



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES
Faculté de génie électrique
Département d'Electrotechnique

Thèse présentée par :

Aissaoui Ahmed

Pour l'obtention du diplôme de :

DOCTORAT en SCIENCES

Filière Electrotechnique

Spécialité : Réseaux électriques

Intitulé de la thèse :

***PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES DE
DISTRIBUTION POUR UNE PRESENCE MASSIVE DE LA
GENERATION D'ENERGIE DISPERSÉE***

Présentée devant le jury composé de :

Dr HADJERI Samir	Professeur	(U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Président
Dr SAYAH Houari	Professeur	(U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Rapporteur
Dr OUIDIR Rabah	Professeur	(USTO Oran)	Examineur
Dr BOUTHIBA Tahar	Professeur	(USTO Oran)	Examineur
Dr MATALLAH Mohamed	M.C.A	(U.D.B. Khemis Miliana)	Examineur
Dr BRAHAMI Mostefa	Professeur	(U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Invité

Soutenue en 13 / 12 / 2016

Remerciements

Ce présent travail de thèse de doctorat a été effectué au laboratoire de recherche ICEPS (Intelligent Control & Electrical Power Systems) de l'université Djillali Liabes de Sidi-Bel-Abbès.

Je tiens à remercier chaleureusement :

Monsieur Hadjeri Samir, Professeur à l'université de Sidi-Bel-Labbès, pour m'avoir fait l'honneur d'être Président de mon jury de thèse.

Monsieur Houari Sayah, Professeur à Université de Sidi-Bel-Labbès, pour avoir accepté de diriger ce travail de recherche et pour ses conseils tout au long de ce travail.

Messieurs Ouidir Rabah et Bouthiba Tahar, Professeurs à l'université de Mohamed Boudiaf, USTO, d'Oran et Monsieur Matallah Mohamed, Maître de conférences « A » à l'université de Djilali Bounaama de Khemis-Miliana, pour avoir accepté de faire partie de mon jury de thèse.

Monsieur Brahami Mostepha, Professeur à Université de Sidi-Bel-Labbès, pour m'avoir accueilli au sein de son laboratoire de recherche ICEPS et de son aide qu'il m'a apporté pour s'inscrire au doctorat.

Je tiens également à remercier toutes les personnes qui, de près ou de loin, m'ont apporté leur soutien et leurs encouragements.

Finalement, je tiens à remercier infiniment ma femme, mes filles et mes fils pour l'amour et le soutien qu'ils m'ont apporté pour terminer ce travail de thèse.

Résumé

Les réseaux électriques de distribution occupent une place importante dans l'ensemble des réseaux électriques par leur volume important. Leur tâche principale consiste à satisfaire la demande des consommateurs en énergie électrique dans les conditions de respecter les paramètres de qualité de la fourniture. La dérégulation et l'ouverture du marché d'électricité ont créé un cadre favorable pour l'apparition de la génération d'énergie dispersée (GED) dans les réseaux de distribution. L'intégration optimale de cette GED dans les réseaux de distribution, peut apporter une solution à l'accroissement de la demande de charge et éviter l'achat et l'installation de nouvel équipement, comme les lignes et les transformateurs.

Bien que l'intégration de la GED dans les réseaux de distribution présente plusieurs avantages, elle bouleverse les flux de puissances et change les conditions d'exploitation de ces réseaux. Il est, donc, nécessaire de tenir compte de ces changements dans la planification des réseaux de distribution et de développer des outils nouveaux de planification qui permettent une insertion optimale de la GED dans ces réseaux.

Dans la planification des réseaux électriques de distribution, plusieurs objectifs, souvent contradictoires, doivent être optimisés en respectant les contraintes de fonctionnement du système. Ces objectifs comprennent la minimisation des pertes d'énergie, l'amélioration de la fiabilité, la qualité de service, le respect de l'environnement et autres facteurs. Il s'agit d'un problème d'optimisation multi-objectif non-linéaire et non-convexe. L'utilisation d'une méthode d'optimisation multi-objectifs robuste et efficace, est nécessaire pour résoudre ce type de problème.

L'objectif de ce travail de thèse consiste à développer un modèle de planification de réseaux de distribution qui utilise la GED comme une option pour résoudre le problème de planification des réseaux de distribution confrontés à une croissance de charge accrue. Il s'agit d'un modèle dynamique multi-objectif de planification à long terme des réseaux de distribution par l'intégration optimale de la GED. Il consiste à déterminer les meilleurs emplacements et les tailles optimales des unités de la GED à installer pour minimiser les coûts d'investissement, des pertes de lignes et d'énergie non distribuée. Une méthode d'optimisation multi-objectifs, basée sur l'algorithme SPEA2, est utilisée pour trouver les meilleures alternatives de planification des unités de la GED (l'ensemble de Pareto des solutions optimales du problème). Un réseau de distribution typique, souvent utilisé dans la littérature, est proposé pour la planification et plusieurs études de cas sont analysés et discutés.

Mots clés : Planification, Réseaux de Distribution, Génération d'Énergie Dispersée, Optimisation Multi-Objectifs.

TABLE DES MATIERES

INTRODUCTION GENERALE	5
CHAPITRE 1 : ETAT DE L'ART DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION ET PROBLEMATIQUE DE L'INTEGRATION DE LA GED	9
1.1. INTRODUCTION	9
1.2. LE SYSTEME ELECTRIQUE VERTICALEMENT INTEGRE	9
1.3 RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION	11
1.3.1. LES POSTES DE TRANSFORMATION HTB/HTA	11
1.3.2. LES DEPARTS HTA	11
1.4. ARCHITECTURES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	12
1.4.1. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION AERIENS	12
1.4.2. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION SOUTERRAINS	13
1.5 DEREGUALTION DU SECTEUR ELECTRIQUE	15
1.6 PRODUCTION DECENTRALISEE	17
1.6.1. DEFINITION	18
1.6.2. TECHNOLOGIES DE LA GED	19
1.6.3. LES INTERETS DE LA GED	21
1.6.4. IMPACTS DE LA GED SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION	23
1.6.5. LES SCÉNARIOS DE FONCTIONNEMENT DE LA GEDE	26
1.7. CONCLUSION	28
CHAPITRE 2 : PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION	29
2.1. INTRODUCTION	29
2.2. PROCESSUS DE PLANIFICATION DES SYSTEMES ELECTRIQUES	29
2.2.1. DEFINITION DU PROBLEME DE PLANIFICATION	30
2.2.2. OBJECTIFS ET CONTRAINTES DE LA PLANIFICATION	32
2.2.3. RESOLUTION DU PROBLEME DE PLANIFICATION	32
2.2.3.1. SELECTION ET EVALUATION DES ALTERNATIVES	33
2.2.3.2. SELECTION DE LA MEILLEURE ALTERNATIVE	34
2.2.4. PRISE DE DECISION	34
2.3. PLANIFICATION TRADITIONNELLE DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	35
2.4. CHANGEMENTS DANS LA PLANIFICATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	38
2.5. PLANIFICATION MODERNE DES RESEAUX DE DISTRIBUTION	39

2.6. MODELE GENERIQUE DE PLANIFICATION DE RESEAU DE DISTRIBUTION	40
2.7. PLANIFICATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION DANS LA LITTERATURE	42
2.7.1. REVUE SUR LA PLANIFICATION TRADITIONNELLE	43
2.7.2. REVUE SUR LA PLANIFICATION MODERNE	44
2.8. CONCLUSION	49
CHAPITRE 3 : OUTILS D'ANALYSE ET D'EVALUATION DES CRITERES ET ATTRIBUTS DE PLANIFICATION DES RESEAU DE DISTRIBUTION	51
3.1. INTRODUCTION	51
3.2. MDELISATION DES ELEMENTS DU RESEAU DE DISTRIBUTION	52
3.3. REPRESENTATION ET MODELISATION DE LA CHARGE	52
3.3.1 MODELE DE CHARGE VARIABLE	52
3.3.2. MODELE PERIODIQUE DE CHARGE CONSTANTE	53
3.3.3 MODELE DE VARIATION DE PRIX D'ENERGIE	54
3.4. MODELE DE CALCUL DE REPARTITION DE CHARGES	54
3.4.1. LE MODELE AC DE CALCUL DE REPARTITION DE CHARGES	54
3.4.2. ALGORITHME DE BALAYAGE AVANT ET ARRIERE	55
3.5. RECONFIGURATION DES RESEAU DE DISTRIBUTION POUR LA REDUCTION DES PERTES	58
3.5.1. FORMULATION DU PROBLEME DE RECONFIGURATION DES RESEAU DE DISTRIBUTION	59
3.5.2. EXPLICATION DE LA METHODOLOGIE	60
3.6. EVALUATION DE LA FIABILITE POUR LA PLANIFICATION DES RESEAU	62
3.6.1. L'ANALYSE DE FIABITE DES RESEAU ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION	62
3.6.2. LES INDICES DE FIABILITE	63
3.6.3. INDICES DE PERFORMANCE DU SYSTEME	64
3.6.4. LE CONCEPT DU COUT D'INTERRUPTION DU CONSOMMATEUR	64
3.6.5. ENERGIE NON DISTRIBUEE	65
3.6.6. AMELIORATION DE LA FIABILITE DES RESEAU DE DISTRIBUTION	66
3.7.7. RESTAURATION DES RESEAU ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION	66
3.7. EVALUATION DU COUT D'INVESTISSEMENT	68
3.8. DESCRIPTION ET ANALYSE DU RESEAU TEST PROPOSE POUR L'ETUDE	69
3.8.1. ANALYSE DE LA REPARTITION DE CHARGE DANS LE RESEAU TEST	69
3.8.2. ANALYSE DE LA FIABILITE DU RESEAU TEST	72
3.8.3. EVALUATION DES CAPACITES LIMITEES DU RESEAU TEST	73
3.8.4. ALTERNATIVES DE PLANIFICATION PROPOSEES	73
3.9. CONCLUSION	75

CHAPITRE 4 : METHODES D'OPTIMISATION UTILISEES POUR LA PLANIFICATION DE LA GED	77
4.1. INTRODUCTION	77
4.2. FORMULATION DU PROBLEME DE PLANIFICATION DE LA GED	78
4.3. METHODS D'OPTIMISATION DE LA GED	79
4.3.1 METHODES MATHEMATIQUES	80
4.3.2 METHODES HEURISTIQUES D'OPTIMISATION	80
4.3.3. NOUVELLE METHODE PROPOSEE POUR L'OPTIMISATION DE LA GED	82
4.4. OPTIMISATION MULTI-OBJECTIF	89
4.4.1. LE CONCEPT DE DOMINANCE DE PARETO	89
4.4.2. LES TECHNIQUES D'OPTIMISATION MULTI-OBJECTIF	90
4.4.2.1. LES APPROCHES MULTI-OBJECTIVES CLASSIQUES	91
4.4.2.2. LES ALGORITHMES EVOLUTIONNAIRES MULTI-OBJECTIFS	92
4.5. L'ALGORITHME SPEA 2	95
4.5.1. ASSIGNATION DE FITNESS	96
4.5.2. SELECTION ENVIRONMENTALE	98
4.5.3. INITIAL POPULATION CREATION AND ENCODING CHROMOSOMES	99
4.5.4. LA SELECTION	100
4.5.5. LE CROISEMENT	100
4.5.6. LA MUTATION1	101
4.6. APPLICATIONS DE L'ALGOREITHME SPEA 2	101
4.6.1 INTEGRATION OPTIMAL DE LA GED	102
4.6.2 MINIMISATION DU COUT D'ENERGIE NON-DISTRIBUEE	106
4.7. CONCLUSION	108
CHAPITRE 5: PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION PAR INTEGRATION OPTIMALE DE LA GED	109
5.1. INTRODUCTION	109
5.2. FORMULATION DU PROBLEME DE PRED	110
5.2.1. LES OBJECTIFS DU PROBLEME DE PRED	111
5. 2.2. CONTRAINTES DU PROBLEME DE PRED	113
5.3. ETUDE DE CAS	114
5.3.1. CAS1: PLANIFICATION DE LA GED POUR MINIMISER LES COUTS D'INVESTISSEMENT ET DE PERTES ACTIVES	115
5.3.2. CASE 2: PLANIFICATION DE LA GED ET LES BANCS DE CONDENSATEURS	132
5.3.3. CASE 3: PLANIFICATION DE LA GED POUR L'AMELIORATION DE LA FIABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION	136
5.4 CONCLUSION	140

CONCLUSION GENERALE	141
BIBLIOGRAPHIE	145
ANNEXE A : RESEAU TEST A 33 NŒUDS	157

INTRODUCTION GENERALE

Ces dernières années, la planification des réseaux électriques de distribution est devenue un sujet d'intérêt à la fois pour les chercheurs et les services publics d'électricité. Cela est dû à plusieurs raisons. D'abord, il est nécessaire aux services publics d'électricité d'avoir de nouvel outil de planification de réseaux de distribution. Car, les conditions pour lesquelles ces réseaux ont été planifiés sont profondément changées. De plus, L'ouverture du marché d'électricité a introduit des nouveaux défis pour les opérateurs de réseaux électriques. Les nouvelles technologies offrent de nouvelles possibilités de renforcement de réseaux. Enfin, les nouveaux systèmes d'information et de communication et les systèmes SCADA font considérablement étendre le degré d'information disponible pour l'analyse. Tous ces changements encouragent les efforts visant à améliorer les performances du réseau et, par conséquent, l'efficacité du processus de planification. D'autre part, l'augmentation des capacités de calcul et l'introduction de nouvelles méthodes d'optimisation ont offert la possibilité de développer de nouveaux outils pour la planification des réseaux.

