frac{(\omega_{max} - \omega_{min})}{t_{max}} * t \quad (5.16)$$

où t est le nombre d'itérations. Enfin, la longueur du pas sera defuzzified en utilisant la fonction de bell comme suit :

$$\alpha_{ij} = \delta_j \sqrt{-\log(\text{Rand}(\mu_i, 1))} \quad (5.17)$$

Tel que : $\text{Rand}(\mu_i, 1)$ génère un nombre aléatoire dans l'intervalle $[\mu_i, 1]$.

5.4.2 L'algorithme à base de biogéographie ((Biogeography based optimization BBO) :

L'algorithme à base de biogéographie (**BBO : Biogeography-Based Optimization**), développé par Dan Simon en 2008 [34], trouve ses origines dans la théorie de l'équilibre dynamique (appelée aussi théorie de la biogéographie insulaire), énoncée par Mac Arthur et Wilson [33]. La théorie de la biogéographie consiste en l'étude de la répartition spatiale des espèces vivantes (végétales et animales) et des causes de cette répartition.[74]

Dans le début des années 60, (Mac arthur and Wilson, 1967) ont développé les modèles mathématiques de la biogéographie, ce qui lui permet de prospérer comme un important domaine de recherche. Dans la science de la biogéographie, une île est définie comme la zone écologique habitée par des plantes particulières ou d'espèces animales et géographiquement isolée d'autres habitats. Chaque île a ses caractéristiques telles que la disponibilité alimentaire, les précipitations, la température, la diversité des espèces, la sécurité, etc. (Fig 5.11). La qualité d'une île est mesurée par son indice d'adéquation (*Suitability Index*). Les îles avec un indice élevé sont plus adaptées à la vie et ont donc une grande population [73].

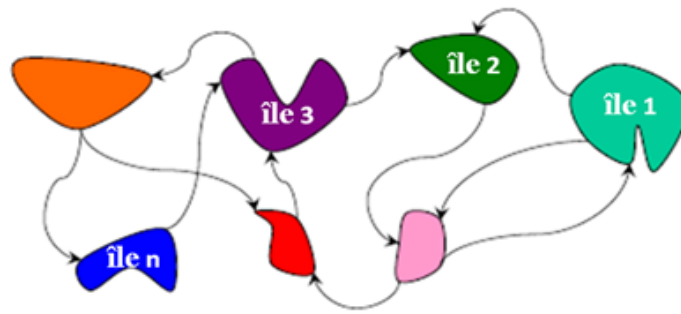


Fig. 5.11 Migration des espèces (Simon, 2008).

Table 5.1 Terminologie de la BBO

La Biogéographie	Algorithme BBO
Habitat ou île	Solution du problème
HSI	Qualité de la solution (fonction coût)
SIV	Les Variables du problème d'optimisation

5.4.3 Optimisation et biogéographie :

L'application de la biogéographie dans l'optimisation est un exemple d'un modèle de processus naturel pour résoudre les problèmes d'optimisation. Ceci est similaire à ce qui s'est passé dans les dernières décennies avec les algorithmes génétiques, réseaux de neurones, les colonies de fourmis et d'autres domaines de l'intelligence informatique [75]. L'optimisation par la biogéographie (BBO) utilise un vocabulaire similaire à celui de la biogéographie (Table 5.1) où chaque habitat est analogue à une solution du problème. Les caractéristiques des solutions (variables de décision) sont appelées variables d'indice d'adéquation (SIV). L'indice d'adéquation de l'habitat (HSI) est analogue au fitness qui permet de mesurer l'adéquation de l'individu. Les habitats avec un HSI élevé ont tendance à avoir un grand nombre d'espèces, un taux d'immigration faible et un taux d'émigration élevé. Inversement, les habitats avec un HSI faible ont un faible nombre d'espèces, un taux d'immigration élevé et un taux d'émigration faible [34]. L'algorithme BBO nécessite l'emploi de certains termes dont il est utile de préciser la définition.

Variable d'indice d'adéquation :

Une variable d'indice d'adéquation (*SIV: Suitability Index Variable*) est une variable entière, réelle ou booléenne qui caractérise l'habitabilité d'une île [34].

Habitat :

Un habitat H est une solution du problème représentée généralement par un vecteur initialisé aléatoirement par des variables d'indice d'adéquation. Il est noté :

$$H = [SIV_1, SIV_2, \dots, SIV_k] \quad (5.18)$$

Population :

Une population est un ensemble de n habitats (Simon, 2008).

$$PoP = [H_1, H_2, \dots, H_n] \quad (5.19)$$

Indice d'adéquation de l'habitat :

Un indice d'adéquation de l'habitat (HSI) équivalant au fitness, associe une valeur pour chaque individu. Cette valeur a pour but d'évaluer le degré d'adaptation d'un individu à son environnement .

$$HSI = f(H) = f([SIV_1, SIV_2, \dots, SIV_k]) \quad (5.20)$$

Taux d'immigration :

Le taux d'immigration $\lambda(H_i)$ est le taux d'entrée des variables (SIV) à un habitat.

Taux d'émigration :

Le taux d'émigration $\mu(H_i)$ est le taux de sortie des variables (SIV) d'un habitat.

5.4.4 Étapes de l'optimisation basée sur la biogéographie :

L'organigramme fonctionnel présenté dans la Figure 5.13, illustre la structure générale de l'algorithme BBO. L'algorithme commence par initialiser les paramètres et la population initiale, il modifie cette population par des opérateurs spécifiques en construisant de nouvelles populations jusqu'à atteindre une qualité (HSI) meilleure qu'un seuil préfixé ou un nombre maximal de générations g_{max} .

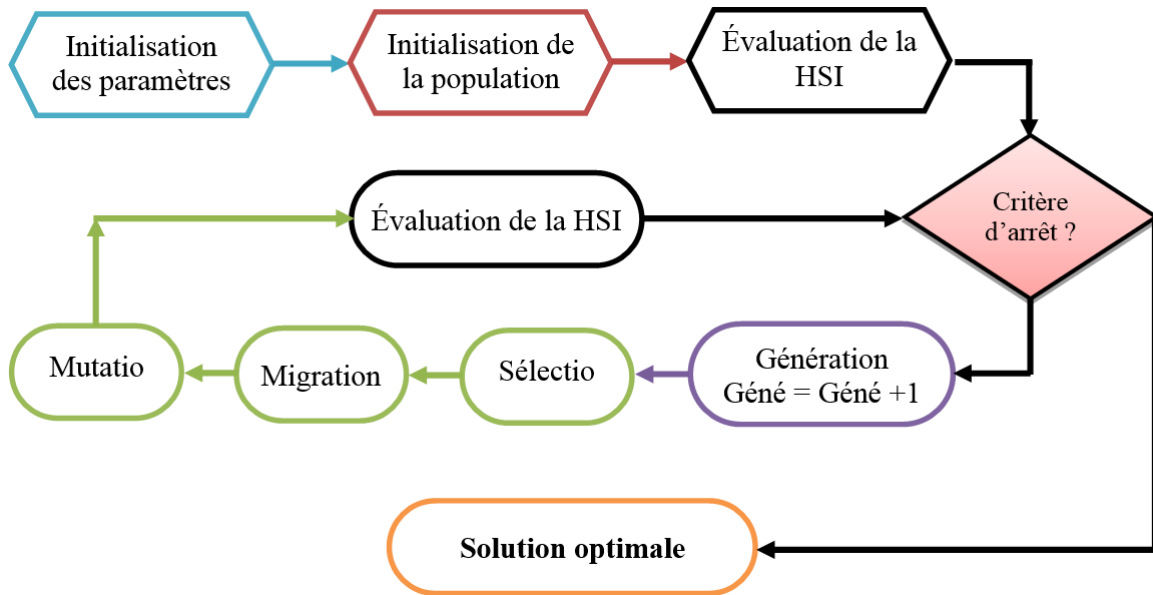


Fig. 5.12 Organigramme général de l'algorithme BBO.

Table 5.2 Paramètres de la BBO.

Paramètres	Notation	Valeur
Taille de la population	NP	100
Probabilité de mutation	pm	0,01
Taille de la mémoire élite	n_{elit}	2
Taux d'immigration maximal	I	1
Taux d'émigration maximal	E	1
Nombre maximum de générations	g_{max}	100

5.4.5 Initialisation :

Dans cette étape, nous définissons les paramètres de contrôle (Table 5.2) et nous générons aléatoirement une population initiale de n habitats. La taille de cette population reste constante tout le long de l'algorithme. Table 2.3: Paramètres de la BBO

5.4.6 Sélection :

Pour appliquer les opérateurs de l'algorithme BBO comme n'importe quel autre algorithme évolutionnaire, nous devons sélectionner les habitats ou individus candidats à cet opérateur. La sélection est fondée sur la qualité des habitats, estimée à l'aide de fonction d'adaptation. Il existe plusieurs méthodes de sélection (sélection par roulette, Sélection par rang et Sélection par tournoi) [25] • par exemple dans la sélection par roulette. La population est représentée

comme une roue de roulette, où chaque habitat est représenté par une portion qui correspond proportionnellement à son valeur de *HSI* (fitness). La sélection d'un individu se fait en tournant la roue. L'un des inconvénients de ce type de sélection est de choisir presque toujours le même habitat s'il en existe un bien meilleur que tous les autres, ce qui cause une perte de diversité dans la population [26]

5.4.7 Opérateur de migration :

La migration est un opérateur probabiliste utilisé pour modifier chaque solution H_i en partageant des caractéristiques parmi les différentes solutions. L'idée de l'opérateur de migration est basée sur la migration en biogéographie, qui représente le mouvement des espèces entre les différents habitats. La probabilité qu'une solution est sélectionnée pour immigrer ou émigrer dépend de son taux d'immigration λ_i ou le taux d'émigration μ_j [75]. Le processus de migration est défini par la relation :

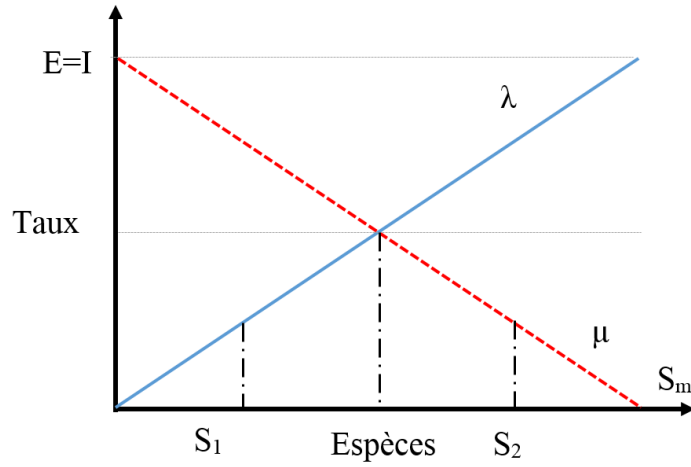
$$H_i(SIV_k) \Leftarrow H_j(SIV_k) \quad (5.21)$$

L'équation (5.21) représente comment une caractéristique ou *SIV* d'une solution H_i est remplacée par une caractéristique ou *SIV* d'une solution H_j par l'opération de migration. Dans la **BBO**, chaque solution H_i a son propre taux d'immigration λ_i et taux d'émigration μ_i . Ces deux taux sont calculés par l'équation (5.22) et l'équation (5.23) respectivement.

$$\lambda_i = I \left(1 - \frac{K_i}{n}\right) \quad (5.22)$$

$$\mu_i = E \left(\frac{K_i}{n}\right) \quad (5.23)$$

I et E représentent les taux maximaux possibles d'immigration et d'émigration respectivement. k_i représente le rang du i habitat après le tri de tous les habitats en fonction de leur *HSI*. n représente la taille de la population. La Figure 5.14 illustre deux solutions candidates S_{21} et S_2 à un problème en utilisant des courbes d'immigration et d'émigration symétriques ($E = I$). S_1 représente une mauvaise solution et S_2 représente une meilleure solution. La probabilité d'immigration pour S_1 sera donc plus élevée que celle de S_2 tandis que la probabilité d'émigration pour S_1 sera inférieure à la probabilité d'émigration pour S_2 [34].

Fig. 5.13 Illustration de deux solutions candidates S_1 et S_2 .

5.4.8 Opérateur de mutation :

En plus de l'opérateur de migration, nous avons l'opérateur de mutation. La mutation est un opérateur probabiliste utilisé pour modifier un ou plusieurs *SIV* d'une solution sélectionnée aléatoirement en se basant sur sa probabilité d'existence P_{ig} pour la génération g . Cet opérateur aide à introduire de nouvelles caractéristiques et augmente la diversité dans la population. La probabilité de mutation m_i est calculée en fonction de la probabilité de la solution exprimée dans l'équation (5.24).

$$m_i = m_{max} \left(1 - \frac{P_{ig}}{P_{max}} \right) \quad (5.24)$$

où : m_i : Le taux de mutation pour l'habitat i . m_{max} : Le taux maximum de mutation. P_{max} : La probabilité maximale d'existence. Avant d'appliquer l'opérateur de la mutation, nous devons calculer P_{ig} , la probabilité d'existence de l'habitat i dans la génération actuelle g . Ce paramètre est calculé à partir de sa valeur dans la génération précédente par l'équation (5.25).

$$P_{ig} = P_{ig-1} + P_i \quad (5.25)$$

Les valeurs de P_i avant le début de l'algorithme sont initialisées à $1/n$ pour chaque habitat (Simon, 2008). P_i est le changement de probabilité d'existence de l'habitat i , il est donné par l'équation (5.26) (Simon, 2008) :

$$P_i = \begin{cases} -(\lambda_i + \mu_i)P_i + \mu_{i+j}P_{i+1} & i = 1 \\ -(\lambda_i + \mu_i)P_i + \lambda_{i-1}P_{i-1} + \mu_{i+j}P_{i+1} & 2 \leq i \leq n \\ -(\lambda_i + \mu_i)P_i + \lambda_{i+j}P_{i-1} & i = n \end{cases} \quad (5.26)$$

5.4.9 Élitisme :

A la création d'une nouvelle population, il y a de grandes chances que les meilleurs habitats soient perdus après les opérations de migration et de mutation. Pour éviter cela, nous utilisons la méthode d'élitisme. Elle consiste à copier un ou plusieurs des meilleurs habitats dans la nouvelle génération. Ensuite, nous générons le reste de la population selon le mécanisme de reproduction usuel. L'opérateur de sélection est utilisé pour sélectionner des habitats pour appliquer les deux opérateurs d'évolution : la migration et la mutation.

5.5 L'algorithme de Firefly(Firefly Algorithm Fa) :

5.5.1 Les lucioles naturelles :

Les lucioles (**lampyridae**), où Fireflies (**en anglais**), sont des insectes qui appartiennent à la famille des abeilles. Les lucioles sont dotées d'ailes, leur nom vient du phénomène de bioluminescence. Les lucioles produisent une « lumière froide » sans fréquences infrarouges ou ultra-violetes [77]. Cette lumière chimique est générée à partir de l'abdomen inférieur du corps de ces insectes. La couleur de cette lumière peut être jaune, verte ou rouge pale, avec une longueur d'onde entre 510 à 670 nanomètres [76, 78]



Fig. 5.14 Une luciole naturelle.

5.5.2 L'Algorithme Firefly :

L'algorithme Firefly est une méta heuristique, bio-inspirée, introduite par *Dr Xin-She Yan* à l'université Cambridge en 2007. L'algorithme est basé sur le principe d'attraction entre

les lucioles et simule le comportement d'un essaim de lucioles dans la nature, ce qui lui donne beaucoup de similarités avec d'autres méta heuristiques basées sur l'intelligence collective du groupe, tel que l'algorithme *PSO (Particle Swarm Optimisation)*, l'algorithme d'optimisation par colonies d'abeilles (*ABC*), et l'algorithme des bactéries de fourrages (*BFA*) [79, 80]. Selon des bibliographies récentes, les performances de l'algorithme Firefly dans la résolution des problèmes d'optimisation dépassent celles des autres algorithmes, tel que les algorithmes génétiques. Ceci a été justifié par des recherches récentes, où les performances de cet algorithme ont été comparées avec celles de quelques algorithmes connus [79, 81]. L'algorithme prend en considération les trois points suivant [79] [80]:

- Toutes les lucioles sont unisexe, ce qui fait l'attraction entre celles-ci n'est pas en fonction de leur sexe.
- L'attraction est proportionnelle à leurs luminosités, donc pour deux lucioles, la moins lumineuse se déplacera vers la plus lumineuse. Si aucune luciole n'est lumineuse qu'une luciole particulière, cette dernière se déplacera aléatoirement.
- La luminosité des lucioles est déterminée en fonction d'une fonction objective (à optimiser) En se basant sur ces trois règles, l'algorithme Firefly se présente comme suit :
 1. Définir une fonction objective $f(x)x_i = (x_1, \dots, x_d)$.
 2. Générer une population de lucioles $x_i(i = 1, 2, \dots, n)$
 3. Définir l'intensité de lumière I à un point x_i par la fonction objective $f(x_i)$
 4. Déterminer le coefficient d'absorption γ

Tant que ($t < Max$ Génération)

Pour $i = 1$ Jusqu'à n

Pour $j = 1$ Jusqu'à n

Si ($I_i < I_j$) Déplacer la luciole j vers la luciole i

Fin Si Varier l'attraction en fonction de la distance r via $exp[-\gamma r]$ Evaluation des nouvelles solutions et mettre à jour l'intensité de lumière

Fin Pour j

Fin Pour i Classer les lucioles et trouver la meilleure solution.

Fin Tant que Visualiser les résultats

L'algorithme Firefly est formulé avec deux choses importantes : La variation de l'intensité de la lumière et la formulation de l'attraction. Pour simplifier, l'attraction des lucioles est déterminée en fonction de la luminosité, où la luminosité est déterminée avec la fonction objective. Dans le cas d'un problème de minimisation, la luminosité I d'une luciole à une position x peut être définie comme $I(x) = \alpha f(x) - 1$. Cependant, l'attraction β est relative à la position des autres lucioles. Par conséquent, elle varie en fonction de la distance r_{ij} entre la luciole i et la luciole j . D'un autre côté, l'intensité de la lumière diminue avec la croissance de la distance par rapport à la source. Ce qui fait que l'attraction peut varier selon le degré d'absorption. Pour simplifier, l'intensité de la lumière $I(r)$ varie en fonction de la loi $I(r) = I_s/r_2$ où I_s est l'intensité à la source. Pour une valeur constante de γ , l'intensité varie en fonction de la distance r , ce qui donne $I = I_0 \exp(-\gamma r)$, où I_0 est l'intensité de la lumière de la source. La combine des deux effets de la loi carrée inverse et l'absorption peut être approximer avec la formule Gaussienne suivante [82, 76]:

$$I_r = I_0 \exp(-\gamma r^2) \quad (5.27)$$

Parfois il est nécessaire d'utiliser une fonction mono tonique décroissante. Dans ce cas, nous pouvons utiliser l'approximation

$$I_r = \frac{I_0}{1 + \exp(-\gamma r^2)} \quad (5.28)$$

Sachant que l'attraction d'une luciole est proportionnelle à l'intensité des lucioles adjacentes, La formule de cette attractivité β d'une luciole peut être définie comme :

$$\beta_r = \beta_0 \exp(-\gamma r^2) \quad (5.29)$$

Où β_0 est l'attraction à $r = 0$. Pour généraliser, le calcul de $\beta(r)$ est défini par :

$$\beta(r) = \beta_0 \exp(-\gamma r^m) \quad (m \geq 1) \quad (5.30)$$

D'autre part, la distance entre deux lucioles i et j à des positions x_i et x_j est définie par la distance Cartésienne suivante :

$$r_{ij} = \|x_i - x_j\| = \sqrt{\sum_{k=1}^d (x_{i,k} - x_{j,k})^2} \quad (5.31)$$

Où $x_{i,k}$, représente le k ème composant spatiale de la coordonné x_i de la luciole i . Dans un repaire $2 - D$, la formule r_{ij} devient :

$$r_{ij} = \sqrt{(x_i - x_j)^2 + (y_i - y_j)^2} \quad (5.32)$$

Le mouvement d'une luciole i attirée par une autre lucioles j (plus lumineuse que i) est déterminé par :

$$x_i = x_i + \beta_0 \exp^{-\gamma r_{ij}^2} (x_i - x_j) + \alpha \left(\text{rand} - \frac{1}{2} \right) \quad (5.33)$$

Le second terme dans l'équation est dû à l'attraction. Tant dis que le troisième terme rajoute de l'aléatoire à l'équation, où α est aléatoire, rand une fonction de génération de nombre aléatoire uniforme dans l'intervalle $[0, 1]$. Le paramètre γ caractérise la variation de l'attractivité, sa valeur est cruciale dans la détermination de la vitesse de convergence et le comportement de l'algorithme.

5.6 Les algorithmes inspirés des abeilles :

Les algorithmes inspirés des abeilles ont émergé dans le domaine de l'intelligence en essaims au cours des dernières années. Ils sont inspirés par le comportement des abeilles dans la nature. L'idée de base de ces algorithmes est de créer une colonie d'abeilles artificielles capable de résoudre, avec succès, des problèmes difficiles d'optimisation. **Diwold et al** [84]. divisent les algorithmes inspirés des abeilles en deux classes :

Les algorithmes qui utilisent des mécanismes génétiques et comportementaux sous-jacents au comportement d'accouplement de l'abeille: Honey bee Mating Optimisation Algorithm, Honey Bee Inspired Evolutionary Computation. Les algorithmes qui s'inspirent du comportement de l'abeille : The Artificial Bee Colony Algorithm (ABC) [85], Bees Algorithm (BA), Bee Colony Optimisation Algorithm (BCO) The Bee Colony-Inspired Algorithm (BCIA), The Virtual Bee Algorithm (VBA). Nous présentons ici quelques exemples des algorithmes cités précédemment [83].

5.6.1 L'algorithme de colonies d'abeilles artificielles (Artificial Bee Colony ABC) :

L'algorithme Artificial Bee Colony (ABC) à été proposé par **Karaboga** en 2005 pour résoudre des problèmes d'optimisation multidimensionnelle et multimodale [86]. Parmi les algorithmes inspirés des abeilles, c'est le plus étudié et le plus utilisé pour résoudre des problèmes du monde réel. Jour après jour, le nombre de chercheurs s'intéressant à ABC

augmente rapidement. Dans [86], les auteurs présentent une étude exhaustive de l'algorithme ABC, de ses variantes et de ses applications. L'algorithme ABC commence par n solutions (sources de nourriture) de dimension d qui sont modifiées par les abeilles artificielles. Chaque solution $x_i = [x_{i1}, x_{i2}, x_{i3} \dots x_{in}]$ est évaluée par une fonction de fitness $f(x_i), i = 1, \dots, n$. Les abeilles visent à découvrir des endroits contenant des sources de nourriture (régions de l'espace de recherche) avec une grande quantité de nectar (une bonne fitness). Il existe trois types d'abeilles: les abeilles scouts qui volent au hasard dans l'espace de recherche sans orientation; les abeilles employées qui exploitent le voisinage de leur emplacement en sélectionnant une solution aléatoire; et les abeilles spectatrices qui utilisent la fitness de la population pour choisir, de manière probabiliste, une solution de guidage pour exploiter leur voisinage. Si la quantité de nectar d'une nouvelle source est supérieure à celle de la précédente dans la mémoire, ils mettent à jour la nouvelle position et oublient la précédente (greedyselection). Si une solution n'est pas améliorée par un nombre prédéterminé d'essais, contrôlé par le paramètre de la limite, alors la source de nourriture est abandonnée par l'abeille employée correspondante et celle-ci devient une abeille scout. Placer chaque abeille employée sur une position aléatoire dans l'espace de recherche.

Tant que le critère d'arrêt n'est pas atteint **faire**

Pour toutes les abeilles employées **faire**

Si le *nbr* d'étapes sur la même position = la limite alors.

Choisir une position aléatoire dans l'espace de recherche ;

Si non tenter d'améliorer la position.

Si La meilleure position est trouvée, **alors**

Changer la position .

Réinitialisation le nbr d'étapes sur la même position.

Fin Si

Fin Si

Fin Pour

Pour Toutes les abeilles spectateurs **faire**

Choisir la position d'abeille employée

Tenter d'améliorer la position

Fin Tant que

L'algorithme ABC tente d'équilibrer l'exploration et l'exploitation en utilisant les abeilles employées et spectatrices pour effectuer la recherche locale, et les abeilles scouts pour effectuer la recherche globale, respectivement [89].

5.6.2 L'algorithme d'abeilles (BeesAlgorithm BA) :

L'algorithme d'abeilles (**Bee Algorithm ou BA**) a été introduit par **Pham et al.** en 2005 [90] comme une méthode d'optimisation des fonctions continues et combinatoires. Cet algorithme simule aussi le comportement alimentaire des abeilles en effectuant une recherche de voisinage combinée avec la recherche aléatoire. Comme dans *ABC*, la population d'abeilles est divisée en deux groupes: les scouts et les recrues. Alors que les scouts sont responsables de l'exploration de l'espace de recherche, les recrues tentent d'exploiter l'espace pour trouver des solutions via une recherche locale.

- Placer chaque abeille sur une position aléatoire dans l'espace de recherche.
- Évaluer la fitness de la population
- **Tant que** le critère d'arrêt n'est pas satisfait **faire**.

Choisir des solutions pour une recherche locale (exploitation).

Affecter les abeilles pour commettre la recherche locale sur les solutions choisies et la fitness évaluée.

Pour chaque solution, sélectionner la meilleure amélioration

Remplacer les solutions restantes avec des solutions aléatoires (scouts)

Fin Tant que

5.7 Conclusion :

Les méthodes métaheuristiques sont des méthodes approchées basées sur l'aspect stochastique, mais elles utilisent généralement des règles intelligentes pour explorer et exploiter efficacement l'espace de recherche afin d'achever la meilleure solution. Dans ce chapitre, plusieurs métaheuristiques sont décrites tout en exposant leurs mécanismes de recherche ainsi que leurs paramètres de réglage. Parmi ces méthodes nous citons, l'algorithme d'essaim de particules, les algorithmes génétiques, ces méthodes sont analysées plus en détail dans le prochain chapitre pour être adaptés et appliqués pour résoudre le problème de coordination des relais directionnels installés dans les réseaux électriques pratiques.