La dérégulation et l'ouverture du marché d'électricité ont créé un cadre favorable pour l'apparition et le développement de petits producteurs, connectés aux réseaux électriques dans une manière décentralisée. Cette production décentralisée, connue sous la nomination: Génération d'Energie Distribuée ou Dispersée (GED), consiste à générer localement dans les zones de consommation des quantités d'électricité relativement faibles par rapport aux unités classiques de production (thermiques, nucléaires, hydrauliques, etc.). Les principales différences de la production décentralisée par rapport aux grandes centrales de production consistent dans la localisation et la taille. Les sources décentralisées de petite taille sont connectées, en général, aux réseaux de distribution. Elles ne constituent pas seulement une réserve pour l'alimentation depuis les grands réseaux de transport ou de répartition, elle peut être une substitution pour ceux-ci.

L'insertion de la GED dans les réseaux de distribution peut apporter une solution à l'accroissement de la demande de charge. Par conséquent, elle peut nous faire éviter l'achat et l'installation de tout nouvel équipement, comme les lignes et les transformateurs, pour les

réseaux de transmission ou de distribution, jusqu'à la prochaine évaluation des besoins. Elle peut également servir pour satisfaire aux besoins locaux en charge ou surcharge et, de ce fait, réduire les pertes, le coût de transport et de distribution et augmenter la qualité de service. Elle contribue également à l'amélioration du profile de tension et au soulagement des lignes des réseaux de distribution.

Bien que l'intégration de la GED dans le réseau de distribution présente plusieurs avantages, elle bouleverse les flux de puissances et change les conditions d'exploitation. En conséquence, il est nécessaire de tenir compte de ces changements dans la planification du réseau à long terme. Ainsi, il est nécessaire de développer des outils nouveaux pour la planification du réseau qui tiennent compte d'une intégration massive de la GED dans le réseau.

Dans la planification des réseaux électriques de distribution, plusieurs objectifs, qui sont souvent contradictoires, doivent être optimisés. Ces objectifs de planification comprennent la minimisation des pertes de puissance, l'amélioration de la fiabilité, la qualité de service, le respect de l'environnement et autres facteurs. S'il est impossible de définir l'importance relative de chaque objectif ou d'exprimer les attributs correspondants en termes monétaires, le planificateur se trouve face à des problèmes d'optimisation multi-objectifs. L'importance de l'énergie électrique dans les économies nationales, les coûts d'investissement élevés et les pertes considérables possibles encouragent le développement de méthodes d'optimisation efficaces pour une planification robuste et flexible des réseaux électriques.

L'objectif de ce travail de thèse consiste à développer un modèle de planification des réseaux de distribution moyenne tension appelés à se développer dans le futur. Ce modèle consiste à utiliser la GED comme une alternative pour résoudre le problème de planification des réseaux de distribution confrontés à une croissance de charge. Il s'agit d'un modèle dynamique multi-objectif de planification de réseaux de distribution par intégration optimale de la GED. Il consiste à minimiser les coûts d'investissement, des pertes dans les lignes et d'énergie non distribuée. Une méthode d'optimisation multi-objectif, basée sur les algorithmes évolutionnaires, est utilisée pour trouver l'ensemble de Pareto des solutions optimales du problème.

Pour bien mener ce travail de recherche à sa fin, nous avons organisé cette thèse en cinq chapitres. Dans le premier chapitre, le contexte et les objectifs de ce travail de thèse sont introduits à travers une présentation générale de l'état de l'art des réseaux électriques dans un environnement intégré tout en mettant l'accent plus particulièrement sur les réseaux

de distribution moyenne tension, domaine de notre étude de planification. Les effets de la dérégulation sur l'organisation du système électrique et les évolutions qui sont intervenues sur les réseaux électriques de distribution sont, ensuite, abordés dans ce premier chapitre. Les conséquences de ces évolutions sur l'apparition de la GED sont également mises en évidence. Les intérêts et les impacts de la GED sur le fonctionnement, l'exploitation et la planification des réseaux de distribution sont, enfin, exposés.

Le deuxième chapitre est dédié à la description générale du concept de la planification des réseaux de distribution. Les étapes du processus de planification sont initialement présentées. Les critères, les attributs et les décisions du modèle de la planification traditionnelle des réseaux de distribution sont ensuite discutés. D'autres critères, attributs et décisions relatifs à la dérégulation et l'intégration de la GED, ajoutés au modèle traditionnel, sont ensuite discutés. Un modèle générique de planification moderne des réseaux de distribution est présenté. Enfin, une revue de littérature concernant les modèles de planification des réseaux de distribution est donnée à la fin de ce chapitre.

Le troisième chapitre est destiné à la modélisation des éléments du réseau de distribution et la présentation des algorithmes d'évaluations des critères et attributs de la planification de ce réseau. Une importance particulière est donnée à la modélisation de la variation de la charge. L'algorithme de balayage avant et arrière, spécifique aux réseaux de distribution est présenté pour résoudre le problème d'écoulement des puissances. Une méthode de reconfiguration de réseaux de distribution est proposée pour être utilisée comme outil d'aide à la planification. Les éléments, les indices et la méthode d'évaluation du critère de fiabilité dans les réseaux de distribution sont également présentés dans ce chapitre. Enfin, ces algorithmes et ces méthodes sont testés sur un réseau type de distribution proposé pour l'étude et la planification.

Le chapitre quatre est réservé à la présentation des méthodes d'optimisation utilisées dans la planification de la GED. La formulation générique du problème d'optimisation est d'abord présentée. Les différentes méthodes d'optimisation, mathématiques et heuristiques, sont ensuite discutées. Une importance particulière est donnée aux algorithmes évolutionnaires multi-objectifs. L'algorithme SPEA2, choisi pour résoudre le problème de planification de la GED, est présenté avec détail, puis appliqué pour optimiser l'intégration de la GED dans le réseau test.

Quant au chapitre cinq, un modèle dynamique de planification à long terme, basé sur l'optimisation multi-objective pour l'intégration optimale de la GED dans les réseaux de

distribution, est proposé. Trois fonctions objectives sont considérées dans ce problème: le coût total d'investissement, le cout des pertes actives et le cout d'énergie non distribuée. Les contraintes pour assurer la satisfaction des exigences minimales de fonctionnement du système et éviter la surcharge des équipements sont incorporées dans ce modèle. L'algorithme SPEA2 est utilisé pour la résolution de ce problème de planification multi-objectif. Plusieurs étude de cas sont analysées et discutées.

Enfin, ce travail de thèse est achevé par une conclusion générale.

CHAPITRE 1

ETAT DE L'ART DES RESEAUX ELCTRIQUES DE DISTRIBUTION ET PROBLEMATIQUE DE L'INTEGRATION DE LA GED

1.1. INTRODUCTION

Au cours de ce premier chapitre, nous allons présenter le contexte et les objectifs du travail de cette thèse. Dans une première partie, nous allons présenter la structure générale du système électrique verticalement intégré. Nous mettrons l'accent plus particulièrement sur le réseau de distribution moyenne tension et les différentes architectures associées à ce type de réseau. Dans une deuxième partie, nous allons mettre en évidence les effets de la dérégulation sur l'organisation du secteur électrique et les évolutions qui sont intervenues sur la structure des réseaux de distribution. Nous allons, ensuite, mettre en évidence les conséquences de ces évolutions sur l'apparition de nouvelles catégories de production d'énergie électrique au sein du réseau de distribution : la génération d'énergie distribuée (GED). Puis, nous allons discuter les intérêts et les impacts de la GED sur le fonctionnement de ces réseaux de distribution. Enfin, nous discutons les scénarios de fonctionnement de la GED.

1.2. LE SYSTEME ELECTRIQUE VERTICALEMENT INTEGRE

Le réseau électrique est organisé en différents niveaux de tension: le réseau de transport et de répartition auxquels sont connectés les grands groupes de production centralisée, et le réseau de distribution alimentant la plupart des consommateurs. Cette structure verticale (transport, répartition, distribution) est schématisée par la figure 1.1.

Les grands groupes de production d'énergie électrique sont en général basés sur des alternateurs synchrones de grandes tailles entraînés par des turbines à vapeur, à gaz ou hydrauliques. Ils sont connectés sur le réseau de transport via un transformateur de groupe. L'ordre de grandeur de la puissance active produite par ces groupes est compris entre

100MW pour les centrales thermiques de faibles puissances et 1650MW pour les plus puissantes tranches des centrales nucléaires.

Les réseaux de transport assurent le transport de l'énergie électrique sur de grandes distances. Afin de minimiser les pertes joules sur les lignes, ces réseaux sont à très haute tension (de 63 kV à 400 kV). Du point de vue topographique, pour des raisons de sécurité de fonctionnement, les réseaux de transport sont des réseaux maillés. Les flux de puissance sont bidirectionnels. D'une manière générale, les réseaux de transport, comparativement aux réseaux de distribution, sont très supervisés afin de pouvoir effectuer des contrôles de la tension, de la fréquence, la répartition des flux de puissance et des coûts de production, etc.

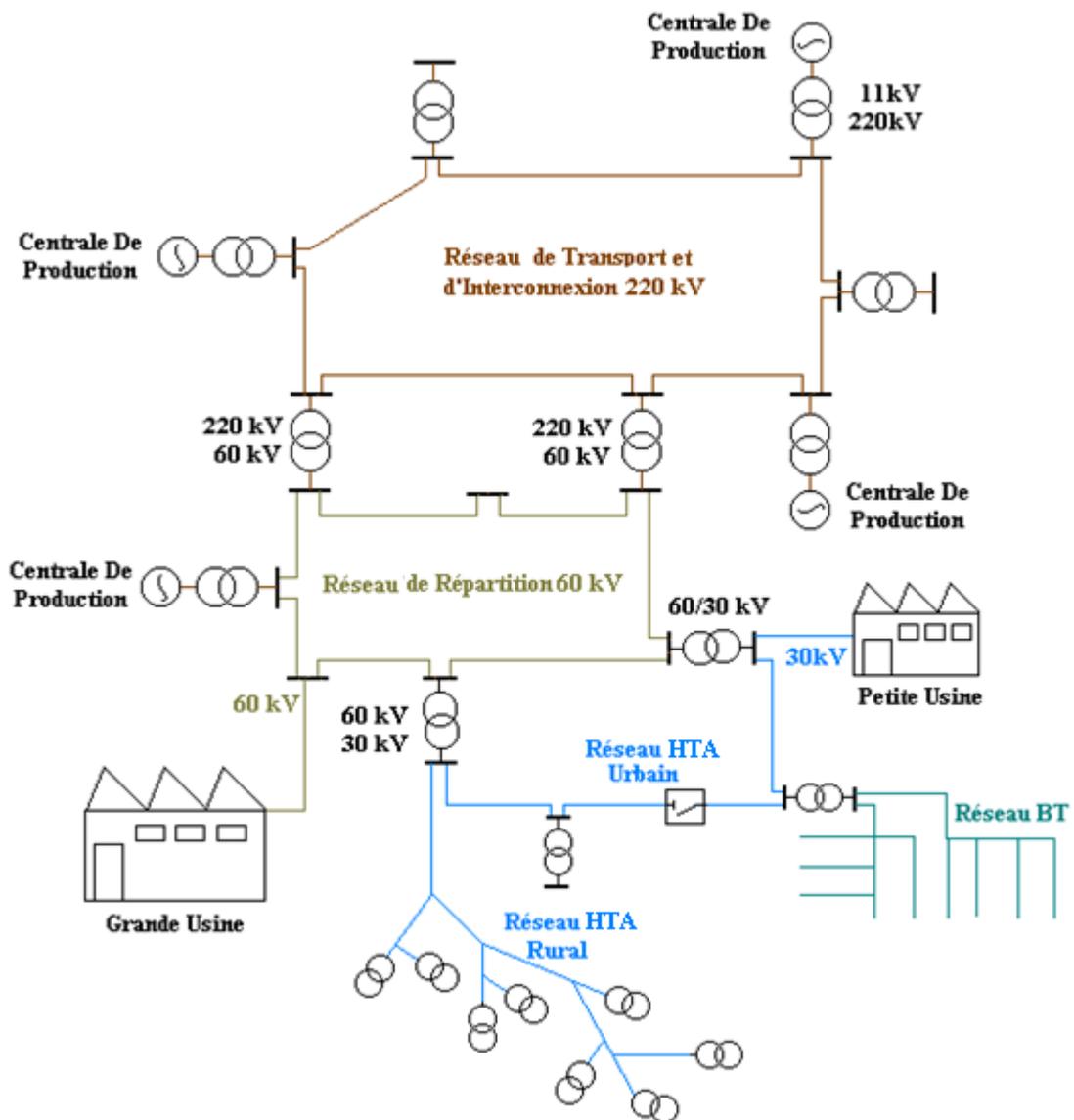


Figure 1.1: Réseau électrique global

Les réseaux de distribution, domaine de notre étude, assurent la distribution de l'énergie électrique au niveau local. Leur tension est inférieure ou égale à 50 kV (HTA). Ils sont divisés en réseaux HTA (moyenne tension) et BTA (basse tension). La limite entre ces deux niveaux de tension se trouve au niveau des postes de distribution publique HTA/BTA.

1.3 RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION

Les réseaux de distribution représentent le dernier maillon de la chaîne d'acheminement de l'énergie entre les centres de production et les consommateurs finaux. Ils sont en général plus vastes et plus denses que les réseaux de transport et de répartition qui les alimentent à travers les postes de transformation haute tension de niveau B (supérieur à 50 kV) vers la haute tension de niveau A (comprise entre 1 et 50 kV).

1.3.1. LES POSTES DE TRANSFORMATION HTB /HTA

Les postes de transformation HTB/HTA représentent la frontière physique entre le réseau de transport ou de répartition et le réseau de distribution. Ils sont alimentés le plus souvent par deux arrivées HTB. Ils contiennent typiquement deux transformateurs. Chaque transformateur alimente un demi-jeu de barres (une rame) auquel sont raccordés les départs HTA. Des disjoncteurs installés à la tête de chaque départ assurent la protection du réseau de distribution HTA contre les défauts.

1.3.2. LES DEPARTS HTA

En milieu rural de faible densité, les réseaux de distribution sont principalement constitués de lignes aériennes. La tension décroît progressivement, le long d'un départ, en fonction de l'impédance des câbles et des charges desservies. Le dimensionnement du réseau doit d'être réalisé de manière à avoir une chute de tension admissible de $\pm 5\%$ de la tension nominale sur toute la longueur des départs.

Les réseaux de distribution en zones urbaines ou mixtes de forte densité de charge sont constitués principalement par des câbles souterrains. Du fait de leur forte capacité homopolaire (jusqu'à 311 nF.km^{-1} contre 5 nF.km^{-1} pour les lignes aériennes) et de leur plus petite longueur, les départs souterrains urbains sont moins sensibles aux chutes de tension. Le facteur impactant sur le dimensionnement sera plutôt, dans le cas présent, le courant maximum admissible dans les câbles du fait de la forte densité de charges à alimenter.

1.4. ARCHITECTURES DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Il existe deux principaux systèmes de distribution de par le monde (figure 1.2) : le système nord-américain à neutre distribué et le système européen à neutre non distribué. La conception européenne se distingue de la doctrine nord-américaine essentiellement par le fait qu'au poste source HTB/HTA le point neutre est relié à la terre par une impédance, limitant ainsi le courant de défaut à la terre. Ce choix résulte notamment de considérations axées sur la fiabilité et la sécurité des personnes. En général, les structures développées dans le monde peuvent s'apparenter à l'une ou l'autre de ces doctrines.

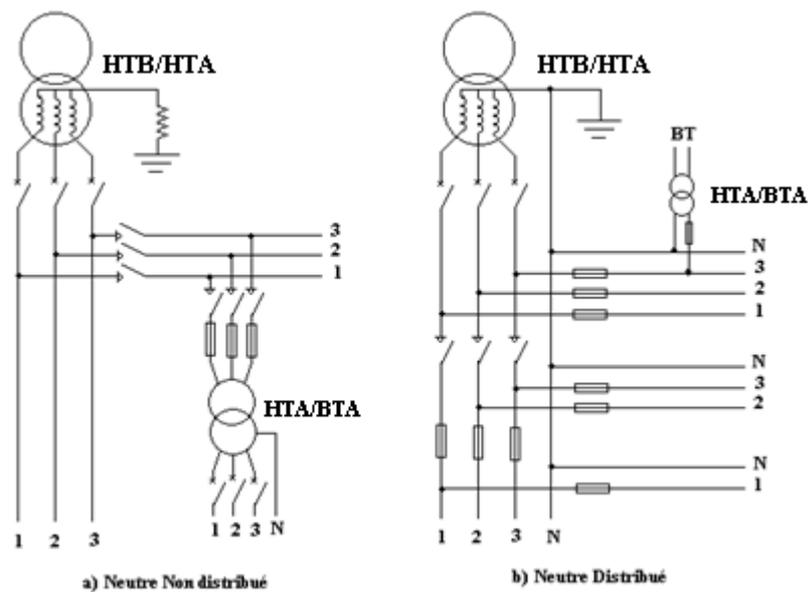


Figure 1.2 : Réseaux de distribution de type : a) européen, b) nord américain

On distingue par ailleurs : les réseaux ruraux de types aériens et les réseaux urbains de types souterrains.

1.4.1. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION AERIENS

Les réseaux de distribution aériens, associés aux zones rurales de faible densité de charge, sont de structure arborescente bouclable mais exploitée en radial. Les boucles peuvent se situer entre les postes HTB/HTA ou entre départs voisins du même poste source. La figure 1.3 illustre la structure radiale.

Le départ type est constitué d'une ossature principale de section relativement forte et des dérivations de section plus faible alimentant des grappes de plusieurs postes HTA/BTA. Au poste source, un disjoncteur MT (Moyen Tension), à cycle de réenclenchements rapides

puis lents, est installé en tête de l'ossature pour éliminer les défauts auto-extincteurs, fugitifs et semi-permanents.

En tête de chaque dérivation, il est installé un IACT (Interrupteur Aérien à Creux de Tension). Ce dernier permet d'isoler la dérivation en cas de défaut en s'ouvrant automatiquement pendant les déclenchements lents du cycle du disjoncteur de départ, évitant ainsi d'affecter l'ossature principale.

L'emploi récent des IAT (Interrupteurs Aériens Télécommandés) dans l'exploitation des réseaux HTA aériens a beaucoup réduit les durées de coupure et par conséquent l'énergie non distribuée. Ces IAT, placés le long des ossatures et aux points de bouclage, permettent de localiser et d'isoler rapidement le tronçon en défaut et effectuer les secours nécessaires.

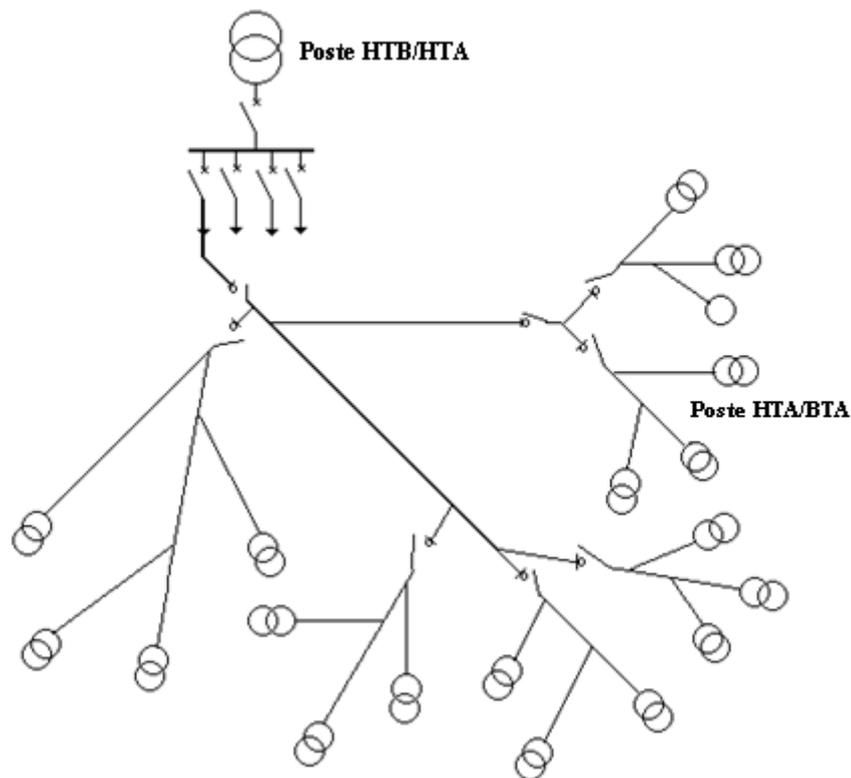


Figure 1.3 : Réseau rural de type aérien

1.4.2. LES RESEAUX DE DISTRIBUTION SOUTERRAINS

La structure des réseaux de distribution souterrains, employés dans des zones urbanisées à forte densité de charge, est caractérisée par le nombre de voies d'alimentation utilisables pour desservir une même charge (poste HTA/BTA). Les structures à deux voies

d'alimentation sont les plus fréquentes. On y distingue : la structure en coupure d'artère et la structure en double dérivation.

a) Structure en double dérivation

La façon la plus simple d'obtenir deux voies distinctes d'alimentation consiste à doubler le réseau radial à partir du jeu de barres du poste source HTB/HTA (figure 1.4). Chaque poste de transformation HTA/BTA est raccordé à deux câbles par un dispositif inverseur. En cas de défaut sur le premier câble de travail, il peut être basculé automatiquement sur le deuxième câble de secours. C'est une structure difficilement exploitable manuellement mais facilement automatisable malgré les coûts.

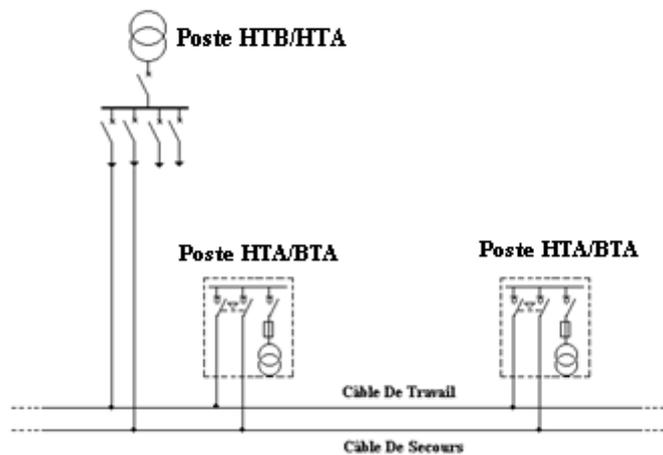


Figure 1.4 : Structure en double dérivation

b) Structure en coupure d'artère

Dans cette architecture (figure 1.5), un câble part d'un poste source HTB/HTA, passe successivement par les postes HTA/BTA à desservir avant de rejoindre soit un autre poste source HTB/HTA, soit un départ différent du même poste source HTB/HTA, soit un câble secours.

Au niveau des postes HTA/BTA, des interrupteurs sont placés de part et d'autre des postes sources. Ils sont tous normalement fermés sauf un qui permet l'exploitation radiale. Ainsi en cas de défaut sur un tronçon de câble, on peut l'isoler en ouvrant les deux interrupteurs qui l'encadrent. La fermeture de l'interrupteur normalement ouvert permet la réalimentation du reste des charges non touchées par le défaut.

Bien que son exploitation manuelle soit plus économique que la double dérivation mais nécessite un temps d'intervention plus long, d'environ une heure. Son automatisation actuellement coûteuse peut se développer avec la baisse des coûts de transmission et des systèmes de gestion centralisée.

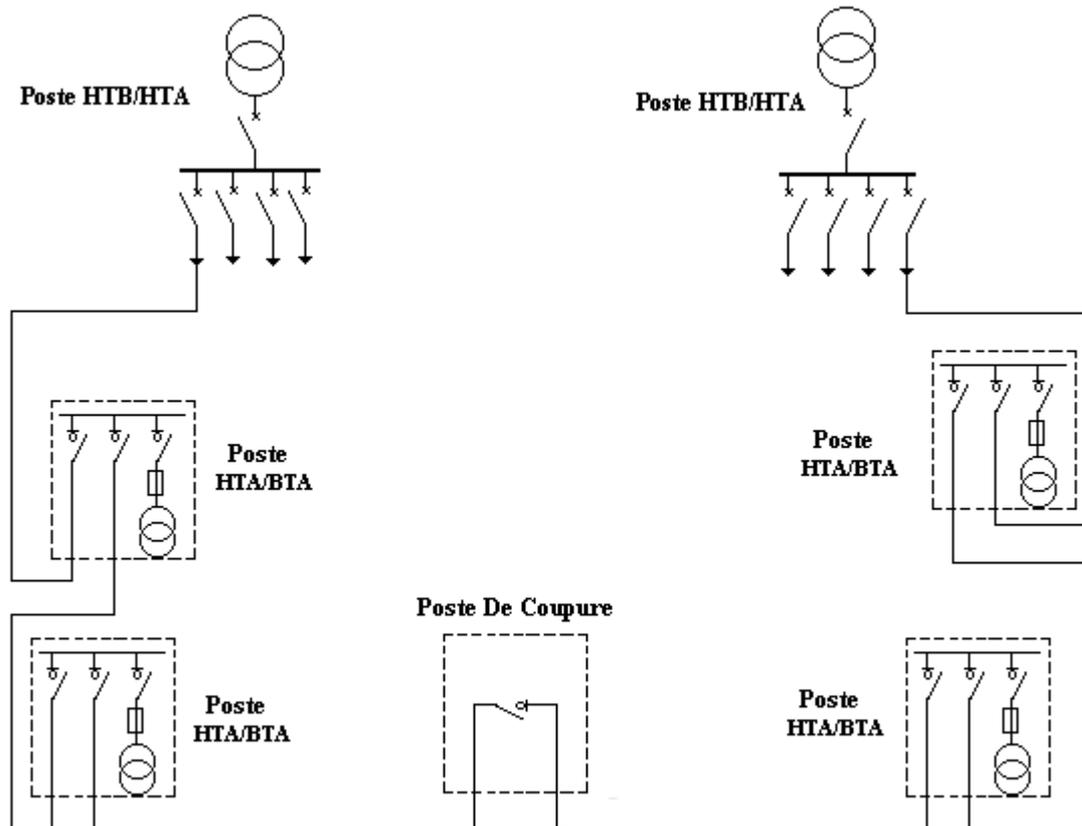


Figure 1.5 : Structure en coupure d'artère

1.5 DEREGULATION DU SECTEUR ELECTRIQUE

Plusieurs raisons ont fait que les réseaux électriques ont longtemps été exploités de façon centralisée. La principale raison provient du coût financier très élevé de la construction et de l'entretien des infrastructures de production, de transport et de distribution de l'électricité. Ce coût financier implique une notion de monopole naturel du réseau. C'est cet aspect de monopole naturel qui a souvent contribué à déboucher sur une gestion complète du réseau par une seule entité. Une autre raison qui résulte des spécificités de l'industrie électrique est de remplir des missions de service public comme : l'obligation de fourniture, la continuité de service, l'égalité de traitement des usagers et l'adaptation du réseau aux

besoins. Afin de répondre à ces missions, la présence d'un organisme régulateur, dont le rôle est souvent joué par l'état, est obligatoire. Or la manière la plus simple de tenir ce rôle est de n'avoir qu'un seul interlocuteur, ce qui contribue également à centraliser l'exploitation des réseaux.