Etudes de Cas : Résultats et Analyses

6.1 Introduction :

Dans ce chapitre pratique nous avons appliqué les algorithmes génétiques et l'algorithme d'optimisation par essaim de particules avec ces deux versions, pour résoudre le problème de coordination des relais directionnels, plusieurs cas d'études et tests sont étudiés à savoir le réseau test 3 jeux de barres 8 et 15 jeux de barres, des comparaisons entre les résultats trouvés par ces approches sont largement discutés afin de prouver le rôle de l'optimisation d'une part et la robustesses de l'algorithme appliqué d'autre part. Pour consolider notre travail une comparaison est déjà faite entre nos solutions est les résultats trouvés dans la littérature. Toutes les approches proposées dans ce mémoire ont été développé sous environnement MATLAB 13, en utilisant un ordinateur doté d'un processeur Intel duel Core 2.7 GHZ et une mémoire vive de 1GO.

Notre travail est devisé en cinq cas d'études :

6.2 Cas de l'étude N°1 :

On s'intéresse dans le premier cas d'appliquer l'algorithme génétique GA et l'algorithme PSO-TVAC sur la coordination des relais directionnels pour le réseau 8 jeux de barres, pour vérifier la robustesse de notre approche trois tests sont examinés [54] :

- ① Le premier test est basé sur l'application des algorithmes génétiques basé sue le Toolbox (GATOOL) du Matlab.
- ② Le deuxième représente l'application de l'algorithme PSO-TVAC version originale pour solutionner le problème de coordination des relais (PSO-TVAC).

- ③ Notre problème d'optimisation est résolu cette fois ci en appliquant la version modifiée de l'algorithme (MPSO-TVAC) et ce par fixation de la population initiale fournie par l'algorithme (PSO-TVAC). Les paramètres de réglages des trois approches sont abordés dans le tableau 6.1.

Table 6.1 Paramètres des trois algorithmes.

GA Toolbox	PSO-TVAC	MPSO-TVAC
Taille de la population 200	Taille Population 200	Taille Population 200
Génération maximale 4000	Max- générations 1000	Max- générations 1000
Selection, Crossover Et Mutation (Gatool par défaut)	$C_{1f} = 0.2, C_{1i} = 2.5,$ $C_{2f} = 2.2, C_{2i} = 0.2$ $W_{min} = 0.4, W_{max} = 0.9$	$C_{1f} = 0.2, C_{1i} = 2.5$ $C_{2f} = 2.2, C_{2i} = 0.2$ $W_{min} = 0.4, W_{max} = 0.9$

6.2.1 Réseau test 8 jeux de barres :

Les algorithmes proposé sont été validés sur le réseau 8 jeux de barres représenté par la figure 6.1. Le temps de coordination est de 0.3s, le temps de retard (*Time Dial Setting TDS*) prend les valeurs comprises entre 0.1 et 1.1, le courant de fonctionnement (*Pickup Tap Setting PTS*) a les valeurs suivantes : 0.5, 0.6, 0.8, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, le rapport de transformation des transformateurs de courant (RTC) associés aux relais sont respectivement indiqués comme suit :

- Les relais : 1, 2, 4, 5, 6, 8, 10, 11, 12 et sont 13 RTC=240,
- Les relais : 3, 7, 9 et 14 sont RTC=160.

Les données techniques du réseau 8 jeux de barres sont mentionnées suit [16]. Le tableau 6.2 représente les valeurs des courants de court circuit primaires et secondaires calculés aux niveaux des jeux de barres.

Table 6.2 Les court-circuit triphasé du réseau test à 8 jeux de barre.

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

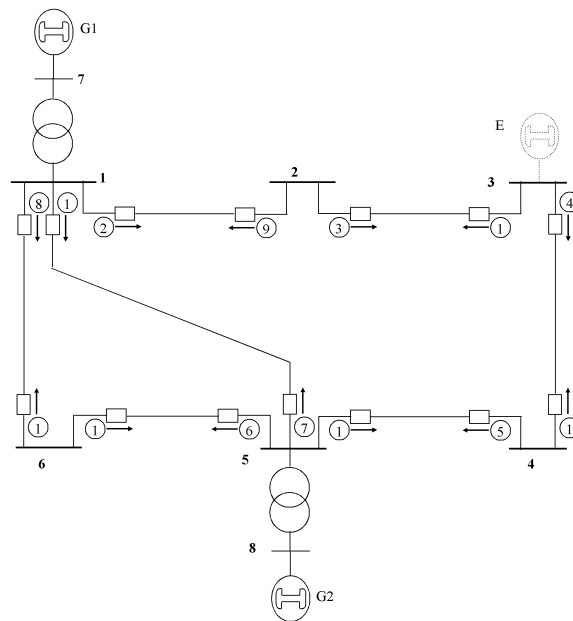


Fig. 6.1 Schéma unifilaire du réseau 8 jeux de barres.

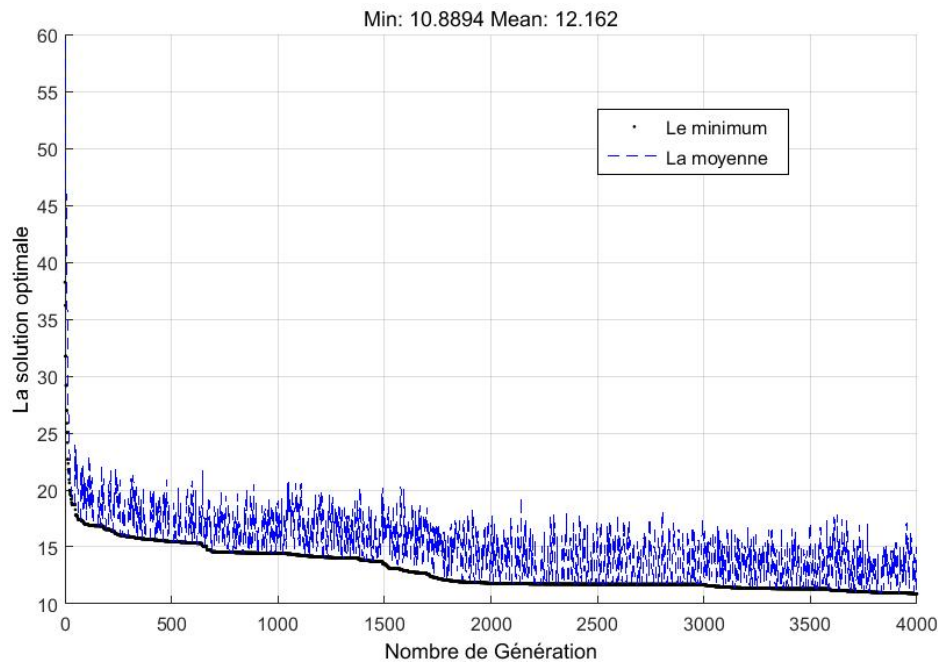


Fig. 6.2 Caractéristique de convergence de l'algorithme GA Matlab Toolbox.

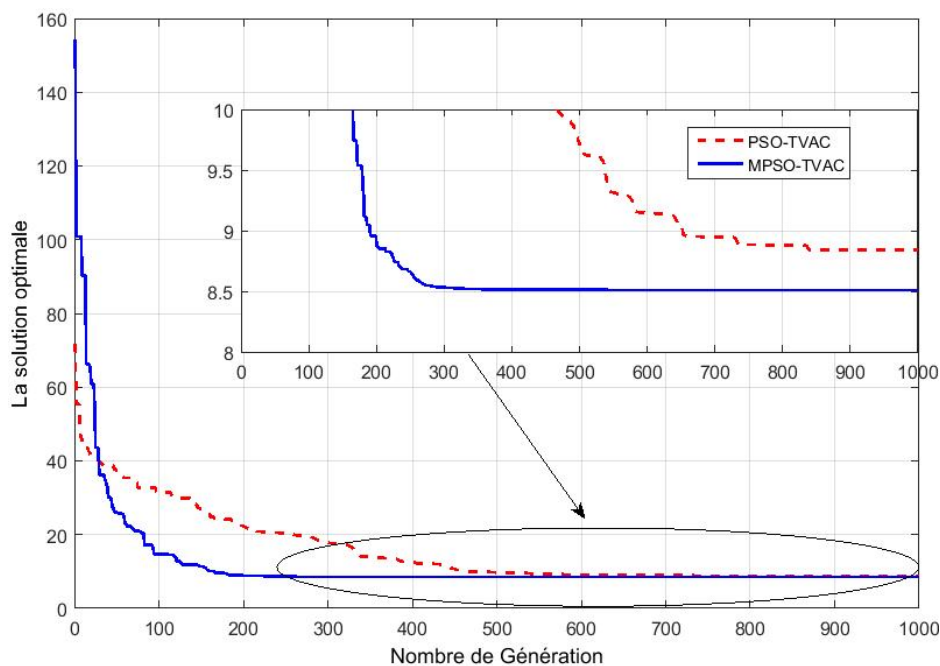


Fig. 6.3 Caractéristiques de convergence de PSO-TVAC et MPSO-TVAC.

La figure 6.2 schématise la caractéristique de convergence de l'algorithme GA Matlab Toolbox, la figure 6.3 reflète la convergence de la version proposée (MPSO-TVAC) de l'algorithme PSO, les résultats obtenus récapitulés dans le tableau 6.3 prouvent clairement

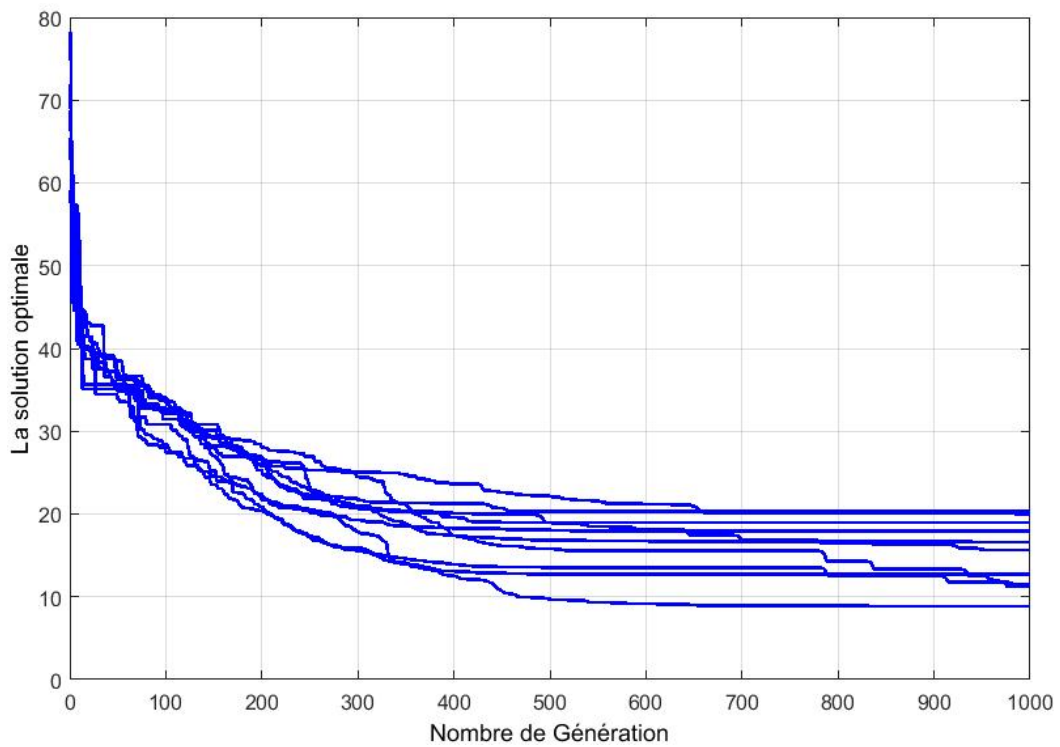


Fig. 6.4 Caractéristiques de convergence PSO-TVAC.

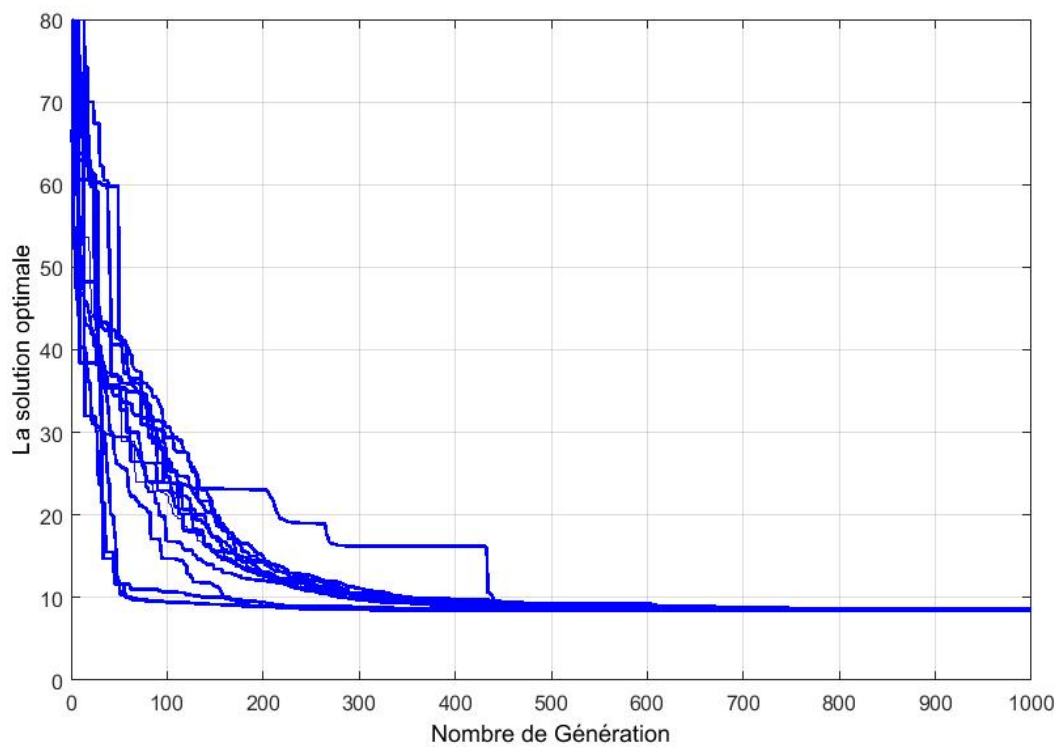


Fig. 6.5 Caractéristiques de convergence de MPSO-TVAC.

l'efficacité de la variante proposée, on peut remarquer clairement que cette dernière (MPSO-TVAC) donne un résultat meilleur (**8.5112 s**) comparé par ceux-ci de PSO-TVAC et GA respectivement (**8.8423 s**), (**10.8894 s**).

Table 6.3 Variables de contrôles optimisés : réseau test 8 jeux de barres.

Relai No	GA [91]		GA-IP [91]		GA [54]		PSO-TVAC [54]		MPSO-TVAC [54]	
	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS
1	0.29	1.0	0.3043	1.0	0.1837	1.5	0.1000	2.5	0.1000	2.5
2	0.31	2.5	0.2917	2.5	0.3491	2.0	0.2602	2.5	0.2602	2.5
3	0.26	2.5	0.2543	2.5	0.3543	1.5	0.2251	2.5	0.2251	2.5
4	0.19	2.5	0.1851	2.5	0.3782	0.6	0.1603	2.5	0.1603	2.5
5	0.18	1.5	0.1700	1.5	0.1436	2.0	0.1000	2.5	0.1000	2.5
6	0.26	2.5	0.2711	2.5	0.2425	2.0	0.3447	0.5	0.3447	0.5
7	0.54	0.5	0.5316	0.5	0.3224	2.0	0.2428	2.5	0.2428	2.5
8	0.24	2.5	0.2387	2.5	0.2709	2.0	0.1700	2.5	0.1700	2.5
9	0.17	2.0	0.1856	2.0	0.1721	2.5	0.1535	2.5	0.1473	2.5
10	0.19	2.5	0.1895	2.5	0.4041	0.6	0.3917	0.5	0.1759	2.5
11	0.21	2.5	0.2014	2.5	0.3115	1.5	0.2095	2.5	0.1869	2.5
12	0.30	2.5	0.2890	2.5	0.3635	2.0	0.2890	2.5	0.2664	2.5
13	0.23	1.5	0.2297	1.5	0.2652	1.0	0.1000	2.5	0.1000	2.5
14	0.51	0.5	0.5278	0.5	0.3327	2.0	0.2611	2.5	0.2459	2.5
Fr-Ob	11.001		10.9499		10.8893		8.8423		8.5112	

Du à l'aspect stochastique des méthodes d'optimisation globales, la meilleure solution est trouvée en se basant sur l'expérience de plusieurs tests, les deux figures 6.4 et 6.5 schématisent les caractéristiques de convergence de l'algorithme PSO-TVAC et MPSO-TVAC pour 10 exécutions (répétitions).

Table 6.4 Etude comparative: vérification de contraintes de violation [54].

Re-Pr	Re-Se	GA [2]	GA-IP [2]	GA Toolbox	PSO-TVAC	MPSO-TVAC
1	6	0.0021	0.0100	0.0001	0.0001	0.0001
2	1	0.1801	0.3041	0.0026	0.2968	0.2968
2	7	-0.0682	-0.0315	0.0001	0.0002	0.0002
3	2	0.0830	0.0301	0.0006	-0.0001	-0.0001
4	3	0.0282	0.0237	0.0011	-0.0002	-0.0002
5	4	-0.0056	0.0062	0.0002	0.0002	0.0002
6	5	-0.0301	-0.1203	0.1395	0.1164	0.1164
6	14	0.0304	0.0360	0.3440	0.2751	0.2073
7	5	-0.1311	-0.1752	0.0042	0.0619	0.0619
7	13	0.4130	0.4244	0.2086	0.4547	0.4547
8	7	0.1498	0.1356	0.2208	0.2760	0.2760
8	9	-0.0990	-0.0118	0.0875	0.1929	0.1527
9	10	0.0541	-0.0006	0.0176	0.0000	0.0001
10	11	0.0651	0.0234	0.0116	0.0001	-0.0001
11	12	0.0397	0.0306	0.0060	0.0001	0.0001
12	13	0.3823	0.4132	0.0053	0.2343	0.3020
12	14	-0.1013	-0.0301	0.0054	0.0003	0.0001
13	8	-0.0153	-0.0199	0.0002	0.0001	0.0001
14	1	0.2862	0.3269	0.1385	0.3797	0.4201
14	9	-0.2110	-0.1562	0.0026	-0.0001	0.0002
$Top_Se - Top_Pr - ITC \geq 0$						

Table 6.5 Etude comparative avec les autres techniques proposées PSO-TVAC, et GA (Toolbox).

	GA Toolbox	PSO-TVAC 1	MPSO-TVAC
La meilleure solution	10.8893	8.8423	8.5112
La solution moyenne	12.2875	15.8014	8.5854
La solution maximale	12.3581	22.5068	8.7960
Temps d'exécution (s)	293.8489	12.6322	12.4822

Différemment aux résultats trouvés par les algorithmes GA (Toolbox) et PSO-TVAC, la variante proposée MPSO-TVAC a la capacité de converger vers la solution optimale pratiquement avant la 500^{ème} génération, avec une valeur moyenne de 8.5845 s supérieure à celles engendrées par le PSO-TVAC et GA de Toolbox du Matlab mentionnées au tableau 6.5 et ce pour les mêmes nombres de population et génération ce qui traduit l'efficacité de la méthode. Le temps de convergence de cette dernière est de 12.4822 s reste inférieure par rapport ceux obtenus par les deux autres techniques exposées dans le Tableau 6.5.

Afin de bien vérifier la robustesse de la variante proposée en terme de violation de contraintes, une étude comparative avec les autres techniques proposées PSO-TVAC, et GA (Toolbox), est présentée dans le Tableau 6.4. L'approche proposée nous garantit un temps total de déclenchement minimal de 8.5112s (Tableau 6.5) meilleur par rapport ceux trouvés par PSO-TVAC, GA (Toolbox), Il faut noter que la violation des contraintes ne touche que trois paires de relais (3-2), (4-3) et (10-11) avec un ordre insignifiant de 10^{-3} en comparaison avec d'autres techniques GA et Hybrid GA-IP [91] trouvés dans la littérature, cette analyse nous mène de palper une fois de plus l'efficacité et la robustesse de l'algorithme étudié.

6.2.2 Conclusion :

Dans cette partie on a appliqué l'algorithme MPSO-TVAC pour résoudre le problème de coordination des relais à maximum de courant directionnels, dans cette variante les facteurs cognitif et social ne sont plus constants mais ils sont variables d'une manière dynamique pour mieux survoler l'espace de recherche en quête de l'optimum global solution de notre problème. Il est utile de remarquer que le rôle de l'optimisation étudiée est la minimisation du temps total de l'opération de nos relais déjà installés à des locations spécifiques dans notre système énergétique ce qui reflète par suite la qualité de protection de ce dernier. La robustesse relative de la variante proposée est vérifiée en matière de solution et qualité de convergence.

6.3 Cas de l'étude N°2 :

Etude de l'effet de la compensation série sur le réglage des paramètres des relais de protection[72].

Dans cette partie nous voulons résoudre le problème d'optimisation à savoir la minimisation de temps de déclenchement des relais primaire à maximum de courant directionnels en présence de dispositif de compensation dynamique (FACTS) de type série (TCSC). Le réseau adopté est toujours le réseau 8 jeux de barres en prenant l'intervalle du temps de coordination ITC égal 0.2s, concernant les valeurs de court-circuit triphasés primaire/secondaire de nos relais avec et sans compensation tirés de la référence [71] sont mentionnées aux tableaux 6.6, 6.7 respectivement.

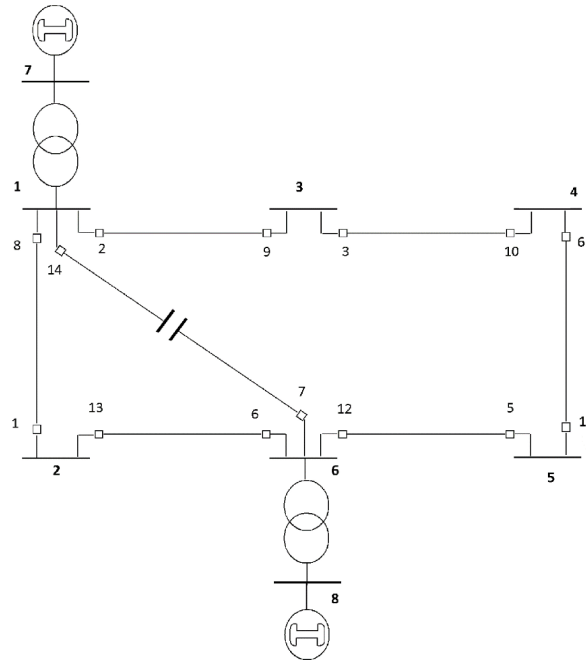


Fig. 6.6 Schéma unifilaire du réseau 8 jeux de barres avec compensation.

Dans la lumière de cette étude comparative trois tests sont effectués en vu de solutionner le problème envisagé :

- (a) Test 1: L'algorithme de PSO-TVAC est appliqué à la dite optimisation sans considération de la compensation capacitive série (SC).
- (b) Test 2: Dans ce cas on a exploité la meilleure solution engendrée par le test précédent (les valeurs de TDS et TPS qui donnent un temps de déclenchement minimal)

Table 6.6 Parametres optimaux des relais concernant le réseau de 8jeux de barres sans compensation.

Cas A: sans compensation [71]										
paire primaire / secondaire		Courant de court -circuit (KA)			La valeur Optimal de relais sans compensation					
(No)	Re-Pe	Re-Se	Re-Pe	Ra-Se	No-Relai	TDS	MAPSO [71]	TDS	IP(A)	
1	1	6	3.260	3.260	1	0.101	368.76	0.1000	378.984	
2	2	1	6.113	1.001	2	0.118	995.86	0.1744	600.000	
3	2	7	6.113	1.900	3	0.102	805.74	0.1593	400.000	
4	3	2	3.060	3.060	4	0.100	865.94	0.1141	600.000	
5	4	3	3.833	2.324	5	0.193	153.15	0.1000	369.456	
6	5	4	2.410	2.410	6	0.100	856.06	0.1275	600.000	
7	6	5	6.215	1.060	7	0.260	122.99	0.1614	400.000	
8	6	14	6.215	1.780	8	0.100	811.08	0.1242	600.000	
9	7	5	5.228	1.112	9	0.165	180.96	0.1000	400.000	
10	7	13	5.228	0.834	10	0.100	726.34	0.1106	600.000	
11	8	7	6.134	1.890	11	0.100	780.72	0.1226	600.000	
12	8	9	6.134	1.126	12	0.127	964.58	0.1770	600.000	
13	9	10	2.060	2.060	13	0.100	367.83	0.1000	377.472	
14	10	11	3.949	2.439	14	0.197	238.03	0.1560	400.000	
15	11	12	3.893	3.893	Meilleure solution (Fonc-Obje) MAPSO [71] PSO-TVAC Test1					$sum(T_{ik})$
16	12	13	6.140	0.988						5.9118
17	12	14	6.140	1.780						5.8646
18	13	8	3.017	3.017						
19	14	1	5.172	0.857						
20	14	9	5.172	1.087						

Table 6.7 Parametres optimaux des relais concernant le réseau de 8jeux de barres avec compensation.