Depuis les années 90, on assiste à de profondes transformations du secteur électrique [1]. Ces transformations sont dues principalement à la dérégulation qui consiste à réduire ou supprimer la réglementation et à l'ouverture du marché d'électricité qui a pour objectif de favoriser la concurrence. En cours de plusieurs étapes, on est passé successivement, de la structure monopoliste caractérisée par un seul propriétaire, généralement l'état, à la situation de concurrence, caractérisée par plusieurs acteurs de taille plus ou moins importante [2].

Divers facteurs sont à l'origine de ce phénomène de dérégulation du secteur électrique avec entre autres [3]:

- le ralentissement de la croissance de la demande d'énergie électrique, dû à l'arrivée à maturité des secteurs d'industrie électrique et des services dans les pays industrialisés,
- le poids croissant accordé à la protection de l'environnement (protocole de Kyoto en 1997),
- les espoirs fondés sur la production décentralisée d'énergie et l'utilisation de sources d'énergie renouvelable et de centrales de cogénération,
- la volonté des consommateurs de pouvoir choisir leurs fournisseurs.

Les buts recherchés de la dérégulation du secteur électrique diffèrent d'un pays à l'autre. Dans les pays développés, la dérégulation vise à introduire la concurrence dans une industrie mature, en cherchant à la rendre plus efficace, plus transparente, et à abaisser les coûts [2]. En revanche, dans les pays sous-développés, caractérisés par des déficits chroniques de financement, le processus est motivé notamment par le désir d'attirer le financement étranger afin de satisfaire la demande croissante [4].

L'Algérie ne fait pas l'exception de ce mouvement mondial de dérégulation [5]. En 1991, dans un contexte d'ouverture du secteur à la concurrence, Sonelgaz (Société Nationale de l'Électricité et du Gaz), qui disposait depuis sa création en 1969 du monopole de la production, du transport et de la distribution, a obtenu le statut d'Établissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC). La loi 02-01 du 5 février 2002 [6] a consacré l'ouverture du secteur électrique à la concurrence et à l'investissement privé. Seul le

transport reste un monopole d'état. La production et la distribution sont ouvertes à tous les opérateurs nationaux ou étrangers.

Par ailleurs, un organe de régulation indépendant et autonome a été créé en 2005 : la Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG). Cette commission a pour mission de veiller au fonctionnement transparent des marchés de l'électricité et de fixer les tarifs du transport et de la distribution de l'électricité et du gaz [5]. Elle favorise également la concurrence ; les contrats de vente d'électricité étant conclus librement entre les producteurs, distributeurs, agents commerciaux et clients éligibles.

Dans un système électrique entièrement dérégulé ou déréglementé, la concurrence et l'accès libre sont autorisés pour la production (production et vente d'électricité en gros) et la distribution (achat et vente d'électricité au détail). Dans cette situation, les sociétés de distribution locale sont transformées en des entreprises qui s'occupent de la gestion et l'exploitation des réseaux de distribution (GRD: Gestionnaires des Réseaux de Distribution) et des entreprises qui vendent de l'électricité en détails aux consommateurs (revendeurs détaillants). Par conséquent, les clients ont le choix d'acheter de l'électricité à partir de plusieurs vendeurs de détail et de déplacer leurs ressources d'énergie d'un site à un autre. Les GRD sont des entreprises réglementées, qui garantissent un accès équitable pour tous les acteurs et sont responsables de la propriété et la gestion du réseau de distribution. Ils ne sont pas autorisés à vendre de l'énergie, mais seulement fournir de l'électricité aux détaillants en plus de ses services associés. Les compagnies de détail sont considérées comme des clients du GRD. Ils paient pour l'accès et l'utilisation du système de distribution. Ils visent à vendre de l'électricité aux clients et cherchent à maximiser leurs profits.

Les GRD sont donc responsables des aspects techniques de la qualité d'alimentation et de l'état technique du réseau. Ils sont également responsables des nouvelles connexions et l'installation des compteurs d'énergie. Ils s'occupent également de la planification des réseaux de distribution pour assurer un fonctionnement efficace du système de distribution.

1.6 PRODUCTION DECENTRALISEE

La dérégulation et l'ouverture du marché d'électricité ont créé un cadre favorable pour l'apparition de petits producteurs, connectés aux réseaux électriques de distribution de manière décentralisée. Les raisons techniques et économiques, à la base du développement de ce type de production décentralisée, sont entre autres:

- la disponibilité d'une technologie actuelle offrant les garanties de fiabilité pour des unités de 100 kW à 150 MW,
- la production qui peut être réalisée à proximité de son utilisateur, de manière à réduire les frais de transport de l'électricité,
- les rendements énergétiques élevés qui permettent une réduction des frais de fonctionnement (cogénération),
- l'épuisement de ressources fossiles (pétrole, charbon, etc.),
- les sites pour une production de puissance réduite sont plus faciles à trouver car les politiques des états incitent pour promouvoir les énergies renouvelables afin de réduire les émissions de CO₂,
- le temps d'installation relativement court de la production décentralisée,
- en matière de planification, face à une augmentation de la charge, l'insertion de la production d'énergie électrique sur le réseau de distribution permet d'éviter la construction de nouvelles lignes HTB,
- un intérêt économique très important pour les exploitants de la production décentralisée grâce aux subventions accordées.

1.6.1. DEFINITION

En littérature, il n'y a pas de terme universellement partagé de la production décentralisée. Certains utilisent le terme : *Génération d'Énergie Décentralisée ou Distribuée* (GED), alors que d'autres emploient le terme : *Génération d'Énergie Dispersée*. C'est ce dernier terme que nous utilisons dorénavant pour appeler la production décentralisée.

Les unités de la GED se distinguent des unités de production centralisée par le fait qu'elles sont le plus souvent raccordées au réseau de distribution et par leur petite taille, bien qu'il n'y ait pas à l'heure actuelle de limite clairement définie entre les catégories centralisée et décentralisée. Cependant, l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE) définit la génération dispersée comme l'énergie électrique générée par des installations qui sont suffisamment plus petites que les centrales classiques de production pour permettre leur interconnexion à presque n'importe quel point du réseau électrique. Alors que le Conseil International des Grands Réseaux Electriques (CIGRE) la définit comme toutes les unités de production avec une capacité maximale de 50 MW à 100 MW, qui sont habituellement connectés au réseau de distribution.

Certains auteurs, comme Chambers [7] et Dondi [8], définissent la GED comme une petite source de production d'énergie électrique, généralement allant de moins de 1 kW à

quelques dizaines de MW, localisée près de la charge. Autres, comme Ackermann et al [9], définissent la génération dispersée en termes d'interconnexion et d'emplacement plutôt qu'en termes de capacité de production. Ils définissent une source de production décentralisée en tant que source de production d'énergie électrique connectée directement au réseau de distribution ou en aval du compteur du client. Cette dernière définition est la plus générique, car il ne met aucune limite à la technologie ou la capacité de l'application potentielle de la GED.

La GED peut être classifiée [10] sur la base de la puissance nominale. Ainsi la capacité d'une micro GED varie de 1 W à 5 kW, une petite GED de 5 kW à 5 MW, une moyenne GED de 5 MW à 50 MW, strictement raccordé au réseau de distribution et la production centralisée de 50 MW à 300 MW.

La GED peut être également classée, à base de technologie, à:

- renouvelable,
- modulaire,
- cogénération.

La GED à base d'énergie renouvelable, qui peut être facilement reconstituée, est considérée comme une ressource amicale à l'environnement. La GED modulaire se réfère à des unités qui peuvent être construites et placées dans un temps court de et peuvent être exploitées ensemble pour répondre aux exigences d'une charge plus grande. La cogénération (ou la Génération Combinée de Chaleur et d'Electricité), discutée plus tard, génère de la chaleur pour le processus et de l'énergie électrique.

1.6.2. TECHNOLOGIES DE LA GED

La GED utilisent une vaste gamme de technologies de production. Elle comprend les turbines à gaz, les moteurs diesel, les panneaux photovoltaïques, les éoliennes, les piles à combustible, la biomasse et autres. La GED peut être appartenue aux services publics d'électricité ou à leurs clients et peut fournir une variété d'avantages à leurs propriétaires et au réseau électrique. Les grandes unités de GED sont généralement dispatchables et peuvent communiquer avec les opérateurs du réseau comme des centrales de production. Cependant, ni les services publics ni les gestionnaires de réseau ne peuvent généralement surveiller ou contrôler le fonctionnement des petites unités de GED, particulièrement dans les applications résidentielles.

a) Les Turbines à Gaz

Les turbines à gaz utilisent essentiellement la même technologie que celle des moteurs à réaction. Ayant des rendements électriques plus faibles que ceux des moteurs, leur production totale d'énergie utile peut être considérablement augmentée si ces turbines à gaz sont utilisées dans des applications de cogénération. Ils sont aussi bruyants, mais elles provoquent des émissions de NOx inférieures à celles d'autres types de moteurs.

b) Les Moteurs Diesel

La technologie des moteurs diesel, basée sur la combustion interne, est la technologie la plus fiable et la plus répandue dans la GED. Cependant, les moteurs diesel sont aussi bruyants et émettent des niveaux élevés de gaz CO2 et NOx.

c) Les Panneaux Photovoltaïques

Les panneaux photovoltaïques convertissent l'énergie du rayonnement solaire en électricité sans émission de gaz et production de bruit. Leur utilisation est encouragée par la disponibilité de l'énergie solaire, un long cycle de vie et une maintenance simple. De plus, le temps d'installation et de mise en oeuvre de ces panneaux est court. Cependant, ils ne peuvent pas être placés dans tous les endroits. Sans support de stockage leur production est intermittente. Leurs coûts élevés limitent leur adoption à grande échelle.

d) Les Eoliennes

Les éoliennes, comme les panneaux photovoltaïques, sont également sans émissions de gaz. Elles sont couramment utilisées dans les parcs éoliens avec de nombreuses unités fonctionnant ensemble. En plus du bruit produit, elles présentent des inconvénients similaires aux panneaux photovoltaïques: coût élevé, possibilités de placement limitées et génération intermittente sans support de stockage.

Les éoliennes exploitent la force du vent pour entraîner un alternateur asynchrone, plus rarement synchrone, dont la puissance nominale varie entre 200 kW et 5 MW. Les éoliennes peuvent fonctionner dès que le vent est supérieur à 3 m/s et doivent être arrêtées lorsque le vent dépasse la vitesse de 20-25 m/s pour des raisons de sécurité. Dans cette plage de fonctionnement, une régulation de vitesse oriente les pâles de l'éolienne de façon à maintenir une vitesse constante. Les performances d'une éolienne dépendent principalement

du vent sur les sites d'implantation souvent remarquables (force du vent constante) : bord de mer, en mer ou en plaine. Dans le cas des générateurs asynchrones, une batterie de condensateurs fournit la puissance réactive absorbée. Parfois, un dispositif d'électronique de puissance assure l'interface avec le réseau pour une meilleure qualité de fourniture. Cette interface évite les fluctuations de puissance. Cependant, il augmente le coût de production.

e) Les Piles à Combustible

Il existe différentes technologies de piles à combustible qui utilisent toute l'interaction entre l'hydrogène et l'oxygène pour produire de l'électricité. Bien que relativement très coûteuses, elles fonctionnent silencieusement et produisent beaucoup moins d'émission de gaz CO₂ et NO_x.

f) Le Biogaz

Les installations du biogaz utilisent des déchets de la biomasse provenant d'activités agricoles, en utilisant les biodigesteurs anaérobiques pour créer du gaz naturel qui peut être utilisé pour produire de l'électricité et de la chaleur. Bien que ces installations produisent des émissions, elles sont inférieures à celles que peut émettre la combustion de la biomasse elle-même.

g) La Cogénération

La cogénération est la génération simultanée de la chaleur et de l'électricité à travers un processus unique. Cela conduit à une augmentation significative du rendement global par rapport aux générateurs synchrones autonomes. Contrairement aux utilitaires de production d'électricité, l'énergie produite par une installation de cogénération est généralement utilisée localement dans le site du client où se trouve le système de cogénération. Les systèmes de cogénération sont pratiques et réalisables dans les systèmes qui demandent simultanément la production de la vapeur (ou de la chaleur) et de l'électricité, par exemple, dans les installations industrielles.

1.6.3. LES INTERETS DE LA GED

Les installations de la génération d'énergie distribuée peuvent réduire les pertes, la congestion du réseau, les coûts et les émissions et d'améliorer le profil de tension, la qualité d'énergie et la fiabilité du système. Toutefois, les avantages de la GED sont fortement liés à la technologie utilisée et la capacité d'accueil du réseau de distribution. Les avantages de la connexion de GED au réseau de distribution: diminution des pertes,

amélioration du profile de tension, réduction des émissions et augmentation de la fiabilité du réseau sont étudiés dans [11-14].

L'avantage de réduction des pertes et de congestion de lignes [11] que présente la GED résulte de la connexion de cette dernière, avec des capacités adéquates, à des emplacements plus près des consommateurs évitant ainsi les longues distances de transmission et les pertes associées. En plus de la réduction des pertes et des congestions des lignes, la GED permet également de réduire les appels de puissance dans les postes sources. Cela permet aussi entre autre d'effacer les pointes de consommation importantes.

Contrairement à la production centralisée et grâce au caractère modulaire de la GED, cette dernière peut être installée par module ou bloc de modules pour répondre, au fur et à mesure, aux besoins immédiats et futurs de la demande. Cette modularité permet de réduire les coûts d'investissement et d'exploitation. Des avantages économiques peuvent être réalisés lorsque les services publics déploient la GED pour reporter les investissements dans les infrastructures de transport ou de distribution [15]. Le client peut également réaliser des économies par le choix et la flexibilité que la GED lui offerte en termes d'achat d'énergie. La GED peut, donc, amener des avantages économiques à tous les acteurs du système électrique : les producteurs, les gestionnaires des réseaux et les consommateurs.

Des avantages d'émission de gaz [13] peuvent être réalisés par des producteurs d'énergie renouvelable, comme l'énergie solaire photovoltaïque, qui n'ont pas d'émissions marginales, ou les systèmes de cogénération dont l'utilisation de la chaleur résiduelle peut se traduire par des rendements plus élevés que les unités de production centrales. L'ampleur des avantages des émissions associées à la GED dépendent à la fois des caractéristiques des unités individuelles de la GED et les caractéristiques du système d'alimentation auquel ils sont connectés.

L'avantage d'amélioration de la fiabilité du réseau de distribution résulte de la capacité des unités de la GED d'alimenter des charges locales en cas d'interruption de l'alimentation du système [14]. Cela pourrait se faire en créant des îlots dans lesquels une partie du réseau de distribution est déconnectée d'une zone en défaut puis alimentée par la GED. Une telle action est appelée îlotage. Une opération d'îlotage réussie exige une capacité de GED suffisante pour servir les charges locales. Les potentiels des avantages de fiabilité des GED basées sur des ressources énergétiques variables, des GED avec des réserves de carburant limitées, ou des GED avec une faible fiabilité individuelle, sont limités même si l'opération d'îlotage est possible.

L'installation généralisée de GED au niveau régional voire national permettra aussi de diminuer globalement les prix de l'électricité. L'agrégation de la GED en centrale virtuelle permettra aux gestionnaires de réseau de disposer de réserves de production. Cette réserve pourrait être moins cher à mobiliser dans certains cas que d'utiliser le marché d'ajustement.

1.6.4. IMPACTS DE LA GED SUR LES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

L'intégration de la GED présente de nouveaux défis pour l'exploitation et la planification des réseaux de distribution, principalement parce que la configuration des lignes électriques et des relais de protection dans la plupart des réseaux de distribution existants supposent un écoulement de puissance unidirectionnel et sont conçus et exploités sur cette hypothèse. Historiquement, la pénétration de la DG était suffisamment petite pour être considérée comme une simple réduction de la charge, mais cela va changer si sa pénétration augmente. Bien que les lignes et les transformateurs puissent transporter le flux d'énergie dans le sens inverse, la GED peut néanmoins avoir des effets néfastes sur la sécurité du système et la qualité d'alimentation.

Traditionnellement, les réseaux de distribution ont été principalement conçus et utilisés pour distribuer passivement l'énergie électrique, depuis le réseau de transport, aux clients finaux. Dans cette situation où l'écoulement de puissance est essentiellement unidirectionnel depuis les postes HTB/HTA aux consommateurs, les GRD n'ont pas la possibilité et la nécessité de contrôler activement les flux d'énergie. Pour cette raison, les réseaux de distribution sont essentiellement passifs.

Quand la puissance de la GED connectée au réseau de distribution est devenue supérieure à la consommation des clients, l'énergie électrique peut être aussi transférée en sens inverse, à partir des unités de la GED au réseau de transport. Dans cette situation inhabituelle, l'écoulement de puissance bidirectionnel pose certains problèmes sur le réseau de distribution qui, dès le début, n'a pas été conçu pour la génération d'énergie et l'inversion des flux d'énergie [16]. Dans cette nouvelle situation, le réseau de distribution peut être sujette à modifier les propriétés de contrôle et de devenir semblable au réseau de transport, c'est-à-dire, avoir plus de fonctionnalités de contrôle actifs [17]. Dans ce qui suit, plusieurs questions et aspects concernant l'impact de la GED sur les réseaux de distribution sont analysés.

a) La capacité du réseau et la congestion.

La disponibilité de la capacité, ou l'absence de congestions de ligne dans la partie du réseau où la GED est insérée, peut jouer un rôle primordial sur l'intégration de la GED. Les réseaux de transport ont généralement une structure maillée qui offre plusieurs voies à l'écoulement de puissances, tandis que les réseaux de distribution, qui ont généralement une structure radiale ou bouclée, permettent ainsi seulement quelques directions pour le flux d'énergie. Par conséquent, la capacité de transmission de puissance dans un réseau de distribution est nettement inférieure que dans le réseau de transport. La capacité de connexion de la production est généralement plus contraignante pour les réseaux de distribution que pour les réseaux de transport.

Il est également intéressant de noter qu'une insertion appropriée de la GED à proximité des charges ne conduisent généralement pas à une augmentation des congestions de la distribution, mais peut-être à leur réduction. Alors, le choix de l'emplacement de connexion de GED revêt une importance stratégique pour ce problème [18].

b) Les pertes

L'utilisation de la GED peut contribuer à la réduction ou l'augmentation des pertes sur le réseau de distribution [19]: ce problème dépend en grande partie de l'emplacement et du type GED et la structure et la configuration du réseau de distribution. Il est donc essentiel que ces éléments sont parfaitement pris en compte lors de l'évaluation de l'impact de la GED sur les pertes [18].

c) Les courants de court-circuit

Le raccordement de la génération dispersée au réseau de distribution, en particulier via des machines synchrones ou asynchrones, entraîne en général une élévation du niveau de courants de court-circuit [16]. Cette élévation peut alors créer des problèmes pour le fonctionnement des composants de distribution comme les lignes, les disjoncteurs et les interrupteurs, s'ils ont été dimensionnés pour supporter des courants de court-circuit inférieurs. Ces composants, lorsqu'ils transportent des courants de défaut persistant, sont soumis à des contraintes thermiques et mécaniques. Pour cette raison, il est essentiel de vérifier le niveau de courants de court-circuit par rapport aux capacités limites des composants avant de connecter physiquement une GED au réseau de distribution. Pour les conducteurs de ligne, en fonction des caractéristiques du conducteur (section, matériau, isolation), et du type de défaut et sa durée, la surintensité maximale admissible durant le temps nécessaire pour éliminer le défaut doit être déterminée. Il est également important de vérifier que l'injection de courant par les unités de la GED ne conduise pas au

déclenchement intempestif des relais de surintensité utilisés pour la protection des lignes de distribution [16].

Dans le cas où ces vérifications ne sont pas satisfaisantes, d'autres solutions pourraient être trouvées, telles que le renforcement ou la mise à jour des composants ou l'infrastructure du réseau ou même le changement du point de connexion de la GED.

Les endroits les plus critiques pour la connexion de la GED sont ceux où les courants de court-circuit atteignent leurs valeurs maximales, c'est-à-dire, aux premières lignes issues de la sous-station et protégées par des relais de surintensité.

d) Sélectivité des protections

Un autre effet de la pénétration de la GED sur le réseau de distribution concerne la sélectivité du système de protection. Le dimensionnement des relais de surintensité protégeant les départs ou les lignes dérivées peut avoir besoin d'une révision ou d'une mise à jour en raison de la présence de la GED. En effet, les relais de surintensité, qui ne distinguent pas la direction des courants, peuvent inutilement intervenir et déconnecter la ligne avec GED pour un défaut se produisant sur une autre ligne à proximité (par exemple une ligne parallèle). Dans ce cas, la sélectivité de la protection, qui est essentielle pour le bon fonctionnement du système, serait affectée et la GED est déconnectée du réseau sans qu'il soit nécessaire. La sélectivité des protections doit alors être vérifiée.

e) Puissance de court-circuit

Strictement liée aux niveaux des courants de court-circuit, la puissance de court-circuit (PCC) du réseau en un point de connexion proposé est un élément important à analyser lors de la planification de connexion de la GED au réseau. La PCC peut varier d'un réseau à un autre et d'un point à un autre du même réseau. La génération dispersée et les gros consommateurs peuvent causer des changements relativement importants dans les niveaux de tension sur un réseau de faible PCC. En revanche, un réseau de forte PCC sera moins affecté par des changements dans la production et la demande.

Un réseau électrique de faible PCC a un faible niveau de court-circuit. La puissance de court-circuit en un point du réseau est déterminée par l'impédance entre ce point et les principaux générateurs d'énergie du réseau. Plus cette impédance est petite, plus la PCC en ce point est forte. Autrement, un point du réseau dont la PCC est faible est un point qui se trouve plus loin des générateurs. La PCC d'un réseau détermine aussi le courant qui peut circuler en cas de défaut.

f) Profil de tension

La connexion de la GED au réseau de distribution conduit à une modification des profils de tension sur ce réseau de distribution avec une augmentation possible de la tension le long de la ligne où la GED est connectée [16]. Cette modification de la tension dépend de la taille de la GED connectée et de son emplacement ainsi que du facteur de puissance et de la structure du réseau.

Le contrôle de la tension au niveau du réseau de distribution est effectué par des régulateurs de tension installés sur les lignes de distribution. Ces dispositifs peuvent également équilibrer les profils de tension modifiés par connexion de la GED. Cependant, il pourrait y avoir des situations, même en présence de la GED, les régulateurs de tension ne peuvent pas mettre les profils de tension dans la plage permise.

g) La stabilité du réseau

La stabilité du système est liée à l'interaction des générateurs et d'autres machines en rotation dans le réseau immédiatement après un défaut. En particulier, une unité de GED doit être en mesure de rester connectée au réseau suite à un défaut dans le système. En cas de déclenchement, il devrait y avoir peu de place aux perturbations dues à la défaillance du générateur de rester en synchronisme.

1.6.5. LES SCÉNARIOS DE FONCTIONNEMENT DE LA GED

L'interconnexion de la GED au réseau électrique est réglementée par diverses normes et décrets selon les pays. Par exemple, la norme IEEE 1547 [20] établit des critères et des exigences nécessaires pour le raccordement de la GED aux réseaux de distribution, avec une puissance nominale qui ne dépasse pas les 10 MVA. Le raccordement de ces générations peut avoir lieu au niveau du réseau de la distribution primaire ou secondaire. Les exigences de raccordement sont conçues pour limiter les effets négatifs possibles que peuvent avoir la GED sur les dispositifs et les équipements existants. Ainsi, le fonctionnement du réseau en mode îloté n'est pas permis par le réseau public. Cela signifie que, suite à un défaut, la GED est déconnectée jusqu'à ce que le défaut soit éliminé. Par conséquent, le raccordement de la GED, n'apporte pas d'amélioration dans la fiabilité du système. Pour maximiser les avantages de la GED, le travail présenté ici vise le

fonctionnement du système non interconnectés à faible capacité de court-circuit (zones isolées). Les stratégies de protection et de contrôle en BT sont conçues sous l'hypothèse d'une topologie radiale avec un transformateur poste source.

Deux scénarios possibles seront examinés.

a) **Opération d'îlotage** : La GED peut augmenter la fiabilité du réseau, si les unités sont configurées pour sauvegarder des zones du réseau lors de l'occurrence des défauts. La GED restera connectée pendant le défaut, si elle a une capacité suffisante pour alimenter les charges situées sur l'îlot. Cependant, une bonne coordination des systèmes de protection et de contrôle commande fréquence/tension est nécessaire. La figure 1.6 ci-dessous montre un schéma avec un disjoncteur en aval du transformateur et un autre en amont de la GED sur l'artère principale du réseau de distribution. Lors l'occurrence d'un défaut localisée entre la GED et le transformateur du réseau amont, ces disjoncteurs doivent ouvrir le circuit. Ainsi, la GED doit être capable d'alimenter la charge de la section isolée et maintenir la tension et la fréquence dans la plage de valeurs permises pour toutes les charges du réseau isolé. La GED doit être capable de suivre la charge pendant le fonctionnement isolé.

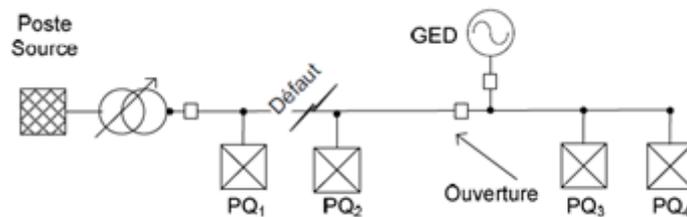


Figure 1.6. : L'îlotage intentionnel d'une artère du réseau de distribution avec une GED

Lorsque le défaut est supprimé et le transformateur du poste source ré-enclenché, l'interrupteur en amont de la GED ne doit pas fermer à moins que le réseau et la GED soient synchronisés. La synchronisation entre la GED et le réseau est nécessaire afin de rétablir un fonctionnement normal. Cela nécessite de mesurer la tension des deux côtés de l'interrupteur de la GED, fournir ainsi une référence de phase et la transmettre à l'unité GED. Ce signal donne une erreur de phase entre les deux tensions qui permet à la GED de se mettre au synchronisme avec un dispositif de commande pour permettre la reconnexion au réseau. Globalement, cette opération reste complexe, mais les nouvelles technologies tendent à rendre ce dispositif beaucoup plus pratique que dans les années passées.

b) **Opération d'anti-îlotage** : L'îlotage se produit lorsque la GED alimente une partie du réseau de distribution qui a été séparée du réseau principal. L'îlotage ne peut survenir que si le générateur GED est en fonctionnement et s'il peut soutenir la charge de la zone îlotée. Dans la plupart des cas, l'îlotage n'est pas souhaitable car cela peut conduire à des problèmes de qualité, de fiabilité et de la puissance fournie à la charge. L'îlotage augmente la probabilité de sortir de la plage des tensions et de fréquence admissibles du réseau. L'îlotage pose aussi des problèmes de sécurité pendant les manœuvres de réparation des lignes, les travailleurs peuvent alors être exposés aux circuits sous tension. Compte tenu de ces problèmes qui peuvent être causés par l'îlotage, il faut utiliser des dispositifs anti-îlotage pour la GED en conformité avec la réglementation en vigueur. Par exemple, pour les petits onduleurs photovoltaïques, des normes sont disponibles à ce sujet qui décrivent les paramètres et les types de dispositifs de contrôles nécessaires à l'anti-îlotage [21]. Dans ce cas, la GED est déconnectée pendant le défaut et reste déconnectée jusqu'à ce que ce défaut soit éliminé. La séquence des événements après l'occurrence du défaut est décrite comme suit :

- i. La production décentralisée est déconnectée, et le défaut est détecté et isolé par un ou plusieurs dispositifs de protection.
- ii. Dès que le défaut est supprimé, le réenclencheur reconnecte la zone au reste du système.
- iii. La production décentralisée est reconnectée : la tension et la fréquence sont rétablies normalement.