Cas B: avec compensation [71]									
paire primaire / secondaire		Courant de court -circuit (KA)			La valeur Optimale de relais avec compensation				
(No)	Re-Pe	Re-Se	Re-Pe	Ra-Se	No-Relai	TDS	Ip(A)	TDS	Ip(A)
							PSO-TVAC (Test 2)		PSO-TVAC Test3
1	1	6	3.382	3.382	1	0.1000	378.984	0.1000	267.12
2	2	1	6.600	0.683	2	0.1744	600.000	0.1889	600.00
3	2	7	6.600	2.660	3	0.1593	400.000	0.1643	400.00
4	3	2	3.895	3.895	4	0.1141	600.000	0.1179	600.00
5	4	3	3.912	2.388	5	0.1000	369.456	0.1000	407.16
6	5	4	2.396	2.396	6	0.1275	600.000	0.1178	600.00
7	6	5	6.897	1.032	7	0.1614	400.000	0.2037	400.00
8	6	14	6.897	2.546	8	0.1242	600.000	0.1133	600.00
9	7	5	5.000	1.025	9	0.1000	400.000	0.1000	400.00
10	7	13	5.000	0.623	10	0.1106	600.000	0.1188	600.00
11	12	13	6.845	2.587	11	0.1226	600.000	0.1302	600.00
12	12	14	6.845	1.000	12	0.1770	600.000	0.1860	600.00
13	13	8	2.492	2.492	13	0.1000	377.472	0.1000	259.176
14	14	1	4.033	2.509	14	0.1560	400.000	0.1995	400.00
15	14	9	4.074	4.074					
116	12	13	6.602	0.670					
17	12	14	6.602	2.613					
18	13	8	3.098	3.098					
19	14	1	4.929	0.638					
20	14	9	4.929	0.996					
Meilleure solution (Fonc-Objet)					<i>sum(T_{ik})</i>				
Test 2 (PSO – TVAC)					5.6833				
Test 3 (PSO – TVAC)					5.9369				

en les employant dans un nouveau réseau 8 jeux de barres qui comporte un dispositif FACTS entre les jeux de barres 1 et 5, l'insertion de ce dernier nous oblige de refaire le calcul de courant de court circuit triphasés en vu de montrer l'effet du changement de la topologie du réseau.

- © Test 2: Test troisième :Ce test est consacré à la résolution de notre problème (DOCR) avec l'algorithme PSO-TVAC en introduisant cette fois ci la compensation série.

Le Tableau 6.6 collecte les valeurs de réglage optimales des variables de contrôle calculées par l'algorithme PSO-TVAC (Test1). Le meilleur temps d'opération (somme des temps de déclenchement des relais primaires) sans tenir compte la compensation série SC est de 5.8646 (s) reste meilleur par rapport celui trouvé par l'algorithme MAPSO [71], il est important de souligner que toutes les contraintes sont satisfaites sans atteindre les limites des valeurs min et max des paramètres de réglage TDS, PTS, ainsi la valeur du temps de coordination (CTI) reste toujours supérieure ou égale au seuil prescrite fixé à 0.2 s.

Dans le but de représenter l'impact de la compensation série sur la coordination des relais, les variables de contrôle calculés lors du premier test sont gardées en vu de présenter cette fois ci l'effet de la compensation série sur leur coordination (relais de protection). On peut voir clairement dans le Tableau 6.7 que le courant de court-circuit des relais primaires et secondaires a totalement changé à cause de l'insertion de ce dernier, voyant qu'une amélioration est introduite sur la somme des temps de déclenchement (temps d'opération) (5.68s) qui est inférieur à la valeur donnée par le premier test (5.86s), notons que cette meilleure solution accompagnant une violation des contraintes exprimée dans le tableau 6.7 et qui affecte 10 sur 20 de paire (primaire /secondaire) des relais de protection ce qui nous oblige par suite de recalculer notre vecteur de contrôle optimal (TDS ; PTS) (sujet du test suivant) et ce pour surmonter ce désavantage autrement dit garantir la différence du temps de déclenchement entre les relais primaires et secondaires supérieur ou égal à l'intervalle du temps de coordination ($ITC=0.2s$).

Les valeurs optimales de (TDS et PTS) trouvés par application de l'algorithme PSO-TVAC sont exposés dans le tableau 6.7. (Test3). Le temps de fonctionnement des relais vaut 5.9369s qui est supérieur au temps calculé précédemment (5.6833 s) mais cette fois ci sans aucune violation observée, le dépassement de cet endicape majeur (violations de contraintes) nous garantie une intervalle du temps de coordination égale $ITC= 0.2s$ et qui nous rassure par suite une bonne coordination entre les relais sans aucune confusion entre eux ce qui traduit la qualité de protection offerte, autrement dit une meilleure sélectivité employée entres les

Table 6.8 The violation of the associated constraints for three cases.

<i>Re-Pr</i>	<i>Re-se</i>	Test 1			Test 2			Test 3		
		T_{OP-Pr}	T_{OP-Se}	<i>Viol_CC</i>	T_{OP-Pr}	T_{OP-Se}	<i>Viol_CC</i>	T_{OP-Pr}	T_{OP-Se}	<i>Viol_CC</i>
1	1	0.3183	0.5184	0.2001	0.3129	0.5072	0.1944	0.2688	0.4686	0.1998
2	2	0.5138	0.7137	0.1999	0.4970	1.1815	0.6845	0.5383	0.7387	0.2003
2	3	0.5138	0.7139	0.2000	0.4970	0.5851	0.0881	0.5383	0.7384	0.2001
3	4	0.5370	0.7372	0.2002	0.4789	0.6405	0.1616	0.4939	0.6938	0.1999
4	5	0.4228	0.6226	0.1999	0.4181	0.6130	0.1949	0.4320	0.6323	0.2003
5	6	0.3663	0.5665	0.2002	0.3675	0.5689	0.2014	0.3880	0.5878	0.1998
6	7	0.3729	0.6572	0.2843	0.3566	0.6745	0.3178	0.3295	0.7457	0.4162
6	8	0.3729	0.7206	0.2477	0.3566	0.5792	0.2225	0.3295	0.7407	0.4111
7	9	0.4284	0.6283	0.1999	0.4361	0.6790	0.2429	0.5504	0.7512	0.2008
7	10	0.4284	0.8760	0.4477	0.4361	1.3901	0.9540	0.5504	0.7912	0.2407
8	11	0.3654	0.7163	0.3510	0.3485	0.5940	0.2455	0.3179	0.7497	0.4317
8	12	0.3654	0.6694	0.3040	0.3485	0.7570	0.4085	0.3179	0.7570	0.4390
9	13	0.4201	0.6199	0.1998	0.3757	0.5360	0.1603	0.3757	0.5757	0.2001
10	14	0.4032	0.6034	0.2002	0.3986	0.5913	0.1927	0.4282	0.6280	0.1998
11	15	0.4504	0.6503	0.1999	0.4395	0.6345	0.1950	0.4668	0.6668	0.2000
12	16	0.5205	0.7205	0.2001	0.5043	1.2130	0.7086	0.5300	0.7300	0.2001
12	17	0.5205	0.7206	0.2001	0.5043	0.5710	0.0666	0.5300	0.7302	0.2002
13	18	0.3298	0.5297	0.1998	0.3256	0.5210	0.1954	0.2752	0.4752	0.2000
14	19	0.4158	0.8509	0.4351	0.4240	1.3370	0.9130	0.5422	0.7970	0.2548
14	20	0.4158	0.6932	0.2774	0.4240	0.7603	0.3363	0.5422	0.7603	0.2181

$Viol_CC = Top_Se - Top_Pr$

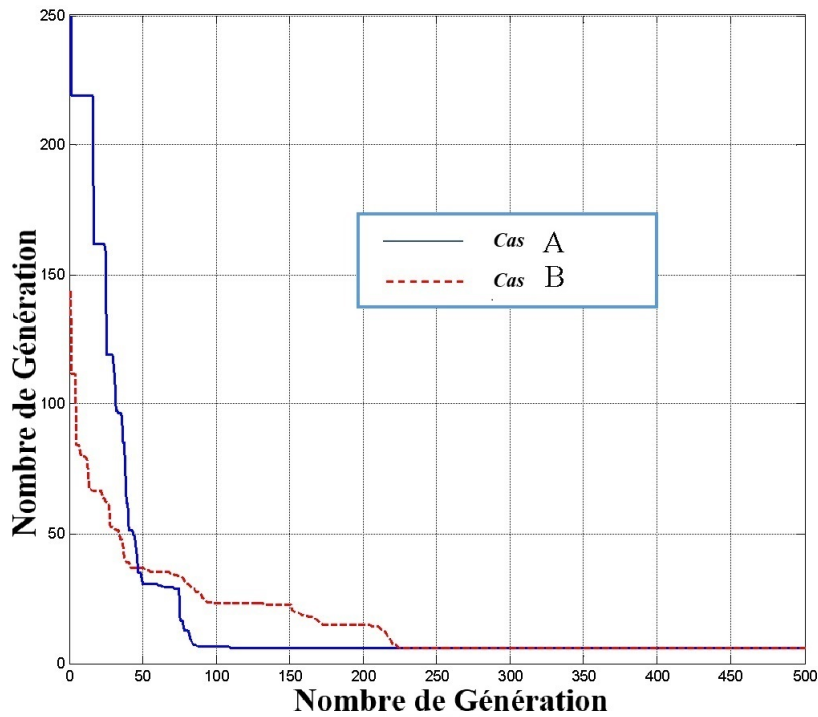


Fig. 6.7 Caractéristique de convergence de PSO-TVAC avec et sans compensation.

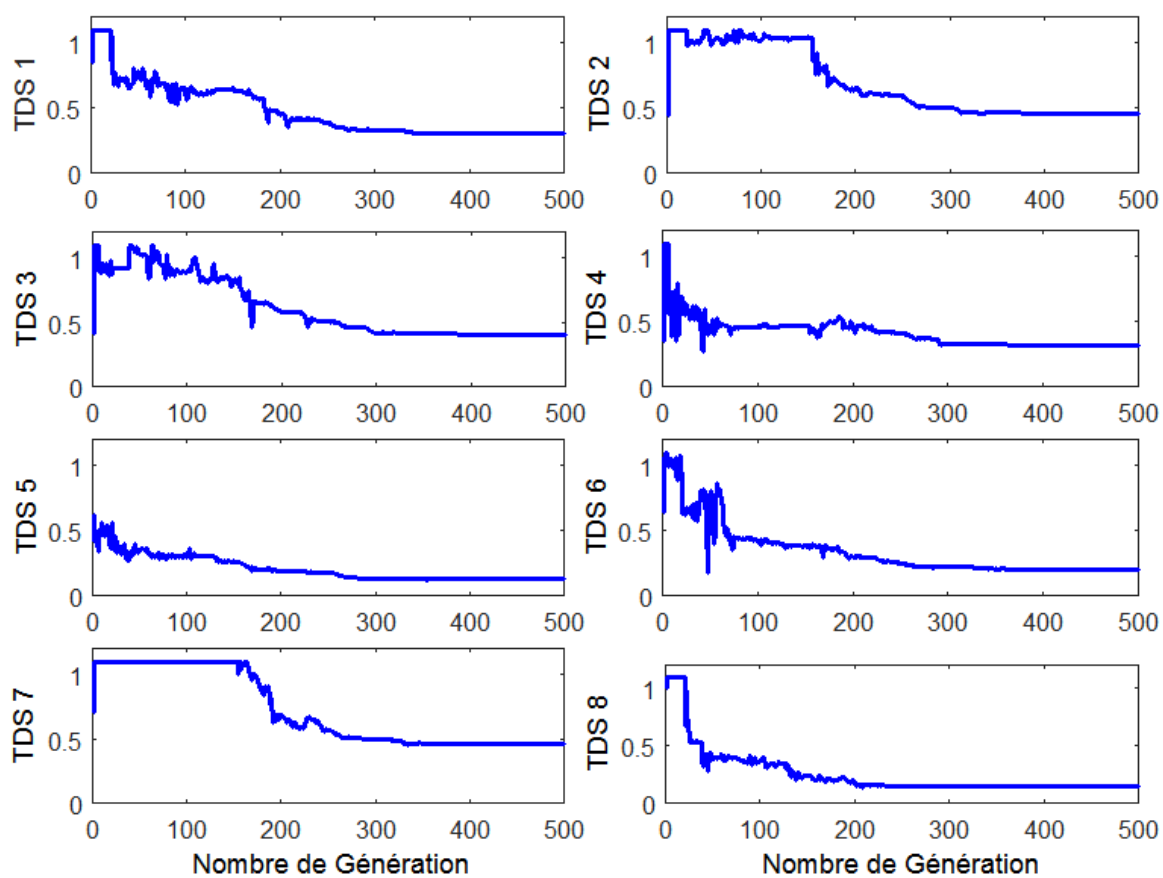


Fig. 6.8 Evolution de convergence des variables de contrôle TDS associée aux relais 1-8.

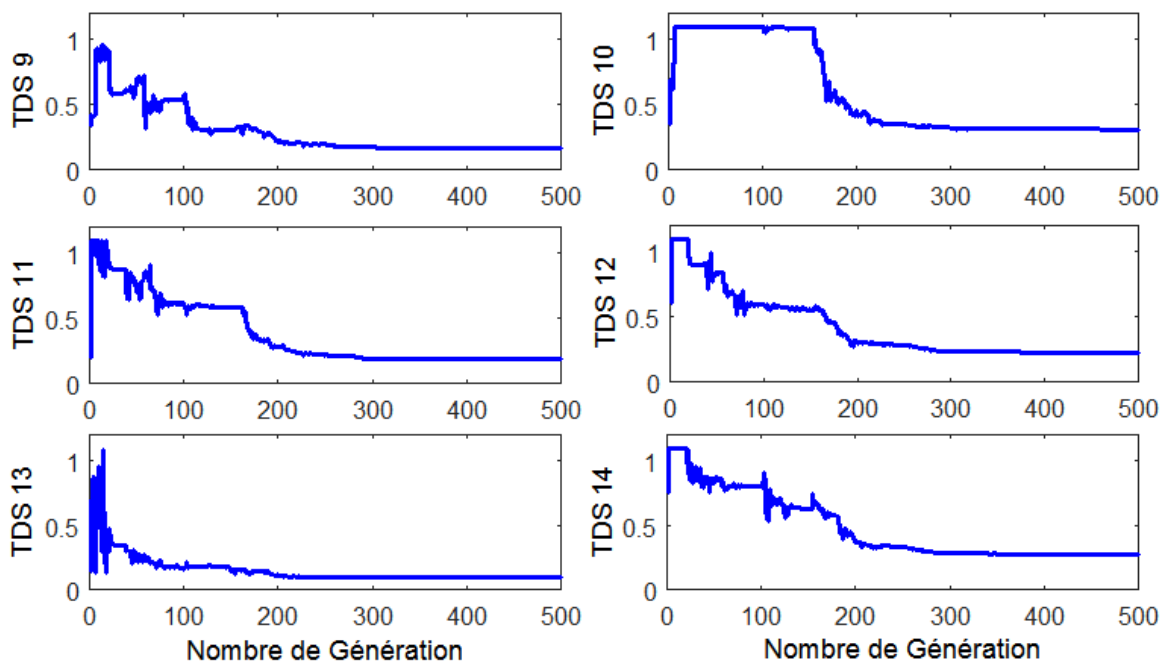


Fig. 6.9 Evolution de convergence des variables de contrôle TDS associée au relais 9-14.

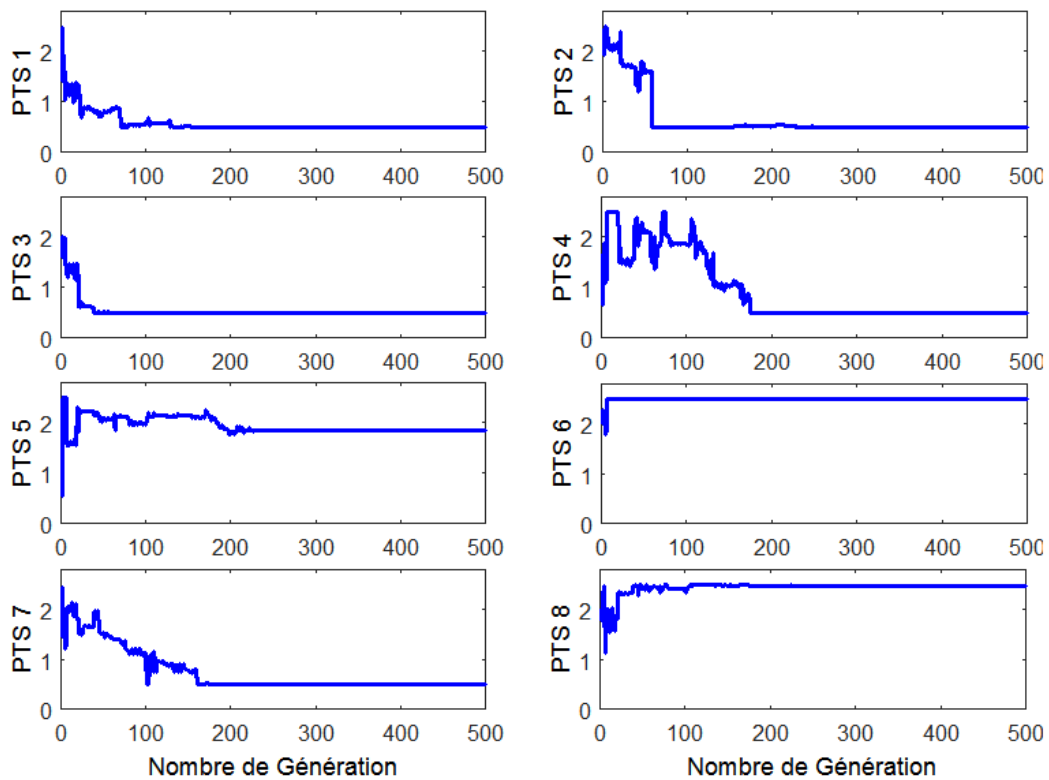


Fig. 6.10 Evolution de la convergence des variables de contrôle TPS associée au relais 1- 8.

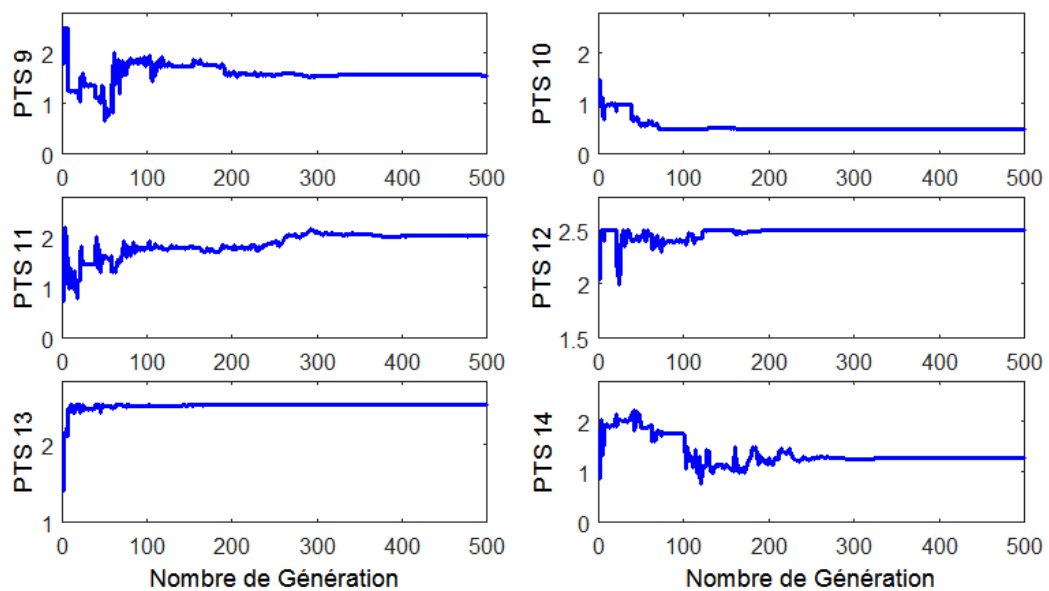


Fig. 6.11 Evolution de convergence des variables de contrôle TPS associée au relais 9-14.

différentes zones du réseau. Le Tableau 6.8 décrit les valeurs numériques de la différence du temps de déclenchement entre les relais primaires et secondaires (violation des contraintes). La caractéristique de convergence du premier et le troisième test sont illustrés par la figure 6.7, l'évolution de la convergence durant le processus de recherche des deux variables de contrôle TDS et TPS de tous les relais sont représentés par les figures 6.8, 6.9, 5.10 et 6.11 respectivement.

6.3.1 Conclusion :

Dans ce cas d'étude nous avons utilisé l'algorithme d'essaims de particule à coefficient d'accélération variable (PSO-TVAC) à la résolution du problème posé en tenant en considération la présence de la compensation série. L'objectif primordial de cette étude est de démontrer en premier lieu l'effet de la compensation série sur la performance des relais de protection tout en assurant la continuité de service, en deuxième lieu l'efficacité de cette approche (PSO-TVAC) est testée sur le réseau test 8 jeux de barres en considérant cette fois l'effet de la compensation série, les chiffres numériques prometteux ainsi obtenus prouvent une fois de plus l'efficacité de l'approche proposée en matière de solution et qualité de convergence.

6.4 Cas de l'étude N°3 :

Après les résultats obtenus par plusieurs tests précédents nous constatons que notre algorithme (*PSO – TVAC*) sera améliorée notablement de point de vu qualité de solution et convergence si en orientant le processus de recherche vers la solution optimale et ce par l'exploitation des solutions meilleures trouvées après plusieurs tests effectués et qui présentent des solution locaux non global, en les intégrant dans la population initiale de cet algorithme (*PSO-TVAC*), en effet une nouvelle variante dite *PSO – TVACII* chématisée par la figure 6.1 représente une alternative et est appliquée sur plusieurs réseaux test 3 ,8 jeux de barres en vu d'aboutir à l'objectif déjà mentionné.

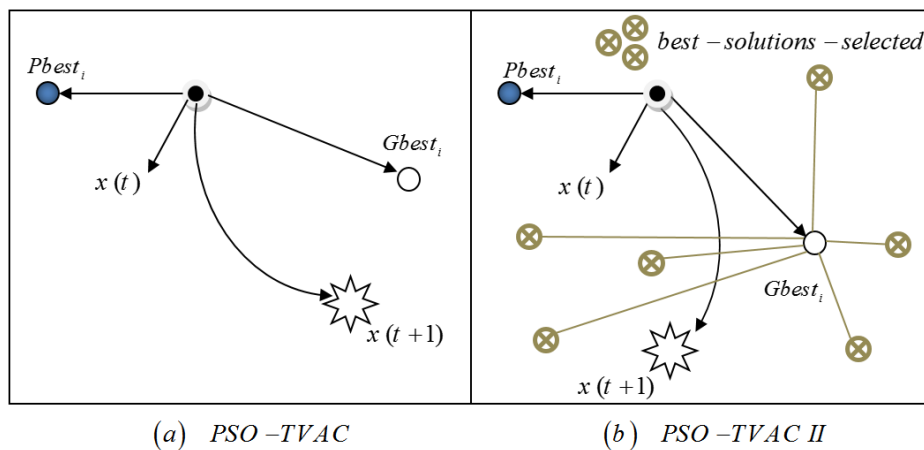


Fig. 6.12 Présentation de la méthode PSO-TVAC standard (a) et la version modifiée (b).

Pour confirmer la robustesse de cette nouvelle version notre algorithme est testé sur le grand réseau test 15 jeux de barres.

6.4.1 Algorithme de PSO-TVAC II :

L'inconvénient major de techniques présentées précédemment est lié au nombre important de génération nécessaire pour la convergence. Cet inconvénient peut être considéré comme un obstacle pour l'adaptation et l'application de ces méthodes à résoudre le problème de coordination des relais pour les réseaux électriques possédant une topologie large. Dans cette partie et afin d'améliorer les performances de la méthode PSO-TVAC en terme de qualité de solution et réduire le nombre de génération nécessaire, un nouveau mécanisme de recherche est proposé.

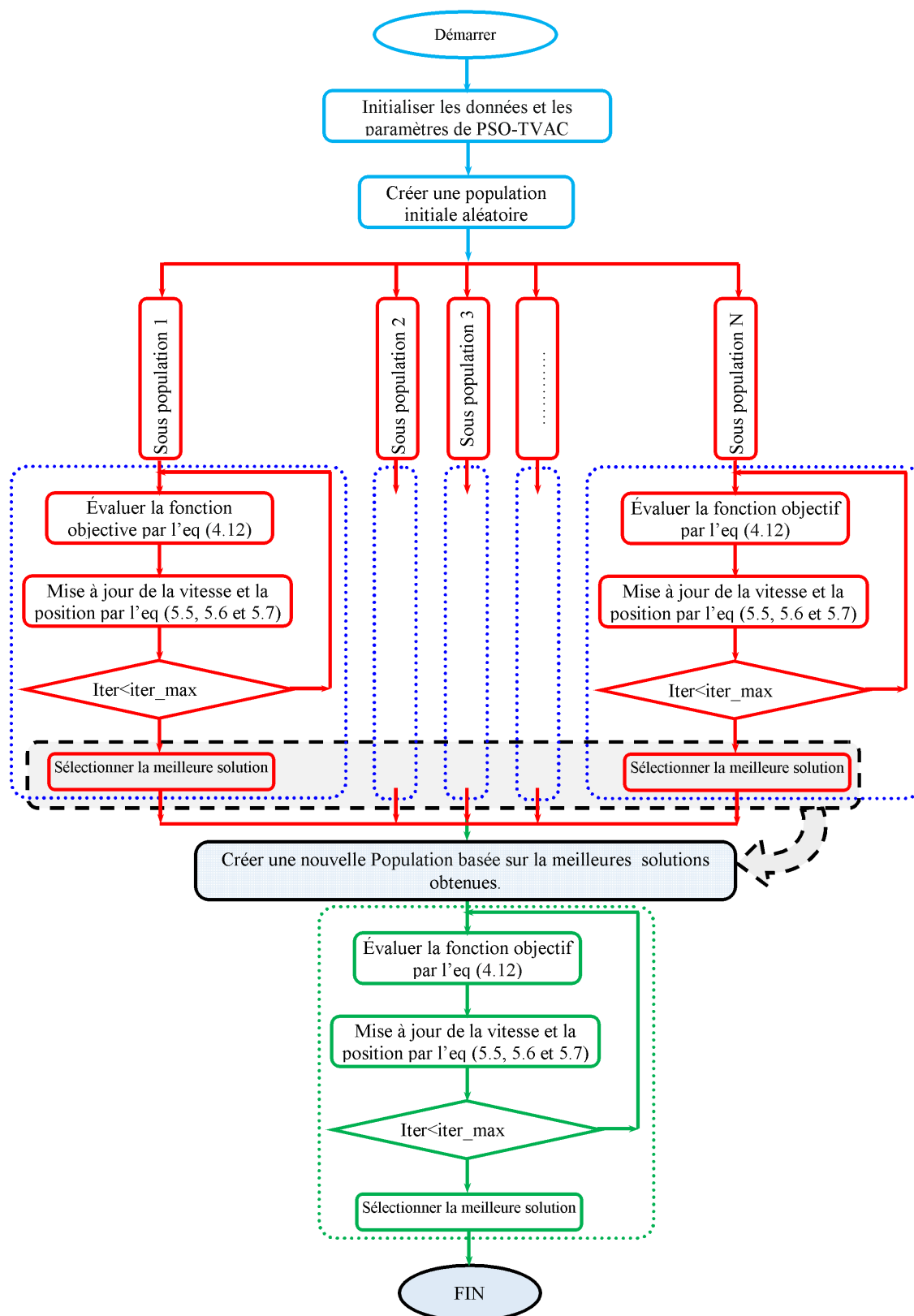


Fig. 6.13 Organigramme de PSO-TVAC modifié.