I.7. CONCLUSION

Dans ce premier chapitre, nous avons présenté le système d'énergie électrique verticalement intégré. Nous avons mis l'accent plus particulièrement sur le réseau électrique de distribution moyenne tension, contexte de notre étude de planification, et les différentes architectures associées à ce type de réseau. Nous avons également présenté les effets de la dérégulation sur l'organisation de ce système électrique et l'apparition d'une nouvelle catégorie de génération d'énergie au niveau du réseau de distribution. Nous avons, ensuite, exposé les différentes technologies de la génération dispersée. Finalement, nous avons examiné les intérêts, les impacts et les scénarios de la connexion de la génération d'énergie dispersée au réseau de distribution.

CHAPITRE 2

PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION

2.1. INTRODUCTION

Dans ce chapitre, nous allons d'abord décrire, de manière générale, le processus de planification des réseaux électriques de distribution, puis, nous discutons, avec détail, les étapes de ce processus. Ensuite, nous présentons les critères, les attributs et les décisions du modèle de planification traditionnelle des réseaux de distribution. Nous présentons également les changements que subisse ce modèle traditionnel suite à la dérégulation du système électrique et l'intégration de la GED. D'autres critères, attributs et décisions seront donc ajoutés à ce modèle traditionnel. Un modèle générique de planification moderne est formulé en conséquence. Une revue de littérature concernant les modèles de planification des réseaux de distribution est présentée en fin de ce chapitre.

2.2. PROCESSUS DE PLANIFICATION DES SYSTEMES ELECTRIQUES

La planification des systèmes d'énergie électrique est le processus de recherche des meilleures sources d'énergie et des équipements, leurs emplacements et l'échéancier de déploiement pour servir une demande future. C'est un processus d'optimisation et de prise de décision. La solution optimale dépend des objectifs et des préférences du planificateur. Traditionnellement, l'objectif principal de la planification des systèmes électriques est de minimiser le coût total d'investissement. Cependant, la planification ne se limite pas à des objectifs économiques. D'autres objectifs de planification peuvent être recherchés, par exemple : trouver un approvisionnement en énergie propre, améliorer les performances du système, maximiser les exportations d'énergie ou de réduire au minimum les importations. Dans cette perspective plus large, la planification devient un outil d'analyse puissant. La connaissance des alternatives optimales de planification peut guider non seulement les

opérateurs du système électrique à des investissements adéquats, mais également encourager les chercheurs de développer de nouvelles techniques d'optimisation.

Le processus de planification des réseaux de distribution est constitué de plusieurs étapes à savoir l'identification des alternatives possibles, leur évaluation selon les critères sélectionnés et les attributs souhaités et la sélection de la solution la plus appropriée [22]. Les critères et les attributs sont définis en fonction du problème. Les critères sont les exigences et les contraintes qui doivent être satisfaites, tandis que les attributs sont les qualités qui doivent être optimisés (maximiser ou minimiser). Dans ce qui suit, nous utilisons les termes contraintes et objectifs pour désigner respectivement les critères et les attributs.

Le processus de planification des systèmes de distribution est divisé en cinq étapes suivantes [22]:

- *Étape 1* Identifier le problème: définir explicitement le champ d'application et ses limites.
- *Étape 2* Déterminer les objectifs: Quels objectifs doivent être atteints? Qu'est qu'il faut minimiser?
- *Étape 3* Identifier les alternatives: Quelles sont les options disponibles?
- *Étape 4* *Evaluer les alternatives* : Evaluer toutes les options sur la base des critères et des attributs du problème.
- *Étape 5* Sélectionnez les meilleures alternatives: Sélectionnez les options qui répondent mieux aux objectifs du problème.

Cependant, Neimane [25] a ajouté une sixième étape qui peut être formulé comme suit:

- *Étape 6* Prendre la décision finale: sélectionner les options qui peuvent être mise en œuvre sur la base des résultats obtenus à l'étape précédente.

Dans ce qui suit, nous allons discuter les détails de chaque étape dans le cadre de ce travail.

2.2.1. DEFINITION DU PROBLEME DE PLANIFICATION

La première étape du processus de planification consiste à définir le champ d'application du problème de planification à savoir les limites du système en cours d'étude et la période d'analyse. La planification de l'ensemble du système d'énergie électrique est un problème extrêmement difficile s'il n'est pas impossible. Par conséquent, les réseaux de distribution,

qui sont faiblement reliés, sont planifiés séparément des parties de production et de transport.

Deux types de planification peuvent être envisagés : planification à court terme et planification à long terme. La planification à court terme a pour but d'assurer que le système peut continuer à servir la charge du client tout en respectant les normes et les contraintes. Ainsi, les plans à court terme sont des projets orientés qui recherchent le calendrier des ajouts ou des projets que le système exige dans un avenir proche.

La durée minimale d'une planification à court terme est le temps nécessaire pour que le plan soit approuvé et l'équipement soit acheté, installé et testé. C'est le délai d'exécution. Un guide de délais d'exécution est fourni par [23], mais il est à noter que les centrales modernes peuvent être construites dans des temps plus courts.

La planification à long terme vise plus loin dans l'avenir. Donc, elle fait inclure une large gamme d'options d'analyse. Traditionnellement, dans les services publics réglementés, la planification à long terme vise à fournir des solutions à valeur durable: un vrai coût minimal pendant toute la durée d'utilisation de l'équipement. Bien au contraire, dans un marché concurrentiel, la planification à long terme vise à récupérer les investissements de capital dans la période la plus courte possible ou maximiser les revenus sur la durée de vie des investissements. Dans les deux cas, l'analyse doit tenir compte de la durée de vie utile des alternatives pour fournir une évaluation adéquate.

Dans un plan à long terme, il est essentiel de prendre en compte de tous les changements possibles qui pourraient se produire dans les systèmes d'énergie électrique et de son environnement économique dans la période d'analyse. Ces changements comprennent:

- la croissance dans la demande de la charge existante,
- les changements de comportement de la demande (à cause des mesures d'efficacité énergétique, par exemple),
- les nouvelles charges et / ou connexions de génération,
- les changements dans l'infrastructure du réseau (par exemple le vieillissement des équipements),
- les changements dans les caractéristiques techniques des équipements (par exemple augmentation de l'efficacité, la réduction des émissions),
- les changements dans les coûts de l'équipement et du carburant,
- les changements de prix dans le marché d'énergie,

- les changements dans l’environnement réglementaire (taxes, incitations).

2.2.2. OBJECTIFS ET CONTRAINTES DE LA PLANIFICATION

Les buts de la planification sont exprimés en termes d'objectifs et de contraintes. Les objectifs visent à maximiser ou minimiser les attributs. Les objectifs ne sont pas limités. Chaque solution trouvée du problème est mise au défi de trouver une autre solution meilleure. Donc, un plan faisable avec les meilleurs attributs doit être trouvé. Bien au contraire, les contraintes doivent être satisfaites plutôt que dépassées [22]. Les attributs mesurent la qualité d'un plan en fonction des objectifs du planificateur. Donc, il est essentiel de définir des attributs de planification qui reflètent avec précision les objectifs ciblés. Les attributs peuvent être d'ordre technique, économique ou environnemental.

Certains attributs communs de planification sont présentés au tableau 1.1. Dans les approches traditionnelles de planification, les attributs sont convertis en des coûts et le coût total est réduit au minimum en respectant un ensemble de contraintes techniques. Cependant, l'analyse des attributs dans ses unités naturelles peut fournir des informations utiles au moyen d'une formulation multi-objectif du problème [24].

Tableau 1.1 : Attributs de planification

Techniques	Economiques	Environnementaux
Profil de tension	Coût des équipements	Emission de gaz CO ₂
Pertes d'énergie	Coût d'opération et de maintenance des équipements (O&M)	
Energie non distribuée	Coût de délestage	
Chargement des lignes	Coût d'énergie produite	
Niveau de court-circuit	Revenu	
Distorsion Harmonique		

2.2.3. RESOLUTION DU PROBLEME DE PLANIFICATION

Les deux premières étapes définissent l'étendue du problème de planification. Les étapes 3 à 5 fournissent une procédure structurée pour trouver une solution: identifier toutes les alternatives, les évaluer et choisir la meilleure. Ces étapes constituent essentiellement un algorithme d'optimisation. Par conséquent, les méthodes de planification efficaces combinent ces étapes en un seul processus pour l'utiliser en sort de méthode d'optimisation [22]. Dans ce qui suit, nous allons discuter les étapes de 3 à 5 dans le cadre de ce travail de thèse. Quant aux méthodes d'optimisation, elles vont être étudiées en détail au chapitre 4.

2.2.3.1. Sélection et évaluation des alternatives

Dans l'étape 3, les alternatives possibles pour résoudre le problème de planification et d'atteindre les objectifs sont identifiées. En termes d'optimisation, cela signifie fixer les limites de l'espace de recherche: quelles alternatives vont être prises en compte? Quel est le domaine de décision? C'est l'étape la plus critique où la plupart des erreurs de planification sont commises [23].

Les alternatives doivent être évaluées pour déterminer le degré de réalisation des objectifs et le respect des contraintes. Chaque attribut doit être quantifié. Dans les systèmes d'énergie électrique, cette étape implique une analyse technico-économique. Normalement, les attributs techniques sont quantifiés par une analyse du système d'énergie électrique (écoulement de puissances, études de fiabilité). Les attributs économiques exigent une analyse des dépenses et des revenus au cours de la période de planification. Dans ce cas, il est essentiel de tenir compte de la valeur temporelle de l'argent pour fournir une comparaison équitable des dépenses et des revenus présents et futurs. La valeur temporelle de l'argent sera discutée au chapitre 3. Certains attributs techniques sont convertis en attributs économiques en utilisant des facteurs de conversion appropriés (par exemple le coût des pertes d'énergie). Un aspect clé de cette étape est d'évaluer toutes les alternatives à l'aide de la même procédure pour éviter les biais dans la comparaison des alternatives.

Il est crucial d'évaluer toutes les alternatives [25]. Toutefois, l'évaluation exhaustive de toutes les alternatives peut être inefficace ou pratiquement impossible lorsque l'espace de recherche est très grand. Un vaste espace de recherche est généralement produit par des alternatives qui ont une nature combinatoire. Dans ce cas, des algorithmes d'optimisation heuristiques doivent être utilisés pour garantir une évaluation implicite de toutes les alternatives.

Les techniques d'optimisation mathématique traditionnelles trouvent la solution optimale sur la base des informations (dérivées, gradients) fournies par l'expression analytique des objectifs de planification. Dans certains cas, les objectifs de planification ne peuvent être exprimés sous forme de fonctions mathématiques continues et différentiables. Alors, des algorithmes d'optimisation heuristiques, tels que les algorithmes génétiques, peuvent être utilisés pour trouver une bonne approximation de la solution optimale. En conclusion, les algorithmes d'optimisation ne nécessitent pas l'évaluation de toutes les alternatives possibles, mais ils doivent garantir l'exploration de l'ensemble de l'espace de recherche.

2.2.3.2. Sélection de la meilleure alternative

La planification des réseaux électriques de distribution est essentiellement un problème multi-objectif [26]. Elle vise à atteindre plusieurs objectifs à la fois. Les objectifs sont souvent en conflit les uns avec les autres: l'amélioration d'un objectif aggravera les autres. Un exemple courant de ce conflit est les pertes de lignes par rapport au coût de renforcement. Le renforcement des lignes permettra de réduire les pertes. En revanche, un coût de renforcement bas entraînera des pertes de ligne élevées.

Une formulation mono-objectif du problème d'optimisation est possible quand il n'y a pas de conflit entre les objectifs, lorsqu'un seul objectif est plus important que le reste ou lorsque des informations de préférence permet la combinaison précise des objectifs en une seule fonction-objectif.

Généralement, la planification des réseaux de distribution est considérée comme un problème d'optimisation à objectif unique: réduire au minimum le coût total, sous les contraintes techniques. Traduire plusieurs attributs en des coûts et réduire au minimum le coût total est essentiellement une minimisation à somme pondérée. Dans ce cas, le choix de la meilleure solution est simple, car il n'y a qu'une meilleure alternative (ou aucune). Cependant, en l'absence d'informations de préférence sur les objectifs, et lorsque les objectifs sont incompatibles, il n'y a pas de plan unique qui optimise tous les objectifs à la fois, ni un seul objectif qui est plus important que le reste. Dans ce cas, toutes les solutions optimales doivent être considérées comme équivalentes. La solution du problème de planification multi-objectif est un ensemble de solutions non-dominées: l'ensemble de Pareto. Cet ensemble multi-objectif de solutions fournit des connaissances riches sur le problème de la planification, de l'extension des objectifs, la corrélation entre eux et les compromis possibles que le planificateur peut faire.

2.2.4. PRISE DE DECISION

Les problèmes traditionnels de planification nécessitent une solution unique. Dans ce cas, deux approches sont possibles. Elles ont besoin, tous les deux, des préférences sans ambiguïté du planificateur. La première approche nécessite à priori des informations de préférence pour traduire le problème à un problème d'optimisation mono-objectif. La seconde utilise à posteriori des informations de préférence pour choisir une seule solution optimale de l'ensemble optimal de Pareto [27]. Lorsque la connaissance profonde des informations fiables du problème est disponible à priori, il est possible de formuler le problème multi-objectif comme une optimisation mono-objectif, et d'obtenir une solution

unique. Cela se fait couramment en utilisant la méthode de la somme pondérée ou la méthode de ε -contraintes qui consiste à choisir un objectif principal et fixer le reste des objectifs comme contraintes. Dans ce cas, la solution optimale unique représente un point de vue spécifique du problème multi-objectif. Lorsque les attributs spécifiques sont regroupés en une somme pondérée, l'ampleur de chaque attribut est masquée et les informations sur le compromis possible entre les objectifs sont perdues [28].

En l'absence d'information de préférence à priori, toutes les solutions non dominées sont initialement considérées comme équivalentes. Une technique d'optimisation multi-objectif est utilisée pour trouver le front de Pareto. Dans certains cas, le nombre de solutions optimales appartenant au front de Pareto est très grand, de sorte qu'un sous-ensemble de solutions est effectivement trouvé. Les solutions du front de Pareto fournissent une connaissance riche d'informations sur le problème de planification. Cette information aide le planificateur de déterminer la solution préférée à posteriori, soit par simple exploration ou, idéalement, au moyen de techniques de prise de décision appropriées. Il existe certaines techniques de prise de décision multicritères qui peuvent être appliquées à cet effet [29], [30]. Toutefois, une étude approfondie de ces techniques dépasse le cadre de ce travail.

2.3. PLANIFICATION TRADITIONNELLE DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

La forte interdépendance des composants du système d'énergie électrique impose la nécessité de considérer le système dans son ensemble. Cependant, l'optimisation des grands systèmes est une tâche très complexe. Pour réduire cette complexité, il faut décomposer le système en des sous-systèmes, c'est-à-dire diviser la tâche en des sous-problèmes plus petits. Ainsi, les réseaux de transport, de répartition et de distribution peuvent être traités indépendamment. En outre, les réseaux de distribution locaux peuvent être également traités séparément, en prenant en considération la connexion relativement faible entre eux.

Malgré les simplifications possibles, le problème de la planification du réseau de distribution reste un problème d'optimisation très complexe en raison des objectifs contradictoires, du grand nombre de variables et de la nature dynamique du problème. Pour assurer une capacité adéquate de la sous-station et la satisfaction de la capacité thermique des lignes, le planificateur de réseaux de distribution prévoient la croissance de la charge pour plusieurs années à venir. Il peut prédire le moment où le réseau peut atteindre sa

capacité limite. Il utilise la violation de la capacité limite du réseau pendant les pointes comme critère pour planifier de nouvelles installations et de nouveaux investissements.

Une fois un nouvel investissement est nécessaire dans un réseau de distribution, une analyse technique et financière du réseau de distribution en question doit être effectuée pour fixer les objectifs de la planification et les délais nécessaires pour réaliser ces objectifs. Toutes les alternatives de planification envisagées sont évaluées et comparées. La meilleure alternative qui satisfait les objectifs et les contraintes du problème de planification et répond à la croissance de la charge est choisie.

Traditionnellement, les alternatives proposées sont basées sur les décisions de planification suivantes (voir figure 2.1) :

- Installation d'une nouvelle sous-station lorsque une grande charge est prévue d'être installée dans un site proche du réseau ou lorsque la densité de charge existante augmente. Ce dernier cas est considéré comme le plus difficile à cause des restrictions imposées sur le choix du site.
- Renforcement de la capacité de la sous-station si la croissance de charge peut être satisfaite par la sous-station existante à condition que les limites thermiques des lignes de distributions ne sont pas atteintes.
- Renforcement des capacités thermiques des lignes par remplacement ou addition de nouvelles lignes en combinaison avec l'installation de nouvelle sous-station et/ou le renforcement de la sous-station existante, ou seul si la capacité de la sous-station est suffisante pour servir la croissance de la charge.
- Installation d'un nouveau départ pour satisfaire une certaine contrainte opérationnelle du réseau.

Ces décisions sont exécutées sous les contraintes indiquées à la figure 2.2 :

- les contraintes de capacité du système, telles que: la sous-station et sa capacité de transformation et les contraintes thermiques des lignes,
- les contraintes de fonctionnement du système telles que les contraintes d'équilibre des écoulements de puissance, de la chute de tension et de la configuration radiale.
- la contrainte de la fonction cout concave.

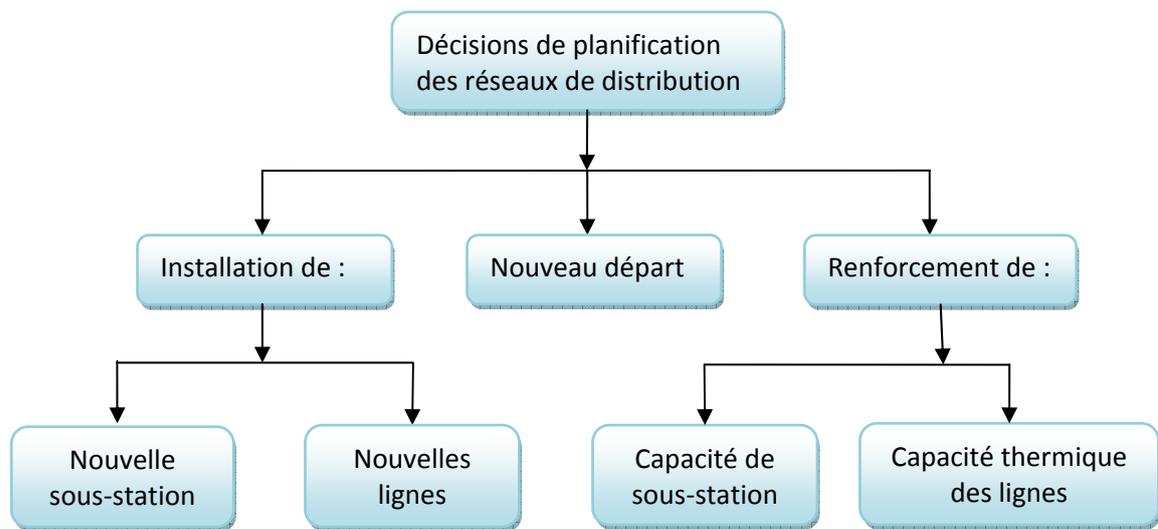


Figure 2.1 : Décisions de planification traditionnelle des réseaux de distribution

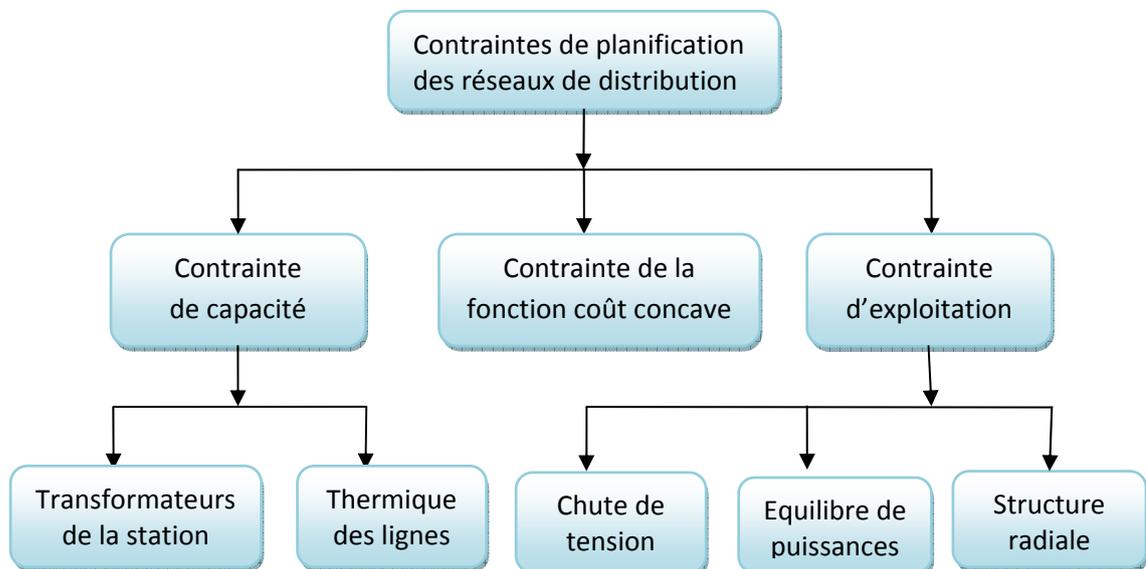


Figure 2.2 : Contraintes de planification traditionnelle des réseaux de distribution

2.4. LES CHANGEMENTS DANS LA PLANIFICATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Dans l'environnement du marché concurrentiel, la planification des réseaux électriques a pris de nouvelles tendances. Les problèmes traditionnels de la planification des réseaux de distribution dans les systèmes d'énergie verticalement intégrés continuent à être des questions importantes dans le contexte de la déréglementation. Cependant, d'autres nouvelles questions apparaissent en raison de l'émergence de nouvelles entités dans le domaine des réseaux de distribution telles que les sources de génération d'énergie dispersée qui en font un dispositif très complexe à la fois du côté technique et du côté économique.

La déréglementation a donné une nouvelle orientation à la planification traditionnelle des réseaux de distribution. Les changements les plus importants sont cités ci-dessous:

- Dans un environnement dérégulé, la compagnie de distribution est une entreprise axée sur la réalisation de bénéfice. Ainsi, dans la majorité des cas, l'entreprise tend à maximiser l'utilisation des installations actuelles et d'éviter des investissements redondants. D'autre part, une attention particulière est portée sur la réduction des coûts d'exploitation et de maintenance.
- Les clients sont devenus exigeants et demandent un niveau de fiabilité de plus en plus élevé. Ils sont prêts à payer certain tarif pour un certain niveau de fiabilité. Si la fiabilité était juste une mesure de performance du système, il est en train de devenir un facteur explicite dans le processus de planification.
- Les méthodes d'optimisation et de planification de réseaux, qui servent comme aide à la décision pour trouver rapidement les meilleures solutions, sont maintenant devenues aussi des aides pour justifier la nécessité de certains investissements et documenter le processus de planification pour les investisseurs et les opérateurs de régulation.

Les conditions pour lesquelles les réseaux ont été planifiés sont changées. La dérégulation du système électrique a introduit de nouveaux défis et de nouvelles technologies de production qui offrent de nouvelles possibilités de renforcement. Tous ces facteurs encouragent les efforts visant à améliorer les performances du réseau et, par conséquent, l'efficacité du processus de planification. En outre, l'accroissement des capacités de calcul et l'introduction de nouvelles méthodes puissantes d'optimisation offrent la possibilité de développer de nouveaux outils pour la planification des réseaux de

distribution. Donc, il est nécessaire d'examiner le rôle très important que la GED puisse jouer dans la planification des réseaux de distribution dans les années à venir.

L'intégration de la GED dans les réseaux de distribution peut apporter une solution à l'accroissement de la demande d'énergie électrique. Son insertion à des endroits stratégiques du réseau de distribution, peut nous faire éviter l'achat et l'installation de nouvel équipement, comme les lignes et les transformateurs, pour les réseaux de transport ou de distribution, jusqu'à la prochaine évaluation des besoins. Elle peut être utilisée comme une option dans la planification des réseaux de distribution appelés à se développer dans le futur. Elle permet, en outre, de réduire les pertes d'énergie et d'améliorer la qualité de service et la fiabilité du système. Elle contribue également à l'amélioration de la congestion dans les lignes des réseaux de distribution. Elle peut également servir pour satisfaire aux besoins locaux en charge ou surcharge et, de ce fait, réduire le coût de transport et de distribution.

2.5. PLANIFICATION MODERNE DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

L'objectif de la planification moderne de réseaux de distribution est de répondre à la croissance de la demande de charge de façon optimale tout en satisfaisant les critères de fonctionnement du réseau par l'ajout de nouvelles installations et / ou l'insertion de la GED dans le réseau de distribution. Cependant, l'introduction de la GED comme une alternative de planification de réseau de distribution fait multiplier le nombre de décisions du problème de planification. En plus des décisions du problème de la planification traditionnelle du réseau de distribution présentées en figure 2.1, de nouvelles décisions doivent être prises en considération, à savoir l'intégration optimale de la GED pour répondre à la croissance de la charge locale.

Les contraintes du nouveau modèle de planification de réseau de distribution avec l'option d'intégration de la GED sont illustrées en figure 2.3. Les nouvelles contraintes ajoutées au modèle traditionnel sont:

- Les contraintes de capacité, tel que la contrainte de capacité totale de la GED installée,
- Contraintes économiques, tel que la contrainte du budget disponible,
- Les contraintes d'incertitude telles que: la contrainte du temps ou du cycle d'exploitation de la GED et la contrainte des prix fluctuants du marché de l'électricité et du gaz,

- Les contraintes de fonctionnement du système, telle que la contrainte anti-îlotage.