La figure 6.13 représente l'organigramme de la variante proposé basé sur l'algorithme PSO-TVAC, la structure du mécanisme de recherche proposé repose sur les étapes suivantes :

Première étape:

1. Génération d'une population aléatoire de taille N individu (N=1000).
2. Cette population initiale est divisée en plusieurs sous population $N_{subpop}=20$, chaque sous population contient 50 individus.
3. Dans le but de mieux explorer l'espace de recherche, toutes ses sous populations cherchent indépendamment la solution optimale locale durant le nombre d'itération

Deuxième étape : Dans cette étape notre approche génère une nouvelle population qui rassemble toutes les solutions locales engendrées par les sous populations précédentes (étape 3 partie 1) l'optimum global alors obtenu après un certain nombre d'itération fixé préalablement.

6.4.2 Premier Test 3 jeux de barres :

Ce test est effectué sur le réseau de 03 jeux de barres indiqué par la figure 6.14 dont les caractéristiques résumées dans l'appendis A sont mentionnées dans [16], les limites minimales et maximales des valeurs de TDS et PTS sont (0.1, 1.1) et (0.5-5) respectivement, l'intervalle du temps d'enclenchement CTI prend la valeur 0.2s.

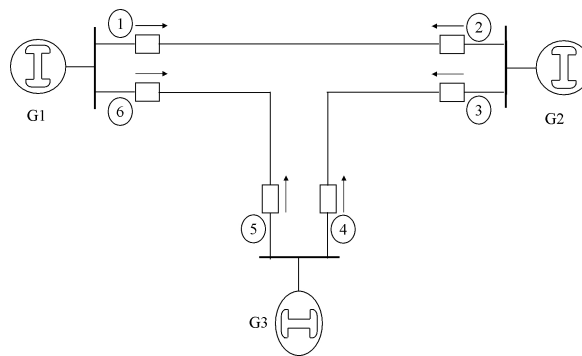


Fig. 6.14 Schéma unifilaire du réseau 3 jeux de barres.

Ce paragraphe est dédié à expliquer la caractéristique de convergence de l'algorithme PSO – TVACII appliqué sur le réseau test 03 jeux de barres en vue d'obtenir un temps total d'opération des relais primaires le plus minime que possible (l'objectif de l'optimisation examinée), l'optimum trouvé vaut (1.5826s) qui est achevé au bout de 30 me itérations,

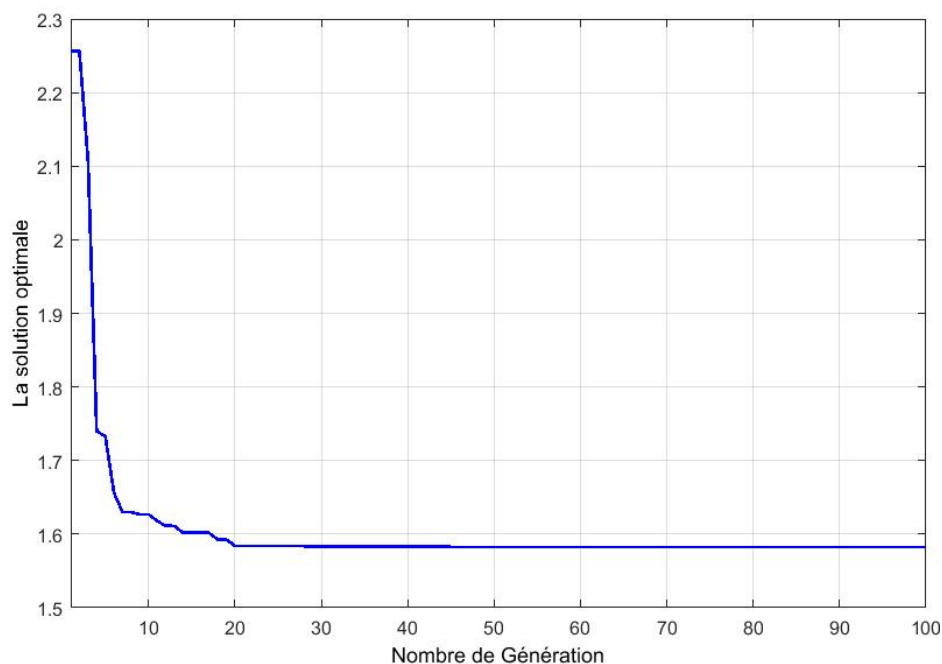


Fig. 6.15 Courbe de convergence de MPSO-TVAC du réseau 03 jeux de barres.

qui justifie le rôle de l'optimisation par cette dernière approche en matière de robustesse et qualité de convergence. Le tableau 6.9 rassemblant les valeurs trouvées par plusieurs techniques cités dans la littérature, pour voir la satisfaction des contraintes le tableau 10 récapitule l'erreur calculée qui est la différence entre les deux temps d'opération des relais primaires et secondaires et qui reste négligeable de l'ordre 10^{-2} .

Table 6.9 Paramètres optimaux de réseau test 3 jeux de barres.

Méthode de	Simplex [16]		MINLP(SBB)[62]		Seeker [62]		PSO-TVAC II	
	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS
1	5.0	0.1	0.151	1.5	0.107	2.5	0.1000	3.00
2	1.5	0.1364	0.128	1.5	0.108	2	0.1000	2.25
3	5	0.1	0.130	2.0	0.1	3	0.1000	3.00
4	4	0.1	0.104	2.5	0.1	2.5	0.1000	2.50
5	2	0.1298	0.106	2.5	0.1	2.5	0.1000	2.50
6	2.5	0.1	0.100	2.0	0.112	1.5	0.1017	1.75
<i>Fonc – Obje</i>	1.9258		1.727		1.599		1.5826	

Table 6.10 Valeurs des contraintes.

Relais Pr- Sec	Méthode de Simplex [62]	MINLP (SBB) [62]	Méthode de Seeker [62]	Méthode de PSO-TVAC II
1-5	-0.0092	-0.0044	0.0144	0.0123
2-4	0.1608	-0.0030	-0.0018	0.0068
3-1	0.2243	-0.0048	-0.0040	0.0209
4-6	0.0704	0.0234	-0.0054	-0.0038
5-3	0.1741	-0.0073	-0.0031	-0.0031
6-2	-0.0071	-0.0085	-0.0067	0.0046

6.4.3 Deuxième Test réseau à 8 jeux de barres :

Cette nouvelle variante est appliquée sur le réseau de 8 jeux de barres schématisé par la Fig. 6.1 dans ce test, l'intervalle du temps de coordination CTI est égal 0.3s, tous les paramètres de ce réseau sont déjà mentionnés dans les tests antérieurs et indiqués dans l'appendis B, les caractéristiques techniques de ce réseau sont tirés de la référence [62].

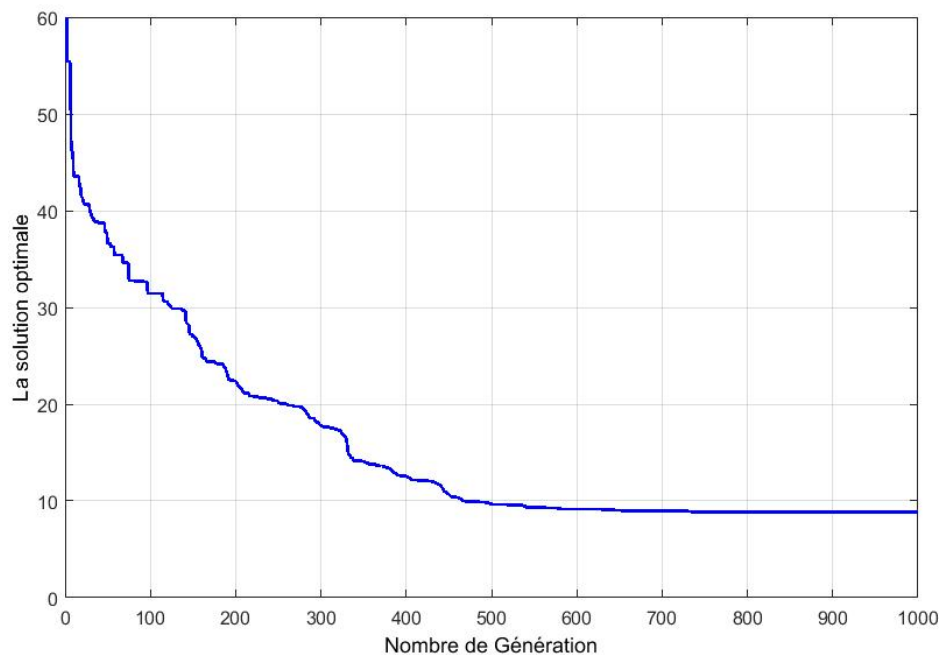


Fig. 6.16 Meilleure caractéristique de convergence de PSO-TVAC appliquée sur le réseau test 8 jeux de barres.

La figure 6.16 nous montre l'évolution de convergence de l'algorithme traité, la solution optimale trouvée lors de 82 eme itération est de 8.2846 s qui est meilleure par rapport celle

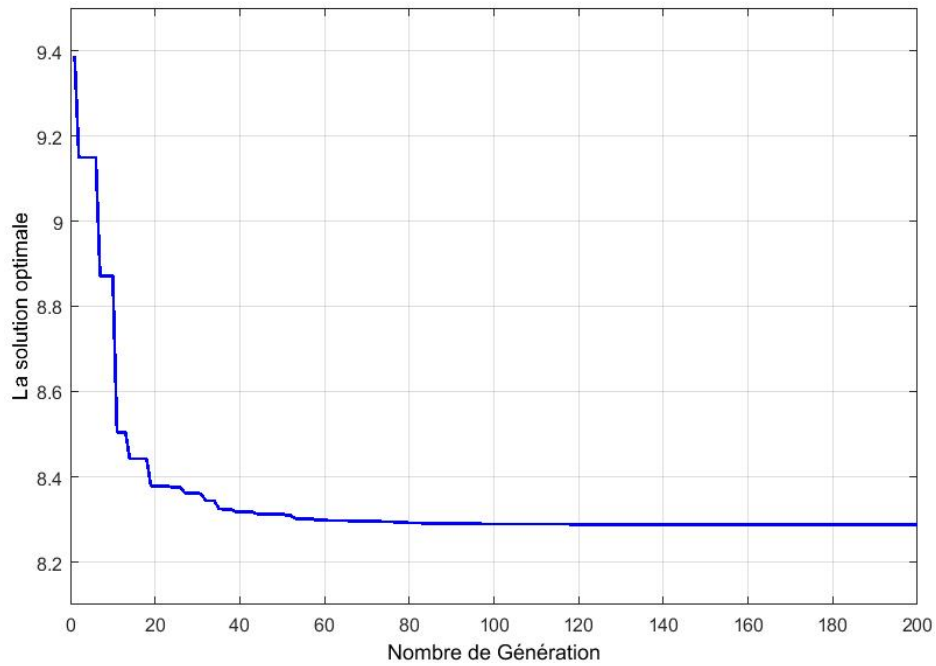


Fig. 6.17 Meilleure caractéristique de convergence de PSO-TVAC appliquée sur le réseau test 8 jeux de barres.

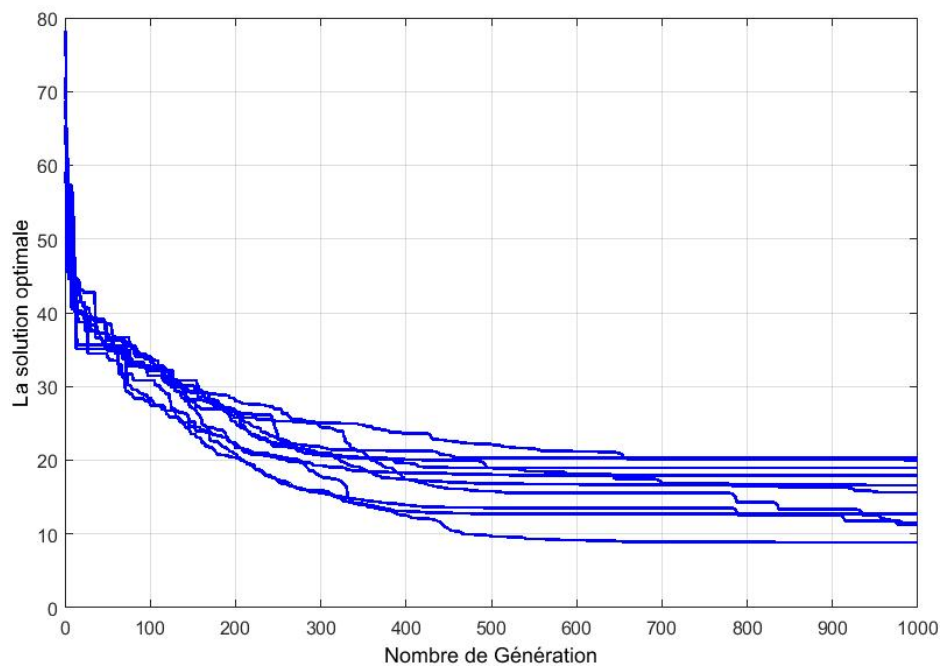


Fig. 6.18 Caractéristiques de convergence de PSO-TVAC du réseau test 8 jeux de barres durant 10 exécutions.

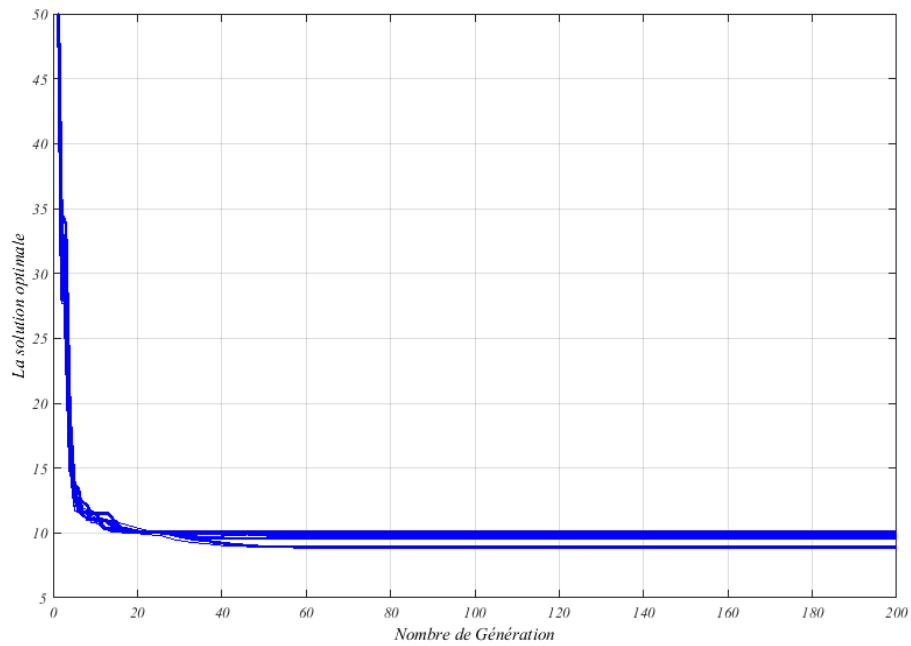


Fig. 6.19 Caractéristiques de convergence de PSO-TVAC II du réseau test 8 jeux de barres durant 10 exécutions.

Table 6.11 Paramètres optimaux de réseau test 3 jeux de barres.

Méthode de	AG-Tolbox [54]		PSO-TVAC [54]		PSO-TVAC II Test 1 [62]		PSO-TVAC II Test 2 [62]	
	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS
1	0.1837	1.5	0.1000	2.5	0.1000	2.5000	0.1114	2.0
2	0.3491	2.0	0.2602	2.5	0.2602	2.5000	0.2565	2.5
3	0.3543	1.5	0.2251	2.5	0.2251	2.5000	0.2225	2.5
4	0.3782	0.6	0.1603	2.5	0.1603	2.5000	0.1590	2.5
5	0.1436	2.0	0.1000	2.5	0.1000	2.5000	0.1000	2.5
6	0.2425	2.0	0.3447	0.5	0.1734	2.5000	0.1701	2.5
7	0.3224	2.0	0.2428	2.5	0.2428	2.5000	0.2389	2.5
8	0.2709	2.0	0.1700	2.5	0.1700	2.5000	0.1662	2.5
9	0.1721	2.5	0.1535	2.5	0.1473	2.5000	0.1442	2.5
10	0.4041	0.6	0.3917	0.5	0.1759	2.5000	0.1718	2.5
11	0.3115	1.5	0.2095	2.5	0.1869	2.5000	0.1828	2.5
12	0.3635	2.0	0.2890	2.5	0.2664	2.5000	0.2605	2.5
13	0.2652	1.0	0.1000	2.5	0.1000	2.5000	0.1114	2.0
14	0.3327	2.0	0.2611	2.5	0.2459	2.5000	0.2406	2.5
<i>Fonc – Obje</i>	10.8893		8.8423		8.4316		8.2848	

Table 6.12 Paramètres optimaux du réseau test 8 jeux de barres.

Méthode de Nbr-Re	GA [92]		GA-IP[62]		Seeker [62]		BBO [18]		BBO-LP [18]	
	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS
1	0.29	1.0	0.3043	1.0	0.113	2.0	0.14239	2.0	0.10000	2.5
2	0.31	2.5	0.2917	2.5	0.260	2.5	0.38159	1.5	0.30329	2.0
3	0.26	2.5	0.2543	2.5	0.225	2.5	0.29326	2.0	0.23579	2.5
4	0.19	2.5	0.1851	2.5	0.160	2.5	0.22081	2.0	0.22043	1.5
5	0.18	1.5	0.1700	1.5	0.100	2.5	0.11834	2.5	0.10000	2.5
6	0.26	2.5	0.2711	2.5	0.173	2.5	0.24271	2.0	0.17340	2.5
7	0.54	0.5	0.5316	0.5	0.243	2.5	0.32704	2.0	0.25321	2.5
8	0.24	2.5	0.2387	2.5	0.170	2.5	0.21560	2.0	0.34805	0.5
9	0.17	2.0	0.1856	2.0	0.147	2.5	0.22933	2.0	0.14866	2.5
10	0.19	2.5	0.1895	2.5	0.176	2.5	0.31500	1.5	0.20519	2.0
11	0.21	2.5	0.2014	2.5	0.187	2.5	0.27815	2.0	0.19198	2.5
12	0.30	2.5	0.2890	2.5	0.266	2.5	0.36940	2.0	0.27146	2.5
13	0.23	1.5	0.2297	1.5	0.114	2.0	0.10363	2.5	0.11540	2.0
14	0.51	0.5	0.5278	0.5	0.246	2.5	0.35736	2.0	0.24928	2.5
<i>Fonc – Obje</i>	11.001		10.9499		8.4270		10.5494		8.7559	

Table 6.13 solution de convergence de GA ToolBox, PSO-TVAC et PSO-TVAC II.

	Ga Toolbox	PSO-TVAC S tandard	PSO-TVAC-II [54]
La meilleure	10.8893	8.8423	8.2846
La moyenne	12.2875	15.8014	8.5854
La Maximale	12.3581	22.5068	8.7960
Temps (s)	293.8489	25.264	24.960

engendrée par PSO-TVAC qui est de 8.8423s calculée après 700 générations, remarquant que l'approche proposée excède celle de PSO-TVAC en matière de qualité de solution (tableau 6.11) et qualité de convergence expliquée par les figures 6.16 et 6.17, en revanche la robustesse de l'algorithme MPSO-TVAC est vérifiée une autre fois par le biais de 10 exécutions successives schématisées par les figures 6.18 , 6.19 respectivement.

Le tableau 5.11 indique les différentes solutions du problème envisagé trouvés dans la littérature, parmi les meilleurs résultats, on cite la méthode *Seeker*[16] publiée en 2012 et qui donne un temps minime de 8.4270s, la technique dénommée *Hybrid BBO – LP* qui nous fournit une solution égale 8.75559s publiée en 2015[18], et la méthode *BIP*[10] publiée en 2015 qui converge vers 8.6944s, notant que cette dernière nous garantit une solution optimale sans aucune violation de contrainte contrairement à la méthode *Seeker* qui converge vers la solution 8.4270s mais avec une violation d'ordre 10^2 ce qui explique la différence entre les deux solutions (8.4270s et 8.75559s) .

Tableau 6.14 résume les solutions optimales accompagnées par leurs violations trouvées par différentes techniques. Pour fin des comparaisons entre nos résultats et ceux de la littérature on remarque que l'algorithme proposé nommé PSO-TVACII donne la solution 8.4316s sans aucune violation de contraintes différemment au résultat de la méthode *Seeker* qui reste meilleur par rapport à notre solution 8.4270s mais avec les violations citée dans le tableau 6.14. Pour voir l'efficacité de notre algorithme on a procédé d'agrandir la marge de l'erreur acceptable qui vaut 10^{-2} et qui traduit la différence entre le temps d'opération des relais primaire et secondaire, le temps ainsi calculé (MPSO-TVAC test 2) 8.2848s est nettement meilleur par rapport à toutes les autres solutions mentionnées au tableau 6.12, 6.13 ce qui prouve une autre fois le rôle de l'optimisation par ce dernier. Les figures 6.20, 6.21, 6.22 et 6.23 représentent les caractéristiques de convergence des variables de contrôles TDS et PTS des relais de protection et ce pendant le processus de recherche de l'algorithme MPSO-TVAC.

Table 6.14 Comparaisons entre nos résultats et ceux de la littérature.

Algorithme	Fonc-obje	Relais Pr- Se	Erreur	Relais Pr- Se	Erreur	<10 ⁻²	<10 ⁻³	<10 ⁻⁴
GA [92]	11.001	2 - 7	-0.0682	8 - 9	-0.0990			
		5 - 4	-0.0056	12 - 14	-0.1013			
		6 - 5	-0.0301	13 - 8	-0.0153	NON	NON	NON
		7 - 5	-0.1311	14 - 9	-0.2110			
GA-IP [92]	10.9499	2 - 7	-0.0315	9 - 10	-0.0006			
		6 - 5	-0.1203	12 - 14	-0.0301			
		7 - 5	-0.1752	13 - 8	-0.0199	NON	NON	NON
		8 - 9	-0.0118	14 - 9	-0.1562			
Seeker [16]	8.4270	2 - 2	-0.0010	11 - 12	-0.0018			
		3 - 2	-0.0005	11 - 9	-0.0020	OUI	NON	NON
		5 - 4	-0.0013	—	—			
BBO [18]	10.5494	—	—	—	OUI	OUI	OUI	
BB-LP [18]	8.7555	—	—	—	OUI	OUI	OUI	
BIP [10]	8.6944	—	—	—	OUI	OUI	OUI	
AG-ToolBox [54]	8.8893	—	—	—	OUI	OUI	OUI	
PSO-TVAC [54]	8.8423	—	—	—	OUI	OUI	OUI	
PSO-TVAC II Test 1	8.4316	—	—	—	OUI	OUI	OUI	
PSO-TVAC II Test 2	8.2848	1 - 6	-0.0059	10 - 11	-0.2257			
		2 - 1	-0.0058	11 - 12	-0.0067			
		2 - 7	-0.0060	12 - 13	-0.0058			
		3 - 2	-0.0062	12 - 14	-0.0059	OUI	NON	NON
		4 - 3	-0.0057	13 - 8	-0.0058			
		5 - 4	-0.0063	14 - 9	-0.0058			
		9 - 10	-0.0082	—	—			

Erreur = $Top_Se - Top_Pr - ITC \geq 0$

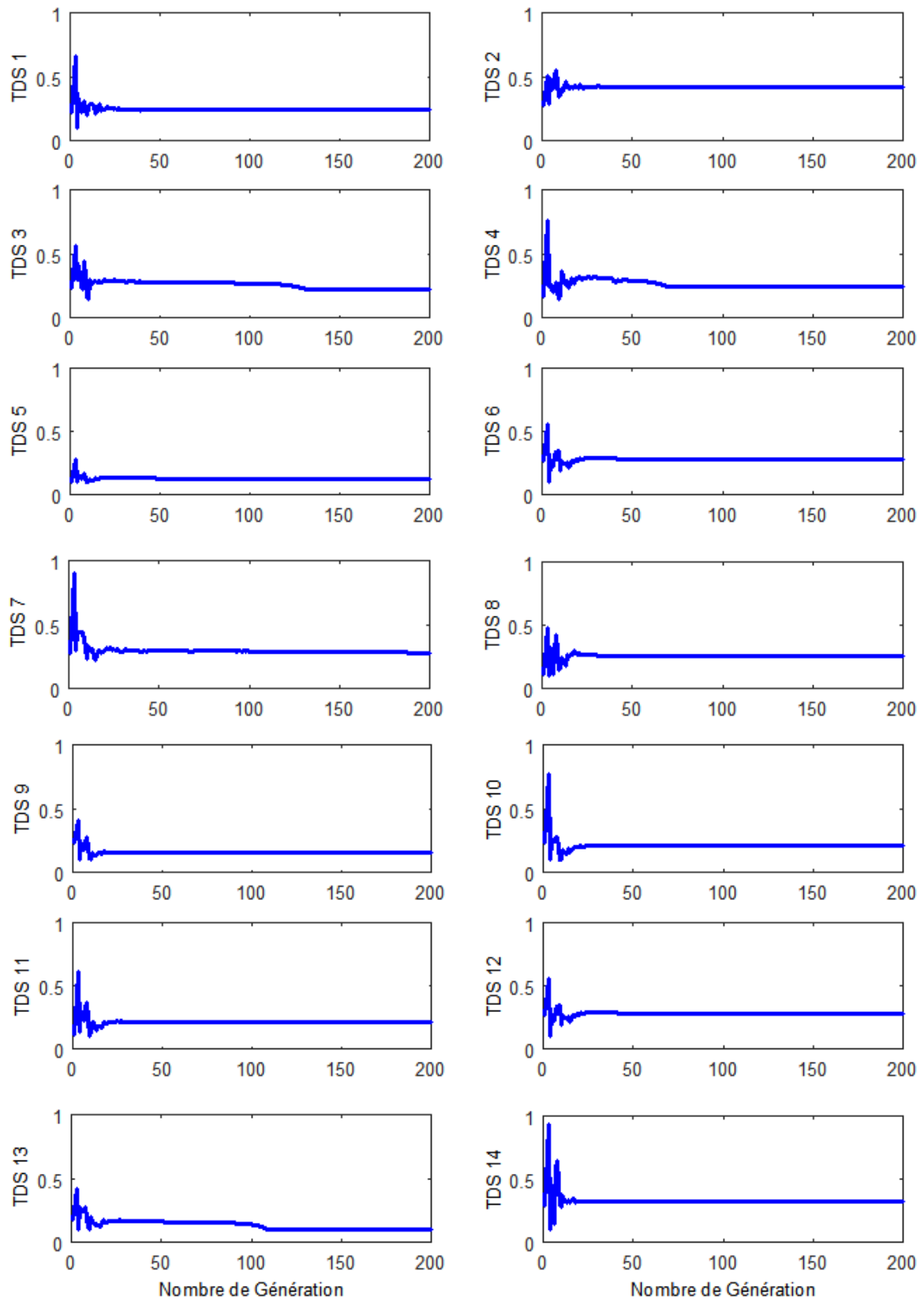


Fig. 6.20 Evolution de convergence des variables de contrôle TDS du relais durant le processus de recherche.

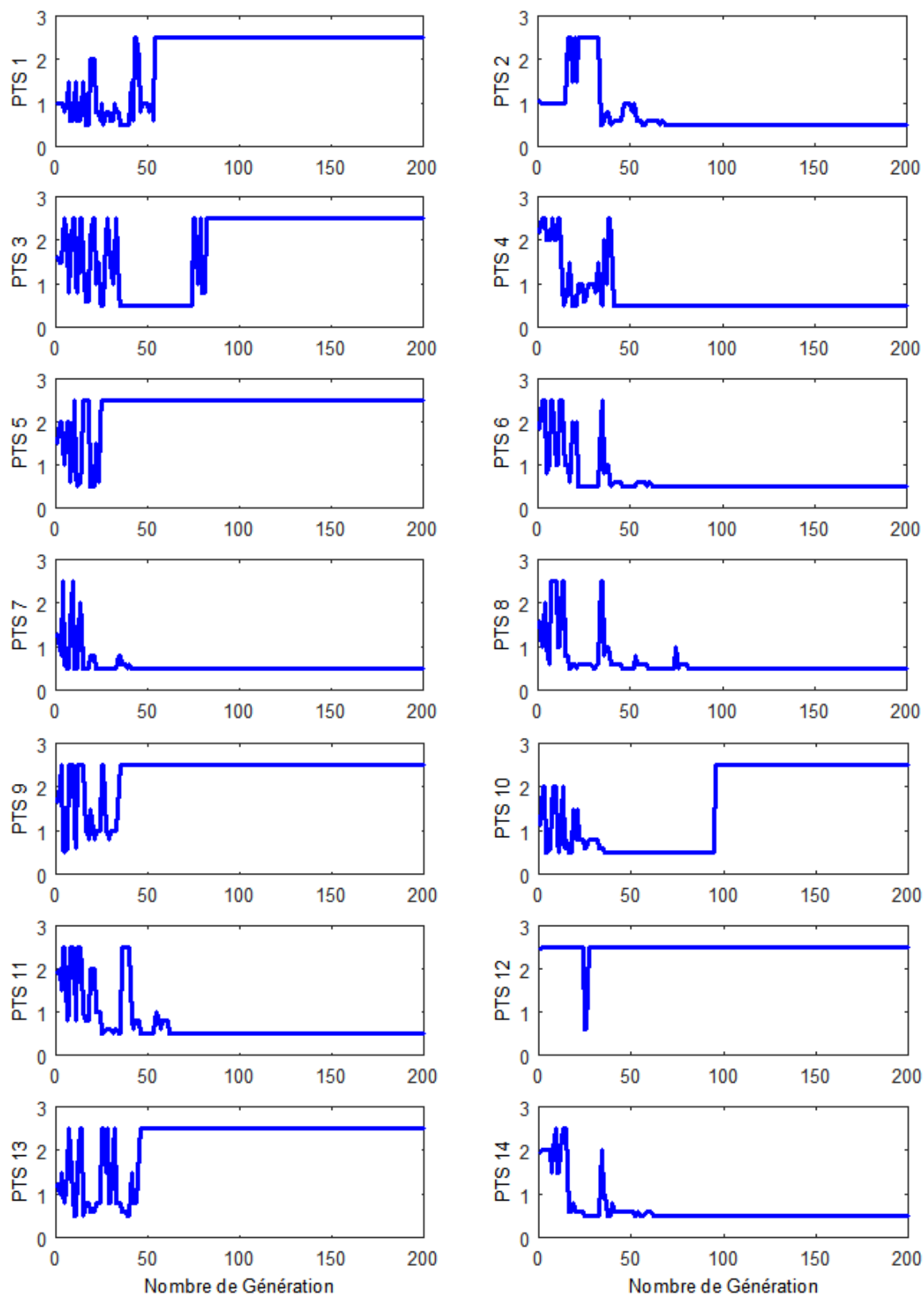


Fig. 6.21 Evolution de convergence des variables de contrôle PTS du relais durant le processus de recherche.

6.4.4 Deuxième Test 15 jeux de barres :

Ce test est dédié de présenter l'efficacité et la robustesse de la méthode envisagée PSO-TVAC II sur un réseau plus grand que les deux réseaux déjà traités sous dessus à savoir le réseau test 15 jeux de barres (Fig. 6.22) qui contient 42 relais autrement dit 84 paramètres de contrôle ,ce dernier chiffre nous implique l'importance du problème traité d'une part et la difficulté de l'optimisation recherchée d'autre part. Les détails de ce réseau sont donnés par l'appendis C notant que l'intervalle du temps de coordination entre les relais primaires secondaires est fixé à 0.2s.

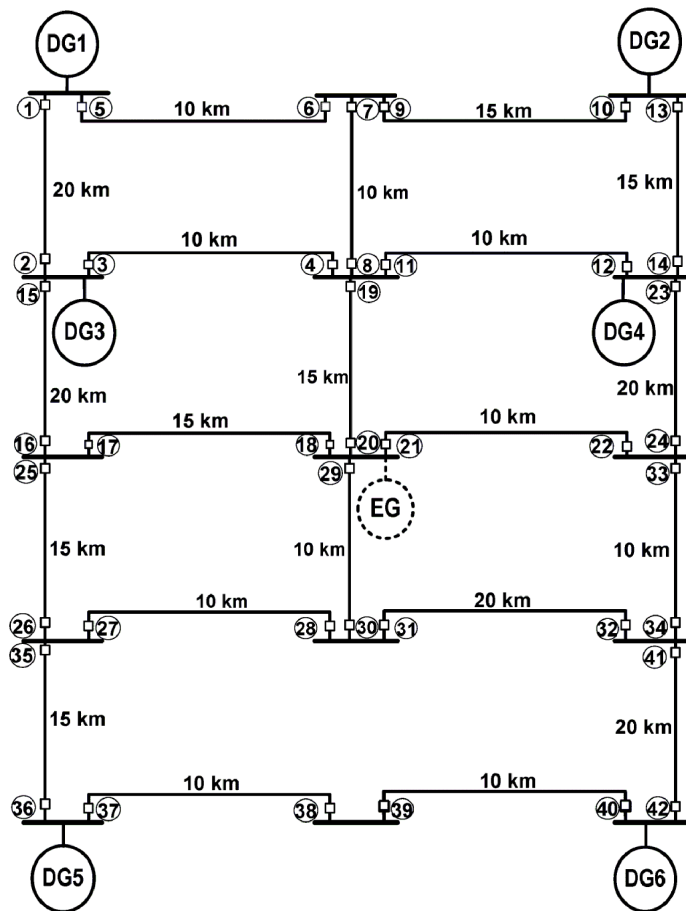


Fig. 6.22 Schéma unifilaire du réseau 15 jeux de barres.

Dans ce test on a appliqué notre algorithme sur un grand réseau test 15 jeux de barres, la figure 6.23 nous montre la caractéristique de convergence de ce dernier, le temps d'optimisation achevé lors de l'itération 92 est 11.9915s reste meilleur en le comparant par d'autre solution trouvées dans la littérature telles que (12.227 s) donnée par la méthode de Seeker, et (15.335s) trouvée par la méthode de MINLP (SBB). Bien que l'algorithme de GSO

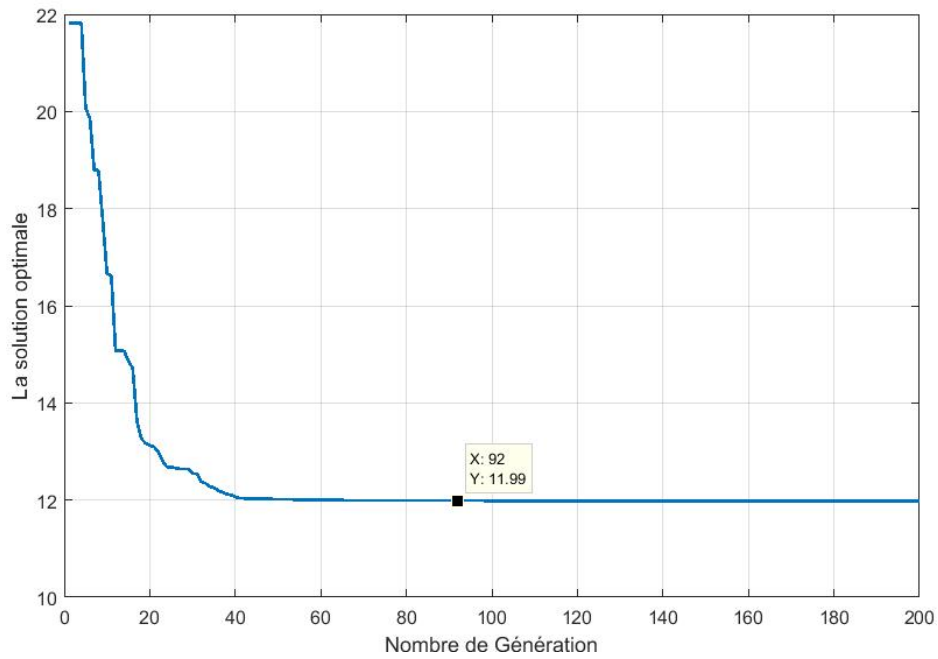


Fig. 6.23 Caractéristique de convergence de MPSO-TVAC pour le réseau test 15 jeux de barres.

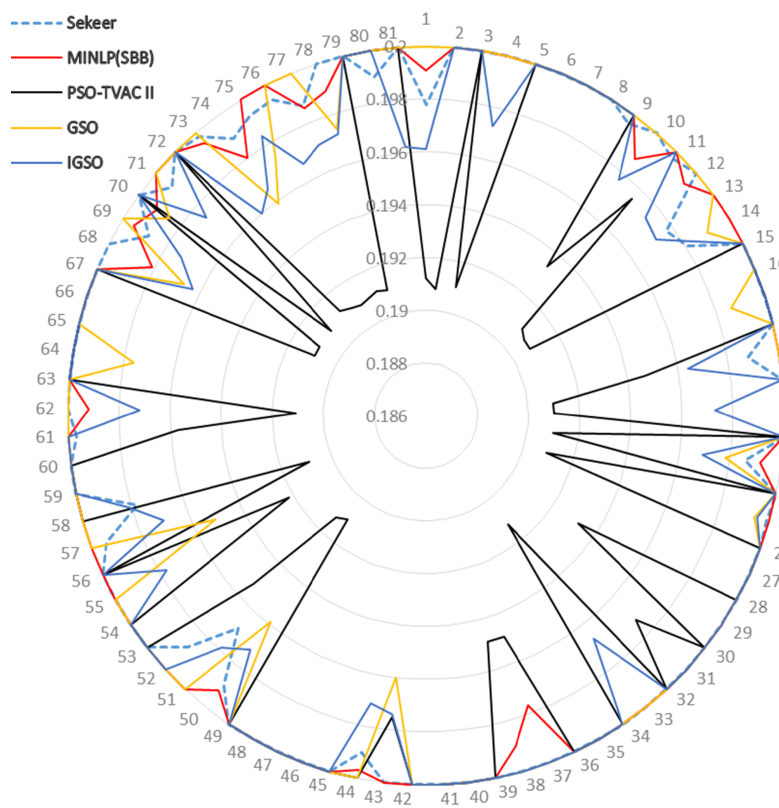


Fig. 6.24 Présentation des valeurs des contraintes.

donne(13.6542 s) et IGSO donne (12.135 s), voir le tableau 6.15. Tableau 6.16 représente les valeurs numériques de TDS et PTS de tous les relais et la figure 6.24 expose d'une manière claire l'avantage de l'approche examinée en matière de violation de contraintes, en effet notre algorithme *PSO – TVACII* nous garantie une meilleure solution (11.9915s) avec une violation acceptable de contraintes en comparaison avec la méthode SEEKER et MINLP (SBB) trouvées dans la littérature.

Table 6.15 Comparaison des résultats du système 15 jeux de barres.

(SBB) [16]	MINLP [16] 2012	SEEKER 2015	GSO [13] 2015	IGSO [13]	PSO-TVAC II
Fonction objectif	15.335	12.227	13.6542	12.135	11.9915
Temps d'exécution	---	406.3s	---	---	29.7s
Itération de convergence	---	385	---	---	50
Nombre itération Max	---	1000	---	---	100

Table 6.16 Les valeurs optimales de TDS et PTS de tous les relais.

Nbr Relai	TDS	PTS	Nbr Relai	TDS	PTS
1	0.1127	1.0000	22	0.1059	1.5000
2	0.1002	1.0000	23	0.1074	1.0000
3	0.1007	2.0000	24	0.1000	1.5000
4	0.1114	1.0000	25	0.1000	2.0000
5	0.1053	2.0000	26	0.1099	1.5000
6	0.1037	2.0000	27	0.1021	2.0000
7	0.1034	2.0000	28	0.1017	2.5000
8	0.1033	1.5000	29	0.1003	1.5000
9	0.1031	2.0000	30	0.1010	2.0000
10	0.1088	1.5000	31	0.1000	2.0000
11	0.1000	1.5000	32	0.1049	1.5000
12	0.1000	1.5000	33	0.1000	2.5000
13	0.1053	2.0000	34	0.1052	2.5000
14	0.1082	1.0000	35	0.1005	2.0000
15	0.1000	1.0000	36	0.1000	2.0000
16	0.1000	1.5000	37	0.1016	2.5000
17	0.1000	2.0000	38	0.1043	2.5000
18	0.1024	1.0000	39	0.1030	2.5000
19	0.1000	2.0000	40	0.1014	2.5000
20	0.1000	1.5000	41	0.1006	2.5000
21	0.1627	0.5000	42	0.1013	1.5000
Temps de déclenchement Total (Tij) s			11.9915 s		

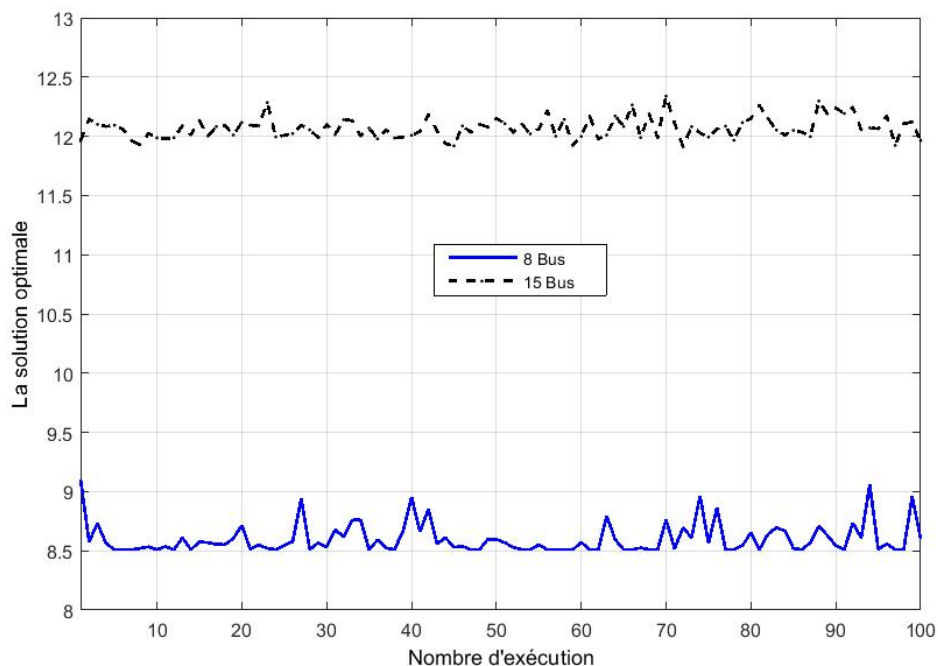


Fig. 6.25 Variation de la solution optimale pour 100 exécutions: Réseau test 15 jeux de barres.

En vu de vérifier la robustesse de l'approche étudiée on a procédé d'exécuter notre algorithme 100 fois en gardant le résultat final de chaque exécution, la figure 6.25 aborde la courbe de variation de cette solution optimale lors de ces répétitions visant les deux réseaux test 8 et 15 jeux de barres ,on peut finalement conclure que l'approche proposée prouve une autre fois ces qualités de robustesse et convergence.

6.4.5 Conclusion :

Dans ce troisième cas d'étude on a essayé d'appliquer la version modifiée de l'algorithme MPSO-TVAC sur les réseaux tests 3, et 8 jeux de barres pour traiter le problème de coordination des relais à maximum de courant directionnels, a cet effet les résultats obtenus sont largement discutés et comparés avec ceux trouvés dans la littérature. Pour confirmer la robustesse de notre algorithme, on a essayé de l'appliquer sur le grand réseau test 15 jeux de barres, les interprétations faites discutant la solution, la qualité de convergence et la violation des contraintes prouvent la robustesse de ce dernier.

6.5 Cas de l'étude N°4 :

Application de l'algorithme de SOA sur le problème de coordination optimal de relais directionnelle

Dans cette partie, nous avons adopté et appliqué l'algorithme d'optimisation de chercheur (SOA) pour minimiser le temps de déclenchement des relais directionnels installés dans un réseau typique de 8 jeux. L'organigramme de l'algorithme proposé nommé SOA contenant les étapes principales de calcul est présenté dans la Fig. 6.26.

6.5.1 Le premier Test :

Ce premier test a pour objectif de déterminer les paramètres adéquats de l'algorithme permettant d'améliorer la solution optimale. Dans un premier temps on a étudié l'impact de la variation de nombre de génération et la taille de population de notre algorithme sur la qualité de solution et le temps global d'exécution dans le but de choisir la valeur optimale et adéquate permettant d'achever le bon résultat.

Table 6.17 Impact de la variation du nombre de population et le nombre de génération.

Impact de la variation du nombre de population				
	N population	N génération	Tempe	Valeur optimal
Test 1	30	500	10.0829	13.4955
Test 2	60	500	37.1067	12.0315
Test 3	100	500	87.3978	12.1430
Test 4	200	500	259.9228	11.7549
Test 5	300	500	589.5519	11.1792
Test 5	400	500	1093.0763	10.6480
Impact de la variation du nombre de génération				
	N population	N génération	Tempe	Valeur optimal
Test 1	60	200	4.8167	14.3281
Test 2	60	400	20.3167	12.3446
Test 3	60	800	85.9167	10.9583
Test 4	60	1200	150.0167	9.7670
Test 5	60	1600	272.1175	9.6418
Test 6	60	2000	416.2840	9.4002

Le tableau 6.17, résume les résultats obtenu en variant les deux paramètres, population et génération, on remarque que l'augmentation du nombre de génération ou la taille de population entraîne une amélioration sensible par contre le temps global d'exécution augmente. L'algorithme nécessite un temps important pour garantir la solution optimale.

A titre comparatif, l'augmentation du nombre de génération à 2000 tout en fixant la population à 60, entraîne une valeur optimisée du temps de déclenchement de l'ordre de 9.4002 s, le temps global d'exécution est de 416.2840 s, par contre, l'augmentation de la population à 400 tout en fixant le nombre de génération à 500, entraîne une minimisation du temps de déclenchement de 10.6480 s avec un temps d'exécution de 1093.0763s.

Les figures (6.27, 6.28) illustrent clairement l'impact de la variation de nombre de génération et la variation de la taille de population sur la qualité de convergence de notre algorithme appliquée.

Table 6.18 Les valeurs optimales de TDS et PTS.

	Cas 1 (SOA)		Cas 2 (SOA)		Cas 3 (SOA)	
Max Génération	500		2000		2000	
No Population	400		60		400	
Temps d'exécution	1093.0763		416.2840		4330.0563	
	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS
1	0.1131	2.3122	0.1000	2.2594	0.1000	2.5000
2	0.4534	1.2471	0.2935	2.2941	0.3710	1.5000
3	0.3951	1.2372	0.2855	1.8319	0.4551	0.5000
4	0.2403	1.8852	0.2171	1.6704	0.1879	2.0000
5	0.1695	1.7941	0.1083	2.4671	0.1012	2.5000
6	0.3160	0.7595	0.2660	0.9547	0.3447	0.5000
7	0.3211	2.3294	0.3592	1.3754	0.2708	2.5000
8	0.2782	0.9624	0.2219	1.4665	0.3965	0.5000
9	0.2154	2.1713	0.1720	2.3792	0.4402	0.5000
10	0.2437	2.1276	0.3133	1.0336	0.3282	1.5000
11	0.3044	1.5064	0.2603	1.8460	0.2453	2.5000
12	0.4217	1.4230	0.3440	1.9494	0.6219	0.5000
13	0.1081	2.3438	0.1000	2.3313	0.1426	2.0000
14	0.3580	1.8880	0.3096	2.0630	0.3082	2.5000
Fonction Objectif (s)	10.6480		9.4002		10.4003	

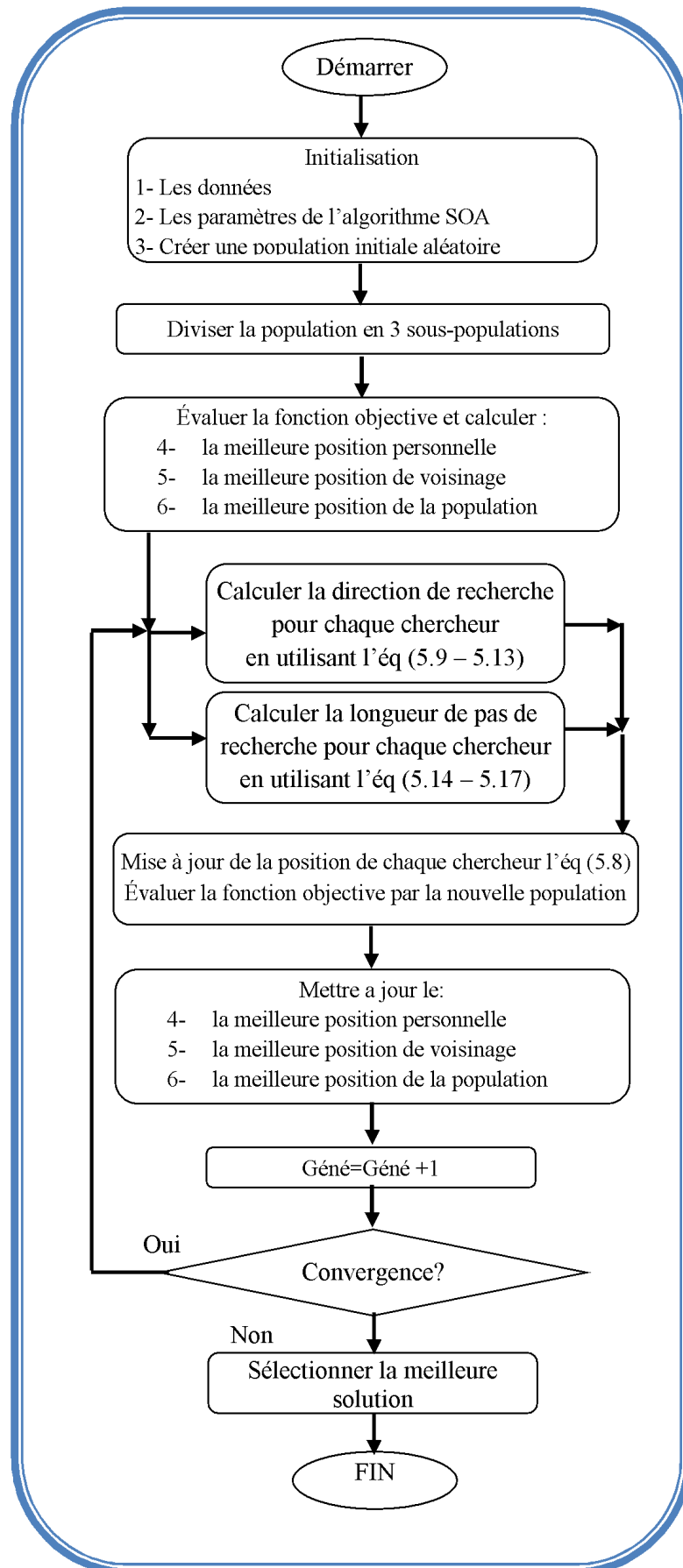


Fig. 6.26 Organigramme de l'algorithme SOA.

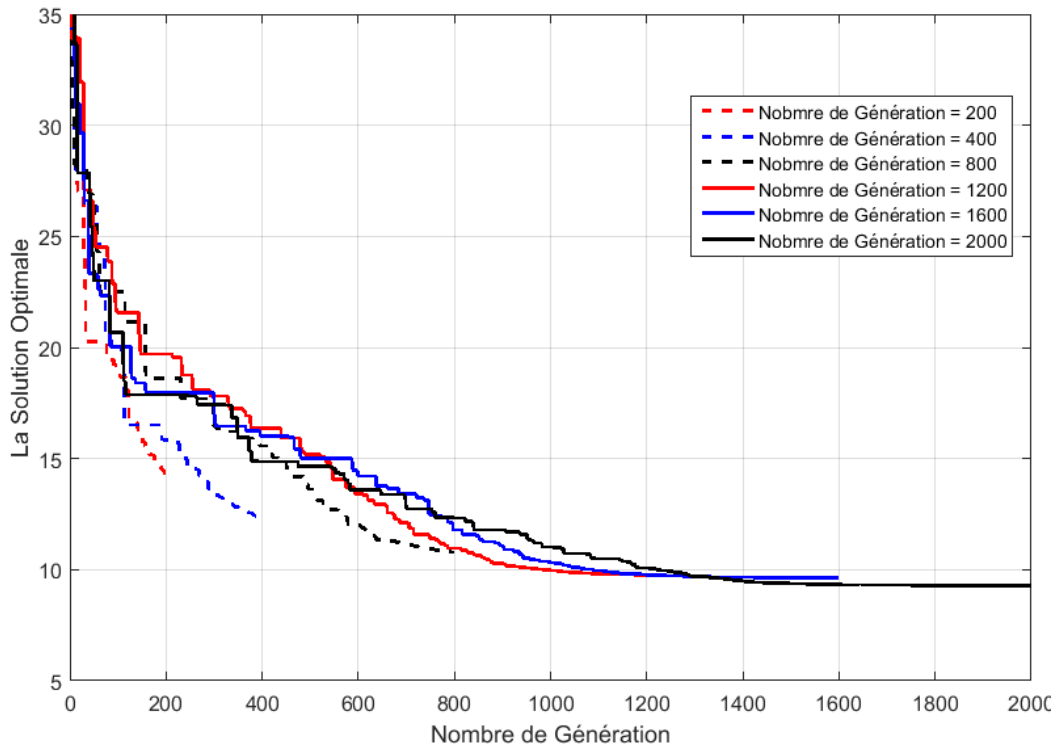


Fig. 6.27 Impact de la variation du nombre de génération.

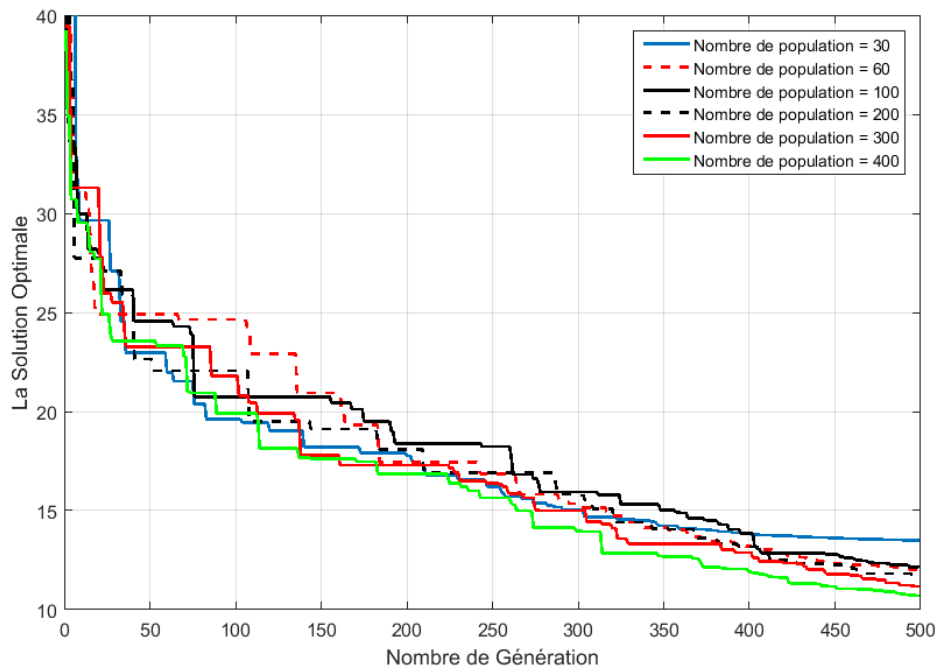


Fig. 6.28 Impact de la variation du nombre de population.

Les résultats mentionnés dans les tableaux 6.18 présentent les valeurs de variables de contrôle optimales de TDS et PTS pour les cas suivantes :

- Cas 1 : les nombre de génération maximal = 500 et le nombre de population = 400.
- Cas 2 : les nombre de génération maximal = 2000 et le nombre de population = 60.
- Cas 3 : les nombre de génération maximal = 2000 et le nombre de population = 400.

Pour les deux cas (cas1, cas2), les deux variables de control TDS et PTS sont considérés continus par contre dans le troisième cas le variable de control TDS est continue et le PTS considérés de type discret. Toujours on constate qu'avec un nombre de population égale 60 et un nombre de génération égale 2000 est un choix suffisant et adéquat pour avoir un résultat acceptable. Le tableau 6.19 confirme que tous les contraintes de coordination (l'intervalle de temps déclenchement) sont respectées.

Table 6.19 Les valeurs de temps de déclenchement primaire/secondaire et temps de coordination.

	<i>Top_Pr</i>	<i>Top_Se</i>	<i>DT*</i>	<i>Top_Se</i>	<i>Top_Ba</i>	<i>DT*</i>	<i>Top_Pr</i>	<i>Top_Se</i>	<i>DT*</i>
1-6	0.4414	0.7474	0.3060	0.3852	0.6851	0.2999	0.4087	0.7088	0.3001
2-1	1.0317	1.3456	0.3139	0.8444	1.1443	0.2999	0.9016	1.3742	0.4726
2-7	1.0317	1.3621	0.3304	0.8444	1.1443	0.2999	0.9016	1.2019	0.3003
3-2	0.9301	1.2509	0.3208	0.7809	1.0809	0.3000	0.8081	1.1081	0.3000
4-3	0.7754	1.1117	0.3363	0.6620	0.9620	0.3000	0.6240	0.9240	0.3000
5-4	0.6786	0.9911	0.3125	0.5340	0.8339	0.2999	0.5038	0.8039	0.3002
6-5	0.6080	1.1486	0.5407	0.5487	1.0694	0.5207	0.5902	1.0186	0.4285
6-14	0.6080	1.3481	0.7402	0.5487	1.2265	0.6778	0.5902	1.3755	0.7853
7-5	0.8291	1.1486	0.3195	0.7691	1.0694	0.3004	0.7190	1.0186	0.2997
7-13	0.8291	1.3383	0.5092	0.7691	1.2263	0.4572	0.7190	1.3747	0.6558
8-7	0.5758	1.3621	0.7863	0.5294	1.1443	0.6149	0.6793	1.2019	0.5225
8-9	0.5758	1.2311	0.6553	0.5294	1.0644	0.5350	0.6793	1.1199	0.4406
9-10	0.7515	1.0614	0.3098	0.6299	0.9301	0.3002	0.8664	1.1666	0.3002
10-11	0.8239	1.1187	0.2948	0.7756	1.0756	0.3000	0.9432	1.2430	0.2998
11-12	0.8943	1.2086	0.3143	0.8396	1.1395	0.2998	0.9259	1.2260	0.3001
12-13	1.0068	1.3383	0.3314	0.9263	1.2263	0.3000	1.0747	1.3747	0.3000
12-14	1.0068	1.3481	0.3413	0.9263	1.2265	0.3002	1.0747	1.3755	0.3008
13-8	0.4453	0.7411	0.2958	0.4106	0.7105	0.2998	0.5357	0.8356	0.2999
14-1	0.8559	1.3456	0.4898	0.7646	1.1443	0.3797	0.8198	1.3742	0.5544
14-9	0.8559	1.2311	0.3753	0.7646	1.0644	0.2998	0.8198	1.1199	0.3001

* (DT = temps de déclenchement de relais secondaire (*Top_Se*)-temps de déclenchement de relais primaire (*Top_Pr*))

6.5.2 Le deuxième test :

l'Hybridation de l'algorithme SOA avec PSOTVAC

A partir des résultats obtenus précédemment et afin d'améliorer la valeur de la solution optimale relative au temps de déclenchement total et la convergence de l'algorithme, l'algorithme SOA est hybridé avec PSOTVAC. La technique d'hybridation permet de combiner les avantages de deux algorithmes SOA et PSO-TVAC. Généralement l'algorithme SOA caractérisé par la capacité de converger vers la solution optimale globale, mais nécessite un nombre de génération très important pour la convergence (à partir de 2000 et plus) ce qui entraîne un temps de convergence énorme. Par contre l'algorithme PSO-TVAC converge rapidement mais il y a un risque de tomber dans l'optimum local. Pour cela les deux algorithmes sont coordonnés ce qui permet d'avoir un compromis positif. Pour cela deux cas d'hybridation ont été proposés.

- cas 1 : dans ce mode d'hybridation, la première étape est lancée par l'algorithme SOA pour un nombre de génération de 2000 pour découvrir le maximum de l'espace de recherche, cette solution initiale achevée par SOA est introduit dans l'algorithme de PSOTVAC pour un nombre de génération réduit à 500.
- Cas 2 : dans le deuxième mode d'hybridation, on a combiné entre les deux algorithmes SOA et *PSO – TVAC* par l'échange d'information entre eux mais chaque algorithme fonctionne séparément à l'autre, sauf pour l'échange d'information qui sera dans chaque génération par la comparaison entre les deux meilleures solutions trouvées à partir de chaque algorithme (*Best_Solution_SOA* représenter la meilleure solution par SOA et *Best_Solution_PSO-TVAC* représenter la meilleure solution par *PSO – TVAC*).

Si *Best_solution_SOA* Meilleure de *Best_solution_PSOTVAC*
 Best_solution_PSOTVAC = Best_solution_SOA

Sinon

Best_solution_SOA = Best_solution_PSOTVAC

Fin

Les différentes étapes de cet algorithme sont résumées dans l'organigramme présenté dans la Figure 6.31:

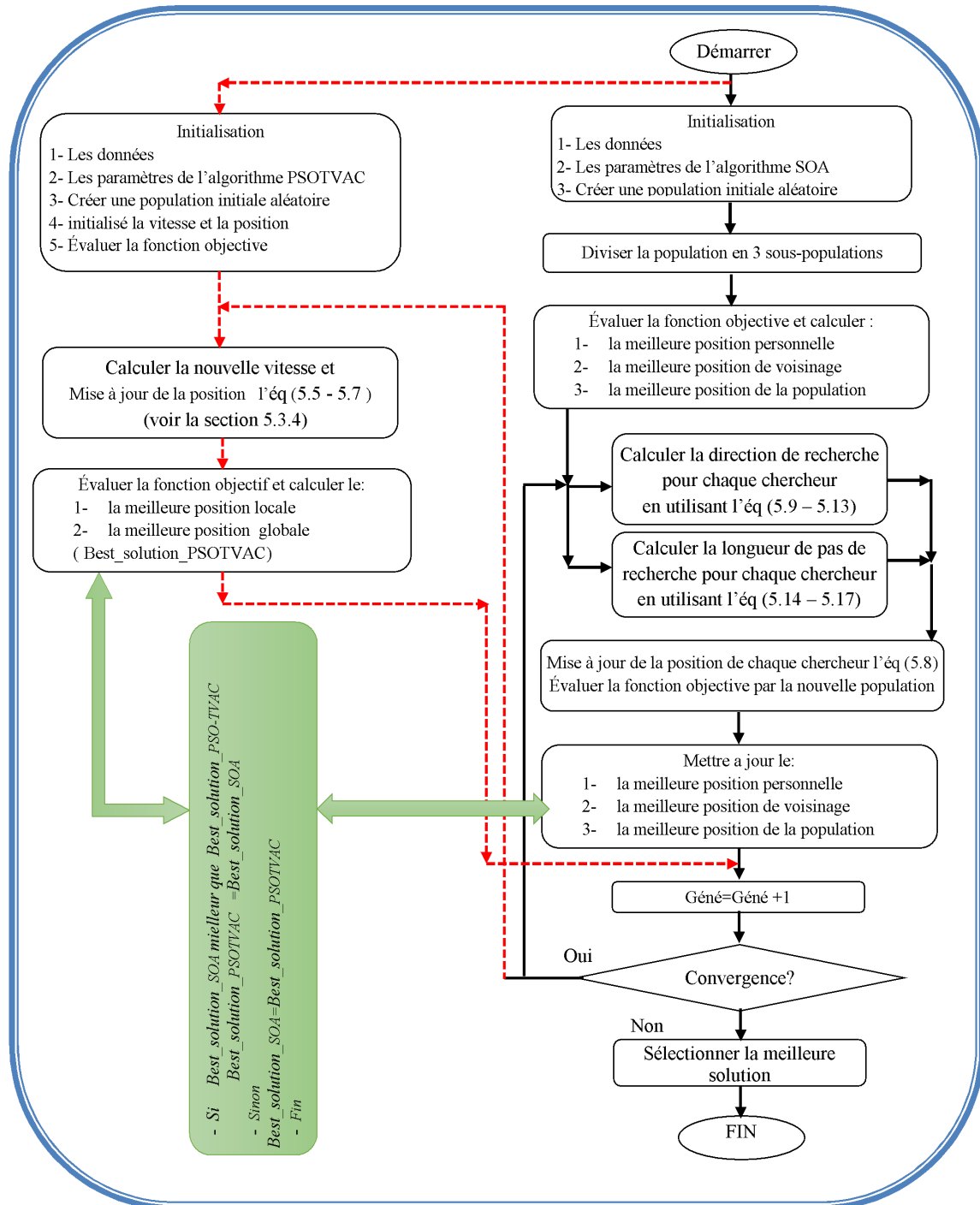


Fig. 6.29 Organigramme de l'algorithme SOA-PSOTVAC.

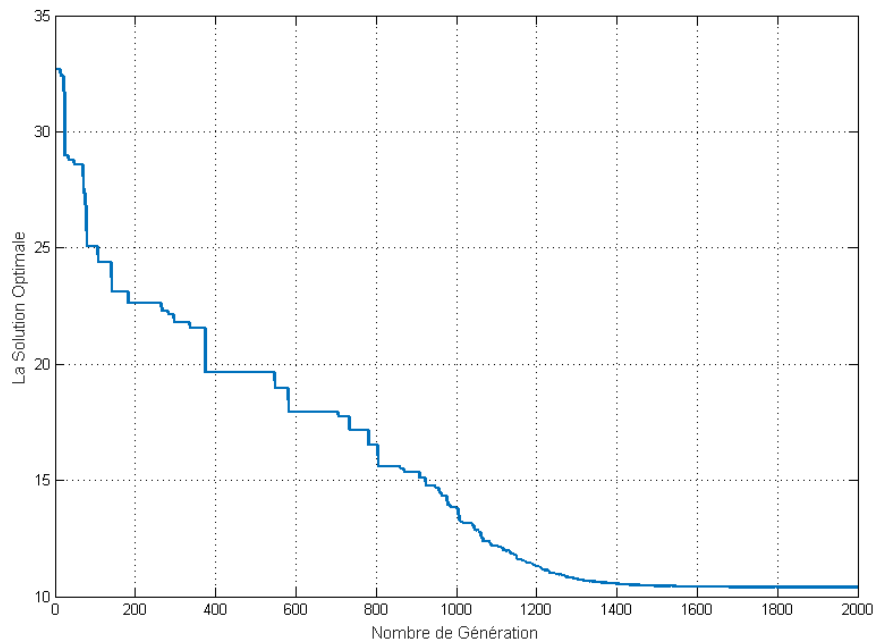


Fig. 6.30 Caractéristique de convergence de SOA standard pour le réseau test 8 jeux de barres.

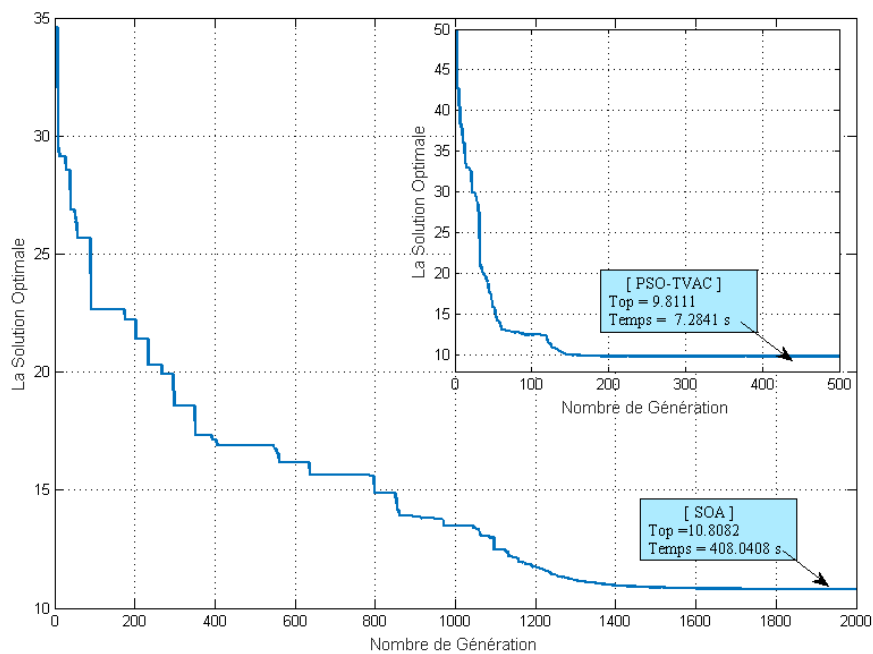


Fig. 6.31 Caractéristique de convergence de SOA+PSOTVAC standard pour le réseau test 8 jeux de barres.

Les résultats trouvés montrent que les deux approches proposées (cas 1 et cas 2) sont plus robuste et donnent de résultats plus meilleurs que la version originale de l'algorithme SOA. Pour le cas 1 la somme du temps de déclenchement est égal 9.811s qui est meilleur par rapport à SOA (10.4003 s) mais le temps d'exécution ou le temps de convergence (433.0563 s pour SOA et 408.0408+7.2841 (pour SOA + PSOATVAC)) n'a pas beaucoup amélioré malgré que le taille de population a diminuée de 400 vers 60. Par contre dans le deuxième cas, on remarque une amélioration remarquable particulièrement dans le temps de convergence qui a diminué vers 82.4529 (amélioration de 80.96%), ceci en raison de nombre de générations réduit moins (500). La solution optimale est aussi améliorée vers 8.9265s (amélioration de 14.17 %). Les deux figures (56.30 et 6.31) illustrent la convergence de l'algorithme proposé et le tableau 5.20 présente les différents résultats obtenus de variables de control optimisés TDS et PTS. Il faut noter que les contraintes associées aux variables de control et l'intervalle de coordination sont respectés, le tableau 5.21 montre clairement cette confirmation.

Table 6.20 Les valeurs optimales de TDS et PTS.

	SOA Sans Hybridation		Cas 1 SOA et <i>PSO – TVAC</i>		Cas 2 <i>SOA – PSO – TVAC</i>	
Max Génération	2000		2500		500	
No Population	400		60		60	
Temps d'exécution	433.0563		408.0408+7.2841		82.4829	
	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS
1	0.1000	2.5000	0.1000	2.5000	0.1000	2.5000
2	0.3710	1.5000	0.2809	2.5000	0.2788	2.5000
3	0.4551	0.5000	0.4423	0.5000	0.2480	2.5000
4	0.1879	2.0000	0.1603	2.5000	0.3519	0.5000
5	0.1012	2.5000	0.1000	2.5000	0.1000	2.5000
6	0.3447	0.5000	0.3447	0.5000	0.1734	2.5000
7	0.2708	2.5000	0.2567	2.5000	0.2553	2.5000
8	0.3965	0.5000	0.3458	0.5000	0.1700	2.5000
9	0.4402	0.5000	0.4281	0.5000	0.1566	2.5000
10	0.3282	1.5000	0.2352	2.5000	0.1831	2.5000
11	0.2453	2.5000	0.2300	2.5000	0.1921	2.5000
12	0.6219	0.5000	0.5925	0.5000	0.5200	0.5000
13	0.1426	2.0000	0.1000	2.5000	0.1000	2.5000
14	0.3082	2.5000	0.2966	2.5000	0.2686	2.5000
Fonction Objectif (s)	10.4003		9.8111		8.9265	

Table 6.21 Les valeurs de temps de déclenchement primaire/secondaire et temps de coordination.

	<i>Top_Pr</i>	<i>Top_Se</i>	<i>DT*</i>	<i>Top_Se</i>	<i>Top_Ba</i>	<i>DT*</i>	<i>Top_Pr</i>	<i>Top_Se</i>	<i>DT*</i>
1-6	0.4087	0.7088	0.3001	0.4087	0.7088	0.3001	0.4087	0.7087	0.3000
2-1	0.9016	1.3742	0.4726	0.8392	1.3742	0.5350	0.8329	1.3742	0.5413
2-7	0.9016	1.2019	0.3003	0.8392	1.1393	0.3001	0.8329	1.1331	0.3001
3-2	0.8081	1.1081	0.3000	0.7854	1.0855	0.3000	0.7773	1.0773	0.3000
4-3	0.6240	0.9240	0.3000	0.5982	0.8980	0.2998	0.6895	0.9894	0.2999
5-4	0.5038	0.8039	0.3002	0.4978	0.7980	0.3002	0.4978	0.7978	0.2999
6-5	0.5902	1.0186	0.4285	0.5902	1.0066	0.4164	0.5110	1.0066	0.4956
6-14	0.5902	1.3755	0.7853	0.5902	1.3237	0.7336	0.5110	1.1988	0.6877
7-5	0.7190	1.0186	0.2997	0.6815	1.0066	0.3250	0.6778	1.0066	0.3287
7-13	0.7190	1.3747	0.6558	0.6815	1.3994	0.7178	0.6778	1.3994	0.7215
8-7	0.6793	1.2019	0.5225	0.5924	1.1393	0.5468	0.5016	1.1331	0.6315
8-9	0.6793	1.1199	0.4406	0.5924	1.0891	0.4967	0.5016	1.0145	0.5129
9-10	0.8664	1.1666	0.3002	0.8426	1.1425	0.2999	0.5894	0.8894	0.3000
10-11	0.9432	1.2430	0.2998	0.8653	1.1655	0.3002	0.6736	0.9734	0.2998
11-12	0.9259	1.2260	0.3001	0.8681	1.1680	0.2999	0.7251	1.0251	0.3000
12-13	1.0747	1.3747	0.3000	1.0239	1.3994	0.3755	0.8986	1.3994	0.5008
12-14	1.0747	1.3755	0.3008	1.0239	1.3237	0.2998	0.8986	1.1988	0.3002
13-8	0.5357	0.8356	0.2999	0.4288	0.7288	0.3000	0.4288	0.7289	0.3001
14-1	0.8198	1.3742	0.5544	0.7889	1.3742	0.5853	0.7144	1.3742	0.6597
14-9	0.8198	1.1199	0.3001	0.7889	1.0891	0.3002	0.7144	1.0145	0.3001

*(DT = temps de déclenchement de relais secondaire (*Top_Se*)+temps de déclenchement de relais primaire (*Top_Pr*))

La figure 6.32 indique la convergence de l'algorithme hybride proposé SOA-PSO-TVAC. Dans cette hybridation, chaque algorithme recherche séparément la solution optimale, à la fin de chaque génération il y a collaboration entre les deux algorithmes par échange d'information pour cela il y a deux courbes de convergence, la courbe de convergence de l'algorithme standard SOA et la courbe de convergence de l'algorithme hybride SOA-PSO-TVAC. La figure 6.33 présente une comparaison entre les deux algorithmes PSO-TVAC et SOA sans et avec hybridation, la comparaison montre clairement l'efficacité de l'algorithme proposé en terme de qualité de solution et convergence.

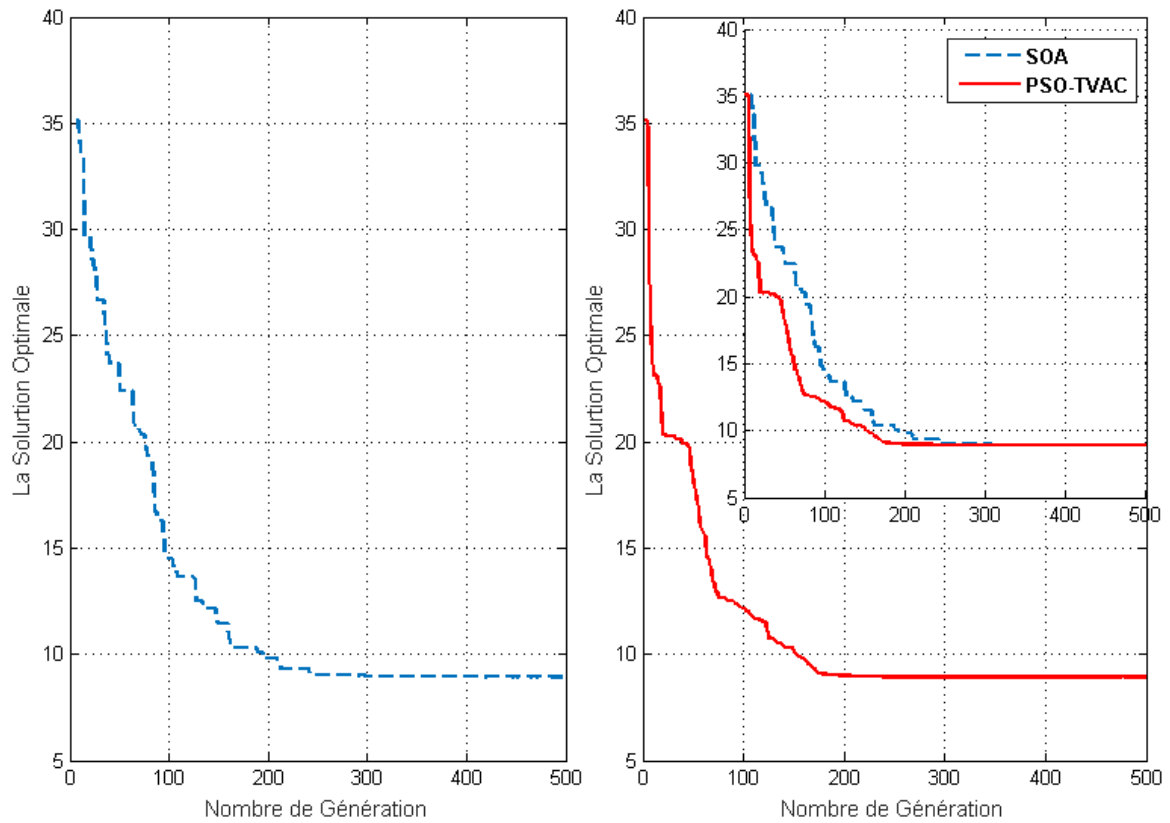


Fig. 6.32 Caractéristique de convergence de l'algorithme hybride SOA-PSO-TVAC.

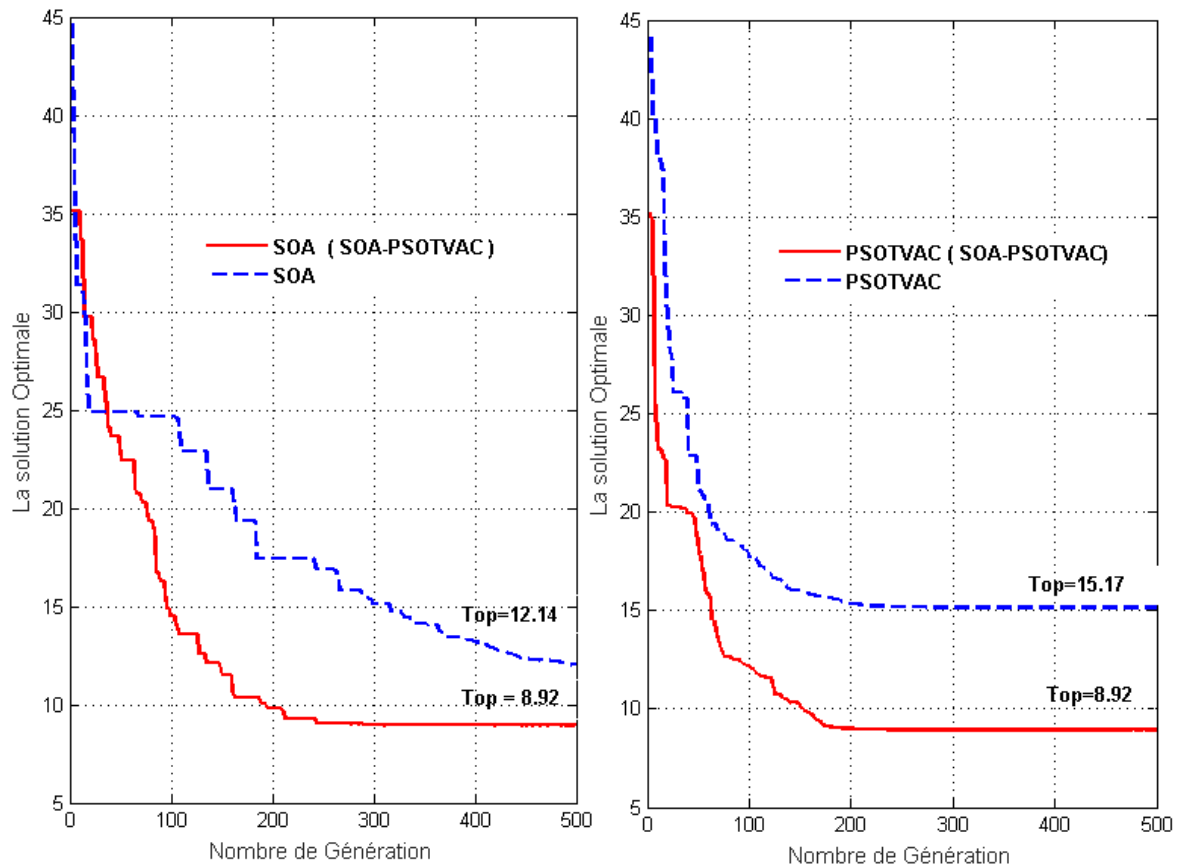


Fig. 6.33 Comparaison entre les deux algorithmes PSO-TVAC et SOA sans et avec hybridation.

6.6 Conclusion :

D'après les tests effectués dans ce cas d'étude on a remarqué que la technique SOA a l'aptitude d'aboutir à une solution meilleure vu la puissance de son mécanisme de recherche, or elle demande un nombre d'itération plus important que l'algorithme *PSO – TVAC* qui augmente par suite le temps de son exécution, c'est pour cet effet on a adopté l'étude d'une hybridation entre cet algorithme et le *PSO – TVAC* afin d'exploiter les avantages de chacun.

6.7 Cas de l'étude N°5:

Cette partie de test concerne l'étude comparative entre quatre algorithmes d'optimisation méta heuristiques tels que :

- L'algorithme nommé Firefly (Firefly Algorithm, FA).
- L'algorithme à base de biogéographie (Biogeography based optimization, BBO).
- L'algorithme d'abeilles (Bees Algorithm, BA).
- L'algorithme des d'abeilles Artificiels (Bee Colony ABC).

6.7.1 Premier Test

Ce premier test est consacré à tester les performances et efficacité de ces méthodes par l'optimisation de deux fonctions mathématique, à savoir la fonction **Sphère** et la fonction **Rosenbrock**. Les paramètres de ces fonctions sont récapitulés dans le tableau suivant :

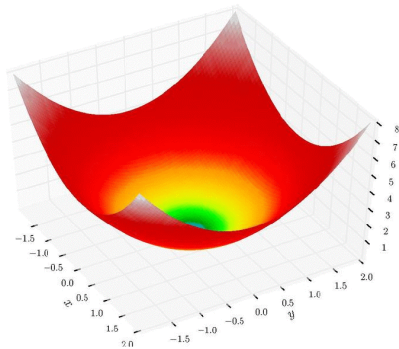
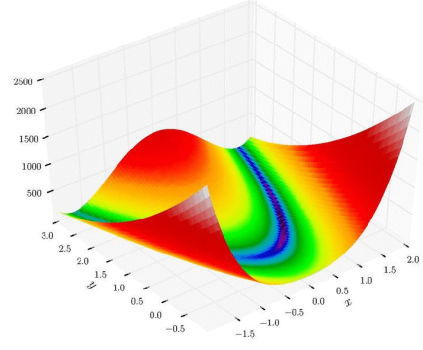
Fonction	Sphère	Rosenbrock
Formulation	$f(x) = \sum_{i=1}^{n=5} x_i^2$	$f(x) = \sum_{i=1}^{n=5} [100(x_{i+1} - x_i^2)^2 + (x_i - 1)^2]$
démontions	5	5
Espace de recherche	$-10 \leq x \leq 10$	$-10 \leq x \leq 10$
Le minimum	$f(0, 0, 0, 0, 0) = 0$	$f(1, 1, 1, 1, 1) = 0$
Présentation 3D		

Fig. 6.34 Les deux fonctions mathématique, ('Sphère' et 'Rosenbrock').

Les résultats d'optimisation trouvés par les quatre méthodes sont récapitulés dans les Tableau. 6.22. Ces résultats trouvés montrent clairement qu'il ya une différence significative en termes de qualité de solution et le temps d'exécution nécessaire.

Table 6.22 Les résultats optimaux trouvés par : BBO, BA, FA, et ABC.

Les solution optimal de la fonction Sphère				
	BBO	Ba	FA	ABC
La solution optimale	8.4173e-19	3.0009e-51	1.9486e-21	3.5305e-14
Temps d'exécution	4.142530	23.8017	68.9593	6.2699
Les solutions optimales de la fonction Rosenbrock				
	BBO	BA	FA	ABC
La solution optimale	3.4757e-4	3.9764	5.9136e-18	0.2949
Temps d'exécution	4.1662	28.0998	75.7172	11.6644

Pour la fonction Sphère on remarque que l'algorithme de BA est l'algorithme qui donne la meilleur solution ($3.0009e-51$) par rapport aux autres algorithmes (FA, BBO, ABC) ($1.9486e-21$, $8.4173e-19$, $3.5305e-14$) respectivement avec un temps d'exécution acceptable (23.8017 s). Par contre dans le cas de la deuxième fonction de 'Rosenbrock' qui est plus complexe, on constate que l'algorithme de BA est incapable de trouver la meilleure solution (3.9764) par rapport à BBO ($3.4757 e-4$) et FA ($5.9136e-18$), l'algorithme FA donne la meilleure solution avec un temps plus longue (75,7172 s).

6.7.2 Deuxième test :

Dans ce deuxième test, les quatre algorithmes ont été adaptés et appliqués pour résoudre le problème de coordination optimale des relais directionnels), ce problème d'optimisation caractérisé par sa complexité en le comparant aux deux fonctions mathématiques envisagés dans le premier test. Les résultats d'optimisation trouvés par les quatre algorithmes sont récapitulés dans le tableau (6.23).

Les résultats prouvent encore une fois qu'il existe une différence de performance de chaque algorithme, bien que l'algorithme ABC a toujours une mauvaise performance avec une valeur optimisée de 15.4356 s en le comparant aux autres algorithmes, BA (12.4032 s), BBO (11.5804 s) et FA (10.4861 s), l'algorithme FA reste le meilleur de point de vue qualité de solution FA (10.4861 s), cela reflète la robustesse de cet algorithme, mais le point noire réside dans le temps d'exécution (1591.9 s) qui est le plus élevé en le comparant aux algorithmes ABC, BA, et BBO, néanmoins, l'algorithme BBO donne une solution acceptable

(11.5804 s) avec un temps d'exécution très court (55.3442 s) par rapport à l'algorithme FA (1591.9505 s). Le Tableau 5.24 récapitule les violations de contraintes des quatre algorithmes, il est tout à fait claire que l'algorithme FA permet de garantir la meilleure solution sans violation de contraintes.

Table 6.23 Les résultats trouvés par les quatre algorithmes : ABC, BA, BBO, FA.

	ABC		BA		BBO		Fa	
	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS
Nb max de génération	100		100		100		100	
Nb max de génération	1000		1000		1000		1000	
Meilleure solution	15.4356		12.4032		11.5804		10.4861	
Moyenne	15.7099		12.7997		12.2365		10.7035	
Max	16.34744		13.5058		12.7594		10.9283	
Temps	86.2829		62.9263		55.3442		1591.9505	
Les relais	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS	TDS	PTS
1	0.4000	0.8000	0.4000	0.6000	0.1397	2.0000	0.1000	2.5000
2	0.4000	2.5000	0.3318	2.5000	0.3388	2.5000	0.3687	2.0000
3	0.4000	2.5000	0.3133	2.5000	0.3228	2.5000	0.3073	2.5000
4	0.4000	1.5000	0.2546	2.5000	0.4000	1.0000	0.3186	1.5000
5	0.4000	0.8000	0.4000	0.6000	0.4000	0.5000	0.3764	0.5000
6	0.4000	2.5000	0.4000	1.5000	0.4000	0.5000	0.3447	0.5000
7	0.4000	2.5000	0.4000	2.0000	0.4000	1.5000	0.3362	2.0000
8	0.4000	2.0000	0.4000	0.5000	0.4000	0.5000	0.1700	2.5000
9	0.3337	1.5000	0.2585	1.5000	0.2586	1.5000	0.3287	0.8000
10	0.4000	1.5000	0.4000	0.8000	0.2205	2.5000	0.2168	2.5000
11	0.4000	1.5000	0.4000	1.0000	0.4000	1.0000	0.2166	2.5000
12	0.4000	2.5000	0.4000	2.0000	0.4000	2.0000	0.3331	2.0000
13	0.4000	0.8000	0.0992	2.5000	0.1000	2.5000	0.1000	2.5000
14	0.4000	2.0000	0.3111	2.5000	0.3111	2.5000	0.2703	2.5000

Table 6.24 Violations de contraintes.

Les relais	ABC	BA	BBO	FA
1	0.6709	0.3757	0.3194	0.3001
2	0.4780	0.4287	0.3177	0.3727
3	0.5803	0.5575	0.3168	0.3003
4	0.2920	0.3002	0.2974	0.3000
5	0.4332	0.2997	0.3002	0.2999
6	0.3671	0.3001	0.2812	0.2998
7	0.3234	0.3332	0.5047	0.5292
8	0.3775	0.4273	0.7036	0.6162
9	0.4402	0.3194	0.3082	0.2999
10	0.6204	0.4132	0.5180	0.5799
11	0.7011	0.8634	0.6437	0.8001
12	0.3812	0.4421	0.4425	0.5175
13	0.4455	0.3096	0.3145	0.3000
14	0.3171	0.2974	0.3896	0.3000
15	0.3368	0.3468	0.3468	0.3000
16	0.4851	0.2998	0.3110	0.4931
17	0.3590	0.3001	0.3001	0.3000
18	0.5106	0.4176	0.4142	0.3001
19	0.6964	0.5925	0.5024	0.6552
20	0.4787	0.2999	0.3003	0.3001

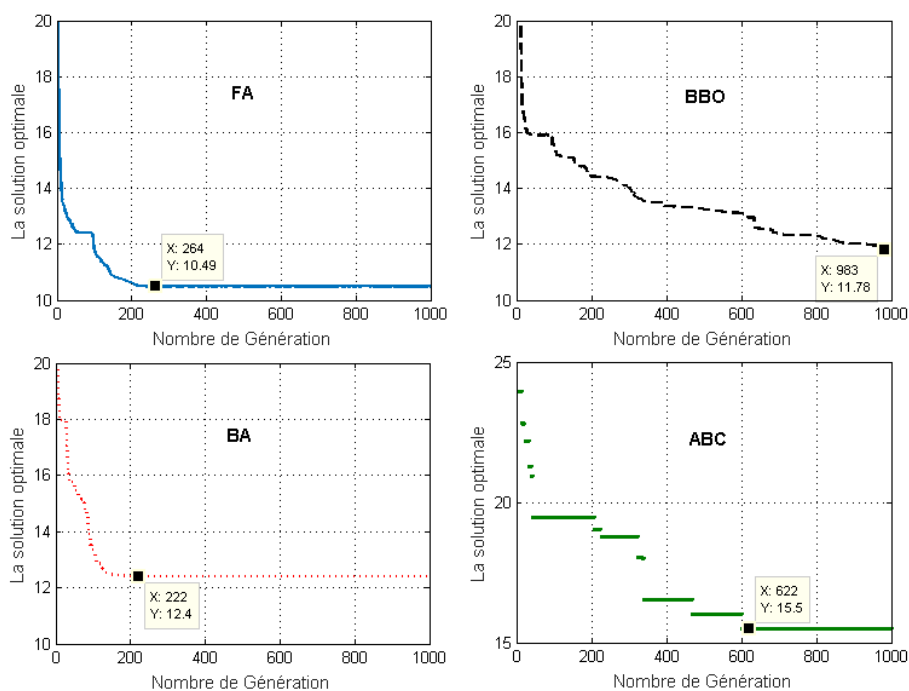


Fig. 6.35 Caractéristique de convergence de l'algorithme FA, BBO, BA et ABC.

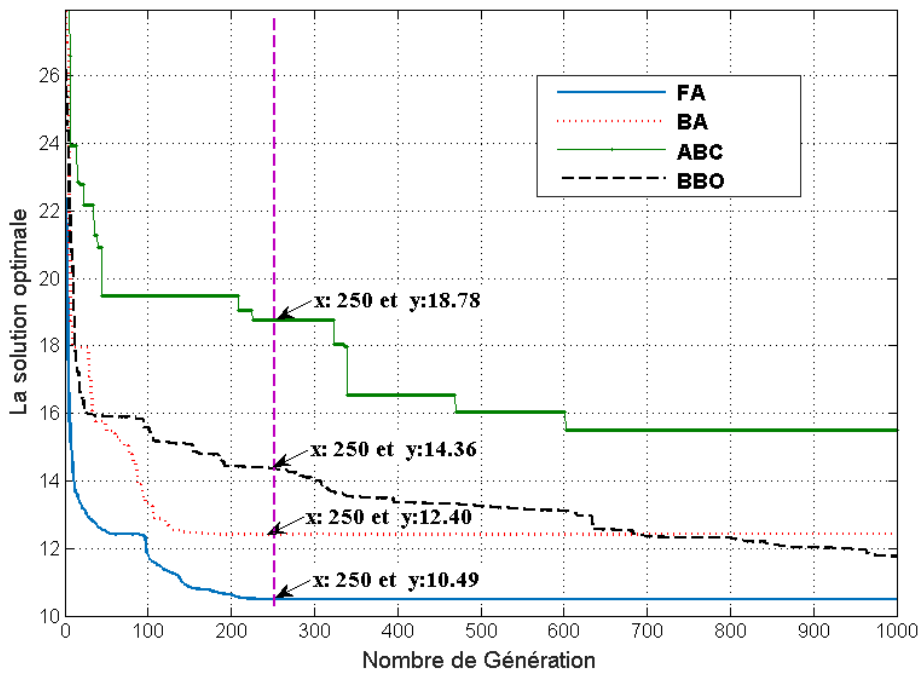


Fig. 6.36 Comparaison entre les quatre algorithmes FA, BBO, BA et ABC.

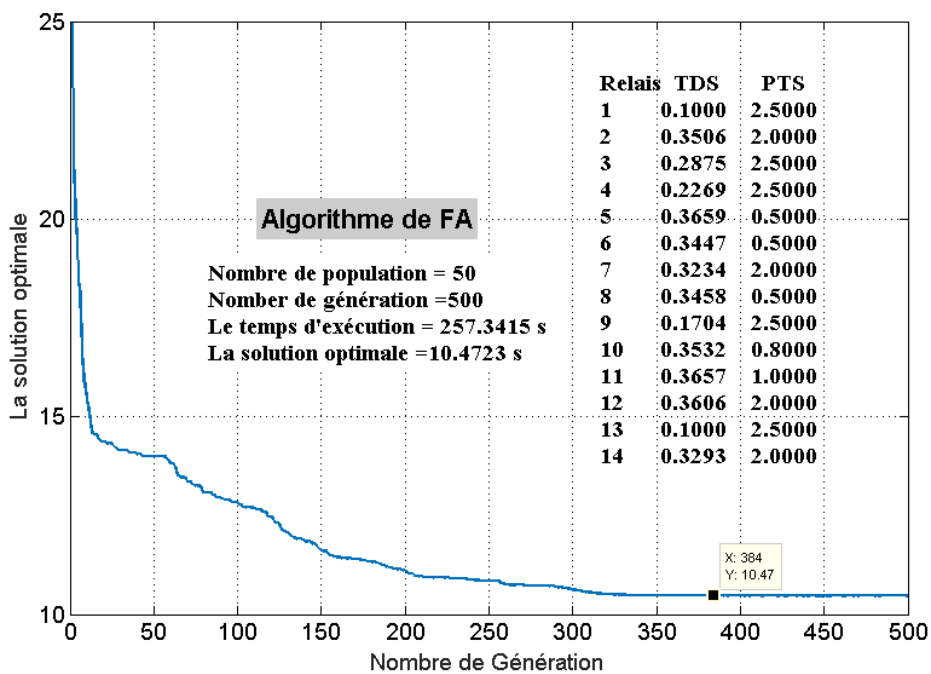


Fig. 6.37 Caractéristique de convergence de l'algorithme FA.

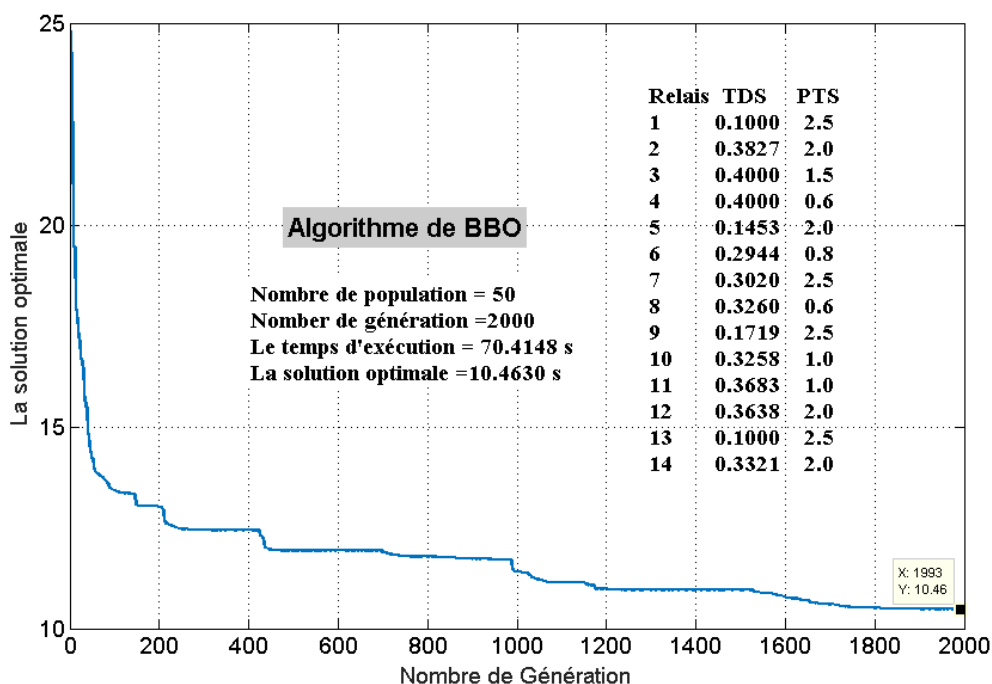


Fig. 6.38 Caractéristique de convergence de l'algorithme BBO.

La figure 6.35 présente les caractéristiques de convergence achevée par les quatre algorithmes ABC, BA, BBO et FA, tandis que la figure 6.36 illustre une comparaison entre les différents algorithmes, on voit clairement que l'algorithme FA surpasse les autres algorithmes en termes de qualité de solution et convergence. L'algorithme FA converge rapidement au alentour de la génération 250 avec une valeur optimale de 10.49 s, par contre et pour la même génération (250), l'algorithme ABC converge vers la solution optimale 18.78 s, l'algorithme ABC converge vers 14.36s et l'algorithme BBO converge vers 12.40 s. De manière générale, les deux méthodes FA et BBO développés conduisent à des résultats acceptables. Pour cela et afin d'améliorer les performances des deux méthodes, le temps de convergence de l'algorithme FA est réduit par l'adoption des paramètres suivantes :

- le nombre de génération est réduit de 1000 à 500.
- la taille de population est réduite de 100 à 50.

La Figure 6.37 illustre l'amélioration de la convergence de l'algorithme FA et met en évidence une convergence plus rapide (le temps d'exécution réduit de 1591.9505s à 257.3415 s) vers une bonne solution. Concernant la méthode BBO, et afin de permettre à l'algorithme de balayer l'espace de recherche, le nombre de générations est augmenté de 1000 à 2000, et le nombre de population est réduite de 100 à 50. La Figure 6.38 illustre la nouvelle courbe

de converge améliorée. Une amélioration remarquable dans la solution optimale de 11.5804 s vers 10.4630 s et une réduction du temps d'exécution de 70.4148 s et 55.3442 s

6.7.3 Conclusion :

Dans ce cinquième cas d'étude on a applique les nouvelle techniques stochastiques récemment proposées dans la littérature dans la dite optimisation, en effet étude comparative a été examinée entre elles, on outre les chiffres numériques engendrées par l'algorithme FA et BBO excèdent ceux calcules par ABC et BA dont le temps d'exécution consomme par le BBO est inférieur par rapport les autres.

Conclusion Générale

Cette thèse dénommée contribution à l'amélioration de l'efficacité de la sélectivité de système de protection des réseaux électriques par les méthodes méta-heuristique a pour but de minimiser le temps total de déclenchement des relais à maximum de courant directionnels, en effet l'utilisation des méthodes de l'intelligence artificielle pour solutionner cette problématique représente un atout pour les chercheurs et les gestionnaires des réseaux électriques afin de préserver une protection de plus en plus efficace de ces derniers.

Dans ce mémoire on appliqué les algorithmes génétiques, l'algorithme d'optimisation par essaim de particule, l'algorithme Seeker (SOA), l'algorithme biogéographie (BBO) et d'autres pour résoudre le problème de coordination des relais a maximum de courant directionnels, en effet plusieurs tests sont effectués sur les réseaux test 3, 8, et 15 jeux de barres pour voir l'efficacité de ces stratégies, les résultats ainsi obtenus sont comparés avec ceux de littérature.

La variation de la topologie du réseau lors d'une extension éventuelle ou modification était prise en considération, en revanche nos algorithmes sont testés aussi sur des réseaux de transport comportant un dispositif de compensation FACT de type série, les caractéristiques de convergence ainsi la qualité de solution obtenues sont largement discutées.

Notre approche proposée qui est une version modifiée de l'algorithme d'optimisation par essaim de particules à coefficient d'accélération variable *PSO – TVACII*, vient d'être appliqué à ce problème d'optimisation en vu d'avoir un temps de déclenchements total le plus minime que possible de nos relais et qui garantisse en même temps toutes les contraintes de sécurité imposées, notre thèse comporte la vérification d'un nouveau algorithme hybride entre la technique (PSO-TVAC) et (SOA) pour solutionner le problème CORD pour cela plusieurs tests sont traités, les solutions calculées sont comparées avec celles de littérature, finalement on peut conclure que nos résultats prouvent la robustesse et la qualité de solution offerte par la dite approche ce qui reflète l'apport de cette thèse de doctorat dans le domaine

de protection des réseaux électriques. Les nouvelles énergies seront occupée une place importante dans le futur énergétique de notre pays, la dernière déclaration de Monsieur le ministre de l'énergie et de mine prévoit une cotât de production de 22 GW proviennent des sources renouvelables pour la prochaine décennie afin de préserver l'environnement et minimiser le cout de production base actuellement sur les énergies fossile. Comme perspective et pour traiter le problème CORD nous proposons :

- D'intégrer ces sources de production dans notre réseau de transport afin de s'approcher à la future topologie.
- Etude de l'impact de l'intégration des sources décentralisées sur le problème envisage.
- la résolution du problème de coordination entre deux types de relais différents à savoir le relais à maximum de courant directionnel et le relais à distance implantés dans un même réseau.
- Application des méthodes hybrides entre la (BBO) et la (SOA) et l'algorithme Ferfly avec le PSO-TVA a la dite

Bibliographies

- [1] B. Mahdad, Optimal Power Flow with Consideration of FACTS devices Using Genetic Algorithm: Application to the Algerian Network, *Doctorat Thesis, Biskra University Algeria*, 2010.
- [2] B. Mahdada, K. Srairia, , T. Bouktirb., "Optimal power flow for large-scale power system with shunt FACTS using efficient parallel GA" *International Jour of Elecr Power & Energ Syst*, Volume 32, Issue 5, June 2010, Pages 507–517
- [3] B. Mahdad and K. Srairi, "Multi objective large power system planning under sever loading condition using learning DE-APSO-PS strategy," *Energy Convers. Manag.*, vol. 87, no. 0, pp. 338–350, Nov. 2014.
- [4] Belkacem Mahdad, K. Srairi, "Solving practical economic dispatch using hybrid GA–DE–PS method", *Int J Syst Assur Eng Manag* (2014) 5: 391-398. doi:10.1007/s13198-013-0180-7
- [5] Mahdad, B., and Srairi, K. (2015) Interactive gravitational search algorithm and pattern search algorithms for practical dynamic economic dispatch. *Int. Trans. Electr. Energ. Syst.*, 25: 2289–2309.
- [6] V. R. Roberge, "Contribution à l'optimisation des réseaux électriques intelligents par le développement d'un cadriciel pour métaheuristiques parallèles sur processeurs graphiques",. thèse soumise à la division des études supérieures du Collège militaire royal du Canada Janvier 2016
- [7] A. Urdaneta, R. Nadira, and L. P. Jimenez, "Optimal coordination of directional overcurrent relays in interconnected power systems," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 3, no. 3, pp. 903–911, Jul. 1988
- [8] Urdaneta AJ, Resterbo H, Sanchez J, Fajardo J. " Coordination of directional overcurrent relays timing using linear programming". *IEEE Trans Power Del*; Vol. 11, No. 1, pp. 122–129. 1996
- [9] B. Chattopadhyay, M. Sachdev, and T. Sidhu, "An on-line relay coordination algorithm for adaptive protection using linear programming technique," *IEEE Trans. Power Del.* , vol. 11, no. 1, pp. 165–173, Jan. 1996.
- [10] Bedekar PP, Bhide SR, Vijay SK. "Optimum coordination of overcurrent relay timing using simplex method". *Electr Power Compon Syst*;. Vol. 38: pp 1175–93. 2010
- [11] R. Correa, G. Cardoso Jr, O.C.B.D. Araujo, L. Mariotto. "online coordination of directional overcurrent relays using binary integer programming" *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 127, pp. 118–125, 2015.
- [12] A. Kida and L. A. Gallego, " Optimal Coordination of Overcurrent Relays Using Mixed Integer Linear Programming", *IEEE Latin America Transactions*, Vpl. 14, No. 3, March 2016
- [13] Mahamad Nabab Alam , Biswarup Das, Vinay Pant, " An interior point method based protection coordination scheme for directional overcurrent relays in meshed networks", *Electrical Power and Energy Systems* 81 pp 153–164 , 2016
- [14] H. H. Zeineldin, E.F. El-Saadany, M.M.A. Salama, "Optimal coordination of overcurrent relays using a modified particle swarm optimization," *Electric Power Systems Research*, vol. 76, pp. 988-995, 2006.
- [15] M. Mansour, S. F.Mekhamer, and E.-S. N. El-Kharbawe, "A modified particle swarm optimizer for the coordination of directional overcurrent relays," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 22, no. 3, pp. 1400–1410, Jul. 2007.
- [16] A. Rathinam, D. Sattianadan, K. Vijayakumar, "Optimal coordination of directional overcurrent relays using particle swarm optimization technique," *International Journal of Computer Applications* (0975-8887), vol. 10, pp. 43-47, 2010.
- [17] T. Amraee, " Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Seeker Algorithm" *IEEE Trans. Power Del*, vol. 27, no.34, pp. 1415–1422, July. 2012.
- [18] T.Raj Chelliah, R. Thangaraj, S. Allamsetty, M. Pant. "Coordination of directional overcurrent relays using opposition based chaotic differential evolution algorithm ". *Electric Power & Energy Systems*, Vol 55, pp 341-350, February 2014
- [19] Albasri, F.A.; Alroomi, A.R.; Talaq, J.H. "Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using Biogeography-Based Optimization Algorithms", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 30, No 4, pp 1810 - 1820, 2015
- [20] M. Alipour, S. Trimourzadeh, H. Seyedi , " Improved group search optimization algorithm for coordination of directional relays " *Swarm and Evolutionary Computation*. Vol. 23, pp. 40-49, 2015.

-
- [21] Manoj Thakur , Anand Kumar, ‘‘ Optimal coordination of directional over current relays using a modified real coded genetic algorithm: A comparative study’’, *Electrical Power and Energy Systems* 82 pp 484–495, 2016
- [22] Meng Yen Shih; Castillo Salazar, C.A.; Conde Enríquez, A. ‘‘Adaptive directional overcurrent relay coordination using ant colony optimization’’, *Generation, Transmission & Distribution, IET* , Vol. 9, No 14, 2015
- [23] Jordan Radosavljevic, Mirosljub Jevtic, ‘‘ Hybrid GSA-SQP algorithm for optimal coordination of directional overcurrent relays’’, *IET Generation, Transmission & Distribution*, Vol. 10, (8), pp. 1928-1937. 2016
- [24] D. E. Goldberg. *Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning*. Studies in Computational Intelligence. Addison-Wesley Longman Publishing Co., Inc., 1st edition, 1989. ISBN 0201157675.
- [25] Mitchell, M. ‘‘An Introduction to Genetic Algorithms’’. Prentice-Hall. (1998).
- [26] Miller, B. L. and Goldberg, D. E. Genetic algorithms, tournament selection and the effects of noise. *Complex System*, 9(3) :pp193-212. 1995
- [27] Kennedy J, Eberhart R., ‘‘Particle swarm optimization’’ In: *Proceedings of the IEEE conference on neural networks (ICNN’95)*, vol. IV. Perth, Australia; pp.1942–1948. 1995.
- [28] Eberhart RC, Shi Y. ‘‘Comparing inertia weights and constriction factors in particle swarm optimization’’. *Proc Congr Evol Comput 2000*;1,pp 84-88.
- [29] Kennedy, J.: *The Particle Swarm: Explosion, Stability and Convergence in a Multi-Dimensional Complex Space*. *IEEE Trans. on Evolutionary Computation* Vol 6(1), pp58-73 2002
- [30] Dai, C., Zhu, Y., Chen, W.: *Seeker optimization algorithm*. In: *Computational Intelligence and Security*, pp. 167–176 (2007)
- [31] C. Dai, Y. Zhu, W. Chen, and X. Zhang, ‘‘Seeker optimization algorithm for optimal reactive power dispatch,’’ *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 24, no. 3, pp. 1218–1231, Aug. 2009.
- [32] C. Dai, Y. Zhu, and W. Chen, ‘‘Seeker optimization algorithm for digital IIR filter design,’’ *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 57, no. 5, pp. 1710–1718, May 2010.
- [33] R. Mac Arthur & E. Wilson. *The Theory of Biogeography*. Princeton University Press, Princeton, NJ, 1967
- [34] D. Simon. *Biogeography-based optimization*. *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, 12(6): 702–713, 2008.
- [35] G. Rami. ‘‘Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d’énergies connectées au réseau électrique de distribution’’. Ph.D. thesis, INP Grenoble, 2006
- [36] Asif Hammoud, ‘‘ Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination des réseaux de distribution’’ Ph.D. thesis l’Institut National des Sciences Appliquées de Lyon, 2010
- [37] P. Naidoo, R.D. Estment, D. Muftic and N. Ijumba. ‘‘Progress report on the investigations into the recycling of existing HVAC power transmission circuits for higher power transfers using HVDC technology’’. In *AC and DC Power Transmission, 2006. ACDC 2006. The 8th IEE International Conference* , pages 172-176. 2006.
- [38] Philippe CARRIVE, ‘‘ Réseaux de distribution Structure et planification – D 4210’’ *Technique d’ingénieur*
- [39] Cours donné à l’Institut d’Electricité Montefiore Université de Liège J.L. LILJEN].
- [40] Jean-Michel DELBARRE ‘‘ Postes à haute et très haute tension Rôle et structure -D 4570 *Technique d’ingénieur*
- [41] Hamed Mostefa, ‘‘Dispatching Economique Dynamique par Utilisation de Méthodes d’Optimisation globales’’ Thèse de magister université de Biskra 2013
- [42] Newsletter presse sonelgaz n°22 ‘‘Synthèse des plans de développement des sociétés du Groupe Sonelgaz 2013-2023’’
- [43] Slimani linda ‘‘ Contribution à l’application de l’optimisation par des méthodes metaheuristiques à l’écoulement de puissance optimal dans un environnement de l’électricité déréglé. Thèse de doctorat université de Batna 12/2009.
- [44] Sonelgaz newslater N°9 aout 2010
- [45] Mancer nabil, ‘‘ Contribution à l’optimisation de la puissance réactive en présence de dispositifs de compensation dynamique (FACTS)’’ Thèse de magister université de Biskra 2013
- [46] bulletin sur la qualité de l’électricité les creux de tension hydro quebec 2014G1121F
- [47] *Qualité de l’Energie Electrique Et Enseignement de l’Electrotechnique* par Bertrand Charier
- [48] Trung dung LE, *Contribution des moyens de production dispersés aux courants de défaut.Modélisation des moyens de production et algorithmes de détection de défaut* Thèse de doctorat Ecole Doctorale STITS(SUPELEC) 28/02/2014.
- [49] W. El-Khattam and M. M. A. Salama, ‘‘Distributed generation technologies, definitions and benefits,’’ *Electric Power Systems Research*, vol. 71, no. 2, pp. 119-128, Oct. 2004.
-

- [50] N. Hadjsaïd. et. al., La distribution d'énergie électrique en présence de production décentralisée - EGEM Génie Electrique, Lavoisier, Ed. Paris: Hermes Science, 2010.
- [51] J.-L. Fraisse and J.-P. Horson, "Raccordement de la production décentralisée aux réseaux de distribution: Aspects techniques - D 4242," Technique de l'ingénieur, 2010.
- [52] Protection Guide , Electrical Network Protection, Schneider Electric 2008
- [53] BOUCHAHDANE Mohamed, " Coordination De Systemes De Protection Appliquee Au Reseau National" These De Doctorat Universite Constantine 1, 2013
- [54] Prévê Cristophe " Protection des reseaux electriques", -Pris : Hermès, 1998, ISBN 2-86601-688-2.
- [55] LABED Djamel, " Production Decentralisee Et Couplage Au Reseau", These De Doctorat Universite Mentouri Constantine 2008
- [56] TOLBA Amrane, " coordination orientee object de la protection des reseaux electriques", thèse Doctorat Université Hadj Lakhdar Batna Univ Batna 2009/2010
- [57] B. de Metz-Noblat, F. Dumas, C. Poulain, "Calcul des courants de court-circuit", Cahier technique n° 158 édition septembre 2005.
- [58] C. L. Fortescue, "Method of Symmetrical Co-Ordinates Applied to the Solution of Polyphase Networks," in Transactions of the 34th annual convention of AIEE, Atlantic City, N.J., 1918, pp. 1027-1140.
- [59] M. Oddi, "Plan de protection des réseaux de distribution publique à moyenne tension: Mise en œuvre - D 4812," Technique de l'ingénieur, 2011.
- [60] P. Carrive, "Réseaux de distribution: Structure et planification - D 4210," Technique de l'ingénieur, 1991
- [61] .Fouad SALHA. 'Microréseaux Îlotables : Etude et Coordination des Protections des Générateurs et du Réseau'. Ph.D. thesis, Genie Electrique, Ecole centrale de Lille 2010.
- [62] Juan M. Gers and Edward J. Holmes « Protection of Electricity Distribution Networks » 2nd Edition, The Institution of Electrical Engineers, series 47z, London, United Kingdom 2004
- [63] P.M ANDERSON "power system protection" New York 1999.
- [64] Doc Overcurrent Protection for Phase and Earth Faults chapitre 9 Network Protection & Automation Guide pp 123-151
- [65] K. Kauhaniemi, L. Kumpulainen "Impact of Distributed Generation on the Protection of Distribution Networks" the Institution of Electrical Engineers (IEE). 2004
- [66] Nabil Mancer, B. Mahdad, K. Srairi, M. Hamed and B. Hadji. " Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using PSO-TVAC". Technologies and Materials for Renewable Energy, Environment and Sustainability (TMREES15 – EUMISD) Energy Procedia Elsevier, Beirut-Lebanon, April 17-20, 2015.
- [67] J. H. Holland. Adaptation in Natural and Artificial Systems. University of Michigan Press, Ann Arbor, MI, USA, 1975.
- [68] ILHEM boussaïd "perfectionnement de métaheuristiques pour l'optimisation continue" These De Doctorat L'université Des Sciences Et De La Technologie Houari Boumediene juin 2013
- [69] Z. Michalewicz. Genetic algorithms data structures evolution programs (2nd, extended ed.). Springer-Verlag New York, Inc., New York, NY, USA, 1994. ISBN 3-540-58090-5.
- [70] Krishna TC, Manjaree P, Laxmi S. " Particle swarm optimization with time varying acceleration coefficients for non-convex economic power dispatch". , Elect Power and energy Syst, Vol 31, pp. 249-257. 2009
- [71] Z. Moravej, M. Jazaeri, M. Gholamzadeh, " Optimal coordination of distance and over-current relays in series compensated systems based on MAPSO" Energy Conversion and Management. Vol. 56, pp. 140-151, 2012
- [72] N. Mancer, B. Mahdad, K. Srairi. " Optimal Coordination of Directional Overcurrent Relays Using PSO-TVAC Considering Series Compensation ", Advances in Electrical and Electronic Engineering . Vol. 13 (2), pp. 96-106, 2015.
- [73] M. Farzinfar, M. Jazaeri, F. Razavi. " A new approach for optimal coordination of distance and directional over-current relays using multiple embedded crossover PSO" Elect Power and energy Syst, Vol 61, pp. 620-628. 2014
- [74] SALEM Mohammed, "Approches de l'intelligence artificielle pour la commande robuste des systèmes non linéaires", , These De Doctorat , Université d'oran-1-
- [75] Ma, H., Simon, D., Fei, M., and Xie, Z. (. Variations of biogeography-based optimization and markov analysis. Information Sciences, 220 :492-506, 2013
- [76] Beghoura Mohamed Amine 'Segmentation Multi Sources Des Images Satellitaires Par L'algorithme Firefly', These De Magister Université D'oran Mohamed Boudiaf, 2012
- [77] Encyclopædia Britannica. Firefly. <http://www.britannica.com/EBchecked/topic/207935/firefly>, May 2011.

-
- [78] http://www.cirrusimage.com/beetle_firefly_Photuris_lucicrescens.htm
- [79] X.-S. Yang, "Firefly Algorithm, Levy Flights and Global Optimization," Research and Development in Intelligent Systems XXVI (Eds M. Bramer, R. Ellis, Petridis), Springer London, 2010, pp. 209-218
- [80] Yang, X. S., "Firefly Algorithm, Stochastic Test Functions and Design Optimisation" , Int. J. Bio-Inspired Computation, Vol. 2, No. 2, 2010, pp.78—84
- [81] X. S. Yang, "Firefly algorithms formultimodal optimization," in Proceedings of the Stochastic Algorithms: Foundations and Applications (SAGA 09), vol. 5792 of Lecture Notes in Computing Sciences, pp. 178-178, Springer, Sapporo, Japan, October 2009.
- [82] Xin-She Yang. Firefly algorithm for multimodal optimization. Stochastic Algorithms: Foundation and Application, 5th, 2009.
- [83] MenghourKamilia « Approches Bio-InspireesPour La Selection D'attributs », These De Doctorat , UniversiteBadji Mokhtar-Annaba 2014-2015
- [84] Diwold K., Beekman M., Middendorf M. "Honeybee Optimisation – An Overview and a New Bee Inspired Optimisation Scheme", In Panigrahi B.K., Shi Y., et Lim M.-H. (Eds.): Handbook of Swarm Intelligence, Adaptation, Learning, and Optimization Vol. 8, pp 295–327. 2011
- [85] El-Mesallamy, M. ; El-Khattam, W. ; Hassan, A. ; Talaat, H. "Coordination of directional overcurrent relays using Artificial Bee Colony" 22nd International Conference and Exhibition on
- [86] Karaboga D., "An idea based on honey bee swarm for numerical optimization". Technical report. Computer Engineering Department, Engineering Faculty, Erciyes University, Turkey, 2005
- [87] Karaboga D. Gorkemli B. Ozturk C. Karaboga N., " A comprehensive survey: artificial bee colony (ABC) algorithm and applications", Vol 42, Issue 1, pp 21-57, 2014
- [88] Barrera J., Coello C. A. C. "Test Function Generators for Assessing the Performance of PSO Algorithms in Multimodal Optimization", In: Panigrahi B.K., Shi Y., Lim M.-H. (Eds.): "Handbook of Swarm Intelligence", Vol. 8, pp 89–117, 2011.
- [89] Parpinelli R.S., Lopes H.S., "New inspirations in swarm intelligence: a survey", Int. J. Bio-Inspired Computation, Vol. 3, No. 1, pp.1–16, 2011.
- [90] Pham D.T., Ghanbarzadeh A., Koc E., Otri S., Rahim S., Zaidi M. "The bees algorithm - a novel tool for complex optimisation problems". In: Proc. of IPROMS 2006 Conference, pp. 454–461. 2006
- [91] S. Noghabi, J. Sadeh, and H. R. Mashhadi, "Considering different network topologies in optimal overcurrent relay coordination using a hybrid GA," *IEEE Trans. Power Del*, vol. 24, no. 4, pp. 1857–1863, Oct. 2009.

Annex A

Annexe. A.1

Les résultats de court-circuit triphasé du réseau de test à, 3-B jeux de barre

Relai primaire	Courant de défaut (A)	Relai secondaire	Courant de défaut (A)	Les relais	RTC*
1	1978.90	5	175.00	1	300/5
2	1525.70	4	545.00	2	200/5
3	1683.90	1	617.22	3	200/5
4	1815.40	6	466.17	4	300/5
5	1499.66	3	384.00	5	200/5
6	1766.30	2	145.34	6	400/5

**RTC: Le rapport de transformation des transformateurs de courant*

Annexe. A.2

Les résultats de court-circuit triphasé du réseau de test à, 8-B jeux de barre

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

Le rapport de transformation des transformateurs de courant (RTC) associés aux relais sont respectivement indiqués comme suit :

- Les relais : 1, 2, 4, 5, 6, 8, 10, 11, 12 et sont 13 RTC = 1200/5.
- Les relais : 3, 7, 9 et 14 sont RTC = 800/5.

Annexe. A.3

Les résultats de court-circuit triphasé du réseau de test à, 15-B jeux de barre

Relai primaire	Courant de défaut (A)	Relai secondaire	Courant de défaut (A)	Relai primaire	Courant de défaut (A)	Relai secondaire	Courant de défaut (A)
1	3621	6	1233	20	7662	30	681
2	4597	4	1477	21	8384	17	599
2	4597	16	743	21	8384	19	1372
3	3984	1	853	21	8384	30	681
3	3984	16	743	22	1950	23	979
4	4382	7	1111	22	1950	34	970
4	4382	12	1463	23	4910	11	1475
4	4382	20	1808	23	4910	13	1053
5	3319	2	922	24	2296	21	175
6	2647	8	1548	24	2296	34	970
6	2647	10	1100	25	2289	15	969
7	2497	5	1397	25	2289	18	1320
7	2497	10	1100	26	2300	28	1192
8	4695	3	1424	26	2300	36	1109
8	4695	12	1463	27	2011	25	903
8	4695	20	1808	27	2011	36	1109
9	2943	5	1397	28	2525	29	1828
9	2943	8	1548	28	2525	32	697
10	3568	14	1175	29	8346	17	599
11	4342	3	1424	29	8346	19	1372
11	4342	7	1111	29	8346	22	642
11	4342	20	1808	30	1736	27	1039
12	4195	13	1503	30	1736	32	697
12	4195	24	753	31	2867	27	1039
13	3402	9	1009	31	2867	29	1828
14	4606	11	1475	32	2069	33	1162
14	4606	24	753	32	2069	42	907
15	4712	1	853	33	2305	21	1326
15	4712	4	1477	33	2305	23	979
16	2225	18	1320	34	1715	31	809
16	2225	26	905	34	1715	42	907
17	1875	15	969	35	2095	25	903
17	1875	26	905	35	2095	28	1192
18	8426	19	1372	36	3283	38	882
18	8426	22	642	37	3301	35	910
18	8426	30	681	38	1403	40	1403
19	3998	3	1424	39	1434	37	1434
19	3998	7	1111	40	3140	41	745
19	3998	12	1463	41	1971	31	809
20	7662	17	599	41	1971	33	1162
				42	3295	39	896

Le rapport de transformation des transformateurs de courant (RTC) Les relais =240,

Les relais	RTC	Les relais	RTC
18-20-21-29	1600/5	2-4-8-11-12-14-15-23	1200/5
1-3-5-10-13-19-36-37-40-42	800/5	6-7-9-16-24-25-26	600/5
27-28-31-32-33-35	600/5	17-22-30-34-38-39-41	400/5

Résumé : Ce travail traite l'application des méthodes d'optimisation globales pour résoudre le problème de coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels (CORD) dont le but est de minimiser le temps de déclenchement total de ces relais, en effet plusieurs algorithmes sont appliqués et testés sur plusieurs réseaux test à savoir les algorithmes génétiques (GA), le (PSO), le (BBO) et le (SOA) ainsi que d'autres variantes et méthodes hybrides. Pour examiner l'effet de la variation de la configuration du réseau on a étudié l'impact de l'intégration du système de compensation dynamique FACTS de type série TCSC sur la dite optimisation. Dans cette thèse, une nouvelle version modifiée de l'algorithme PSO nommée PSO-TVACII ainsi que une technique d'hybridation entre les méthodes meta-heuristique ont été adaptées et validées avec succès sur des réseaux test typiques (3, 8 et 15 jeux de barres). Les résultats ainsi obtenus sont menés d'une profonde analyse et une étude comparative avec ceux trouvés dans la littérature. Ces résultats confirment la robustesse des variantes proposés à résoudre le problème de coordination optimale des relais à maximum de courant directionnels (CORD) dans les réseaux électriques.

Mots-clés : coordination optimale, relais à maximum de courant directionnels, temps de déclenchement, sélectivité, l'algorithme d'optimisation par essaim de particule, PSO-TVAC, PSO-TVAC II, algorithme Seeker SOA, GA, algorithme, Optimisation Basée sur la Biogéographie

ملخص : تعرض هذه الأطروحة مساهمة لتحسين التنسيق الأمثل بين مرحلات حماية التيار الأقصى الموجه في الشبكات الكهربائية وذلك بتطبيق عدة طرق مستمدة من الطبيعة كالخوارزميات الجينية GA ، إضافة الى خوارزميات (SOA, BBO, BA, ABC) من دون ان ننسى خوارزميات الأسراب الجزئية (PSO) و نسخ معدلة من هذه الأخيرة كخوارزمية (PSO-TVAC) إضافة الى عرض نسخة جديدة معدلة PSO-TVAC II بهدف التقليل من زمن عمل المرحلات (أي عزل الأجزاء المصابة من الشبكة)، ويستند موضوعنا على تحقيق التنسيق الأمثل بين جميع المرحلات (Relais) مع احترام مختلف قيود المساواة وعدم المساواة وهذا لضمان استمرارية عمل الشبكة الكهربائية ووصول الطاقة الكهربائية الى جميع الزبائن وعزل الجزء المصاب من الشبكة فقط قدر الإمكان. لتعزيز هذا العمل، قمنا ايضا بدراسة دمج تكنولوجيا الأنظمة المطواعة (FACTS) وتأثيرها على نظام حماية الشبكة الكهربائية وذلك بدراسة و مقارنة النتائج مع وبدون إدخال جهاز (TCSC). لاختبار مدى متانة هذا النوع من الخوارزميات قمنا باختبارها على شبكات اختبار قياسية (3-Bus, 8-Bus, 15-Bus). ومقارنتها بما هو موجود من اعمال ومراجع سابقة. النتائج المتحصل عليها تؤكد مدى فعالية الطريقة المعدلة TVAC-PSO II لضمان حل أمثل وتقارب محسن.

الكلمات المفتاحية :

التنسيق الأمثل بين مرحلات التيار الأقصى الموجه ، نظام حماية الشبكات الكهربائية , (تكنولوجيا الأنظمة المطواعة, (TCSC) الخوارزميات الجينية (AG), طريقة الأسراب الجزئية (PSO), (طريقة النحل (ABC), إضافة الى الخوارزميات التالية (Seeker, BBO, BA,))

Abstract: This thesis presents a power system protection strategy based various meta-heuristic methods to improve the optimal coordination of multi directional relay located on a practical power system. This complex problem has been solved using various standard optimization techniques such as genetic algorithm (GA), artificial bee colony (ABC), bee algorithm (BA), biogeography based optimization (BBO), seeker optimization algorithm (SOA), particle swarm optimization (PSO) and also by using new variants based PSO such as: PSO-TVAC and PSO-TVAC II. The main objective is to reduce the total operating time of the primary and backup relays while satisfying all boundary and coordination constraints. The optimized setting of DOCR should operate for a fault appears in its zone only to ensure high service continuity. In modern power system characterized by the presence of different types of FACTS devices it is mandatory to analysis the impact of the integration of various types of FACTS devices on reliability of power system protection. In this study, the effect of series FACTS devices named TCSC on power system protection coordination has been investigated. The performances of the different proposed algorithms in term of solution quality and convergence characteristics have been validated on three practical test systems (3, 8 and 15 Bus) and the results compared with different algorithms cited in the recent literature. The particularity of the proposed new variant PSO-TVAC II proves its ability to be a competitive technique for solving the optimal coordination of directional relay in a large practical power system.

Keywords: optimal coordination, directional overcurrent relay, tripping time, selectivity, particle swarm optimization algorithm, PSO-TVAC, PSO-TVAC II, Seeker SOA algorithm, GA, algorithm, Optimization based On Biogeography