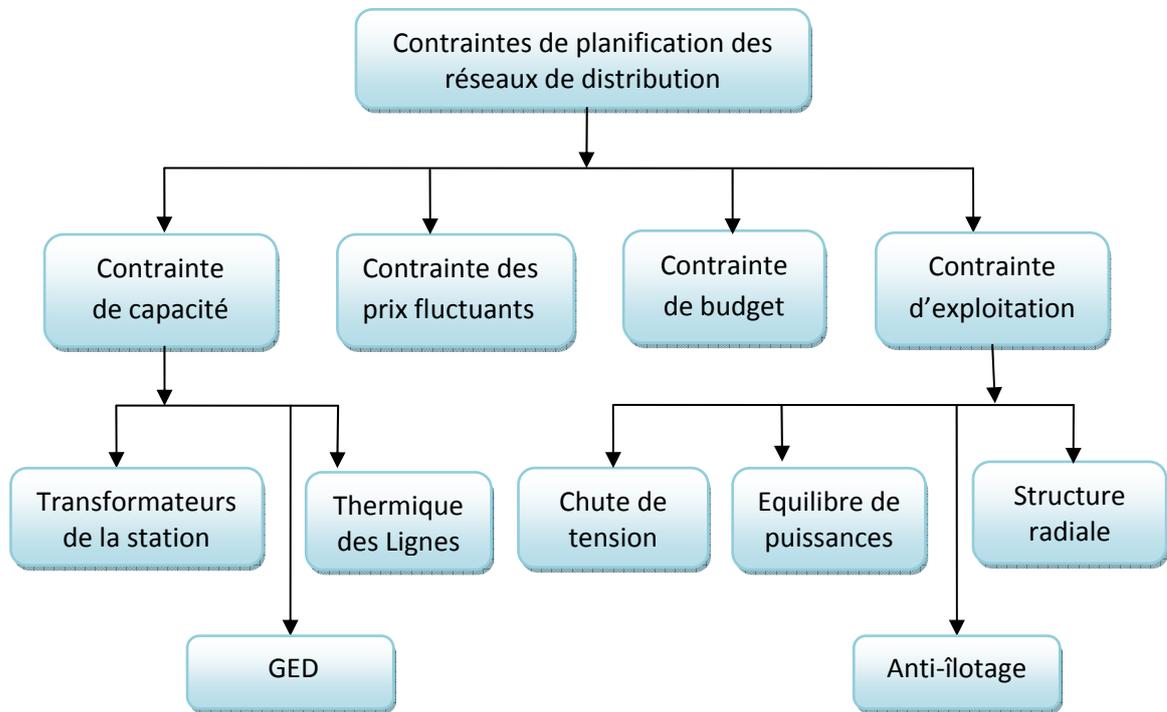


Figure 2.3 : Nouvelles contraintes de planification des réseaux de distribution

2.6. MODELE GENERIQUE DE PLANIFICATION DE RESEAUX DE DISTRIBUTION

La tâche de planification des réseaux de distribution est un problème d'optimisation et la solution optimale dépend des objectifs de la planification qui varient considérablement d'un utilitaire à un autre et d'un plan à un autre au sein du même utilitaire. Cependant, il est possible de formuler, de manière générale, les objectifs communs du problème de planification des réseaux de distribution en termes d'attributs qui doivent être optimisés. La figure 2.4 présente la plupart des objectifs de planification des réseaux de distribution. Les rectangles en grise contiennent les objectifs proposés pour être utilisés dans le cadre de ce travail de thèse. Il s'agit des trois objectifs suivants:

- *Le coût de pertes d'énergie*: calculé durant toute la période de planification pour les différentes conditions de charge,
- *Le coût total d'investissement*: le cout d'investissement et le cout d'exploitation et de maintenance (O & M) sont combinés en une fonction objectif,
- *Le coût de la fiabilité*: le coût d'énergie non-distribuée ou le coût d'interruption des clients est utilisé selon les informations disponibles.

Cependant, la planification ne se limite pas à des objectifs économiques. D'autres objectifs de planification peuvent être utilisés comme, par exemple, chercher un approvisionnement en énergie propre en minimisant les émissions des gaz de réchauffement climatique.

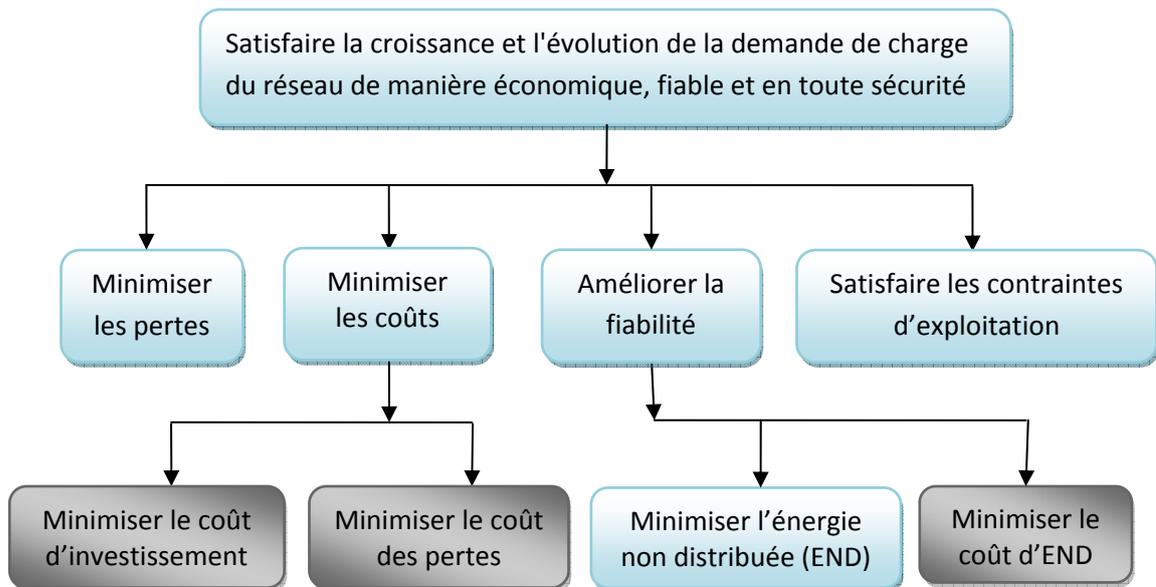


Figure 2.4 : Hiérarchie des objectifs de planification des réseaux de distribution

Quant aux contraintes du problème de planification, elles sont aussi importantes que les objectifs. Mathématiquement, les contraintes sont de deux types : contrainte de type égalité et contrainte de type inégalité. Dans la planification des réseaux électriques, les contraintes de type égalité sont déterminées par les équations d'écoulement des puissances. Les contraintes de type inégalité sont définies par les limites techniques de fonctionnement des équipements du réseau. Les contraintes techniques couramment considérées sont les écarts maximal et minimal de la tension aux nœuds, les capacités thermiques maximales des lignes et la capacité maximale de la sous-station. En outre, des limites concernant la capacité de la GED sont imposées pour tenir compte de la disponibilité des ressources d'énergie et des restrictions techniques de connexion et des conditions de fonctionnement.

Un modèle générique de planification de réseaux de distribution dans un environnement dérégulé, est donné au tableau 2.2. Ce modèle générique constitue la base de la plupart des recherches récentes dans le domaine de la planification des réseaux électriques de distribution.

Tableau 2.2 : Modèle générique de planification de réseaux de distribution

Fonctions Objectifs (divers combinaisons de) :

- Coût actualisé d'installation de nouvelles lignes ou de mise à jour des lignes existantes,
 - Coût actualisé d'installation de nouvelles stations ou de mise à jour des stations existantes,
 - Coût actualisé d'installation de nouvelles unités de GED ou de mise à jour de la capacité de la GED existante,
 - Coût actualisé de l'énergie achetée du réseau,
 - Coût actualisé d'énergie fournie par la GED,
 - Coût actualisé des pertes d'énergie,
 - Coût actualisé d'énergie non distribuée.
-

Contraintes :

- Chutes de tension admissibles du réseau,
 - Capacités thermiques limites des lignes,
 - Equilibre des puissances générées, consommées et les pertes,
 - Capacité limite des stations,
 - Capacité limite de la GED.
-

Décisions:

- Lignes: emplacements (nouvelles), capacités et dates d'installation,
 - Stations de distribution: emplacements (nouvelles), capacités et dates d'installation,
 - DG: emplacements, capacités, nombre, types et dates d'installation.
-

2.7. PLANIFICATION DU RESEAU DE DISTRIBUTION DANS LA LITTERATURE

Dans cette section, nous allons présenter une revue générale des travaux publiés dans la littérature concernant le problème de planification des réseaux de distribution. Cette revue de littérature est divisée en deux domaines thématiques. Le premier discute les problèmes de planification liés à la planification traditionnelle des réseaux de distribution. Le deuxième présente une revue de littérature de la planification moderne des réseaux de distribution où la GED joue un rôle essentiel.

2.7.1. REVUE SUR LA PLANIFICATION TRADITIONNELLE

Dans cette sous-section, nous allons discuter brièvement les modèles présentés dans la littérature concernant le problème de planification traditionnelle des réseaux de distribution. Les premiers modèles avaient tendance à être simple à cause du manque d'algorithmes de résolution puissants et de la faible capacité de calcul disponible. Ils se sont concentrés sur le problème initial des réseaux de distribution causé principalement par l'augmentation de la charge et la qualité d'énergie délivrée aux consommateurs. Les soucis sont orientés vers la minimisation des coûts d'investissement et le respect des contraintes techniques du réseau et la qualité de service.

En raison de sa grande taille, le problème de planification du réseau de distribution est initialement subdivisé en deux sous-problèmes :

- le sous-problème de dimensionnement et d'emplacement optimaux des stations de distribution HTB/HTA [31-36], [40], [42].
- le sous-problème de dimensionnement et d'emplacement des départs HTA [32], [37], [44].

Au fil des années, beaucoup d'efforts ont été consacrés pour le développement de méthodes de planification des réseaux de distribution. Plusieurs techniques ont été proposées dans ce contexte [41], [47-50], [52-54], [59]. Ces techniques ont été évoluées conjointement avec le développement des méthodes d'optimisation et l'augmentation des capacités de calcul. Des techniques d'optimisation différentes ont été d'abord appliquées uniquement à la simplification des modèles. Beaucoup d'efforts de recherche ont été, ensuite, faits pour inclure plus de détails dans ces modèles.

Les travaux de recherche sur la planification traditionnelle des réseaux de distribution avant l'année 2000 ont été revus dans la référence [46]. L'approche globale de ces recherches antérieures est divisée en deux catégories distinctes :

- les modèles statiques (à une seule étape),
- les modèles dynamiques (à plusieurs étapes).

Initialement, la plupart des modèles présentés étaient de type statique [41], [55], [57]. Plusieurs modèles dynamiques, [48], [51] [56] ou pseudo-dynamique [54], [58] ont été, ensuite, introduits.

Dans les modèles statiques, la demande d'énergie est supposée invariante au cours de la période de planification. Il n'est pas donc nécessaire, dans ces modèles statiques, d'étudier les changements possibles dans les installations de sous-stations et les départs MT pendant la période de planification. Habituellement, la période de planification considérée, dans ces modèles statiques, est d'un an [34-35], [37-39], [41], [43], [45].

Dans les modèles à plusieurs étapes, on distingue : les modèles pseudo dynamiques et les modèles dynamique. Les modèles pseudo-dynamiques consistent à subdiviser le problème de planification en des sous-problèmes. Chaque sous-problème correspond à une étape de la planification. Les sorties d'un sous-problème sont prises comme entrées du sous-problème suivant avec un accroissement de charge. Les décisions prises lors d'une étape ne peuvent pas être modifiées par la suite. Les solutions optimales de ces sous-problèmes pourraient constituer une solution sub-optimale de l'ensemble du problème de planification. Quant aux modèles dynamiques, la résolution du problème de planification est effectuée en une seule procédure. Le seul inconvénient que présentent les modèles dynamique est qu'ils ne s'appliquent qu'aux problèmes de planification de réseaux de petite taille. La méthode exige un très gros effort de calcul pour les problèmes de grande dimension.

2.7.2. REVUE SUR LA PLANIFICATION MODERNE

Au cours des quinze dernières années, diverses approches ont été proposées pour résoudre le problème de planification de la GED dans les réseaux de distribution. Ces approches diffèrent dans les objectifs, les contraintes et les variables de décision considérés. Néanmoins, Elles se sont tous inscrites dans le cadre de la définition générale de la planification de la GED: pour trouver les emplacements et les tailles optimaux et le type de la GED afin d'atteindre un ou plusieurs objectifs, sous réserve d'un ensemble de contraintes.

Narayan et al. [59] sont les premières qui ont montré la nécessité de développer des méthodes pour déterminer les connexions optimales de la GED. Ils proposent une méthode numérique itérative à base de programmation non linéaire pour trouver les meilleures tailles de la GED dans des endroits prédéfinis du réseau de distribution. L'objectif était de minimiser les pertes du réseau soumis à une connexion maximale de la GED. Ils ont conclu qu'une grande réduction de pertes peut être obtenue avec des petites pénétrations de la GED. Cette approche est critiquée par Kim et al. [60] qui proposent une méthode à base d'algorithme génétique pour trouver les capacités optimales des unités de la GED à des nœuds prédéfinis d'un réseau maillé. Ils ont montré que l'algorithme génétique peut trouver des meilleures

solutions. Cependant, ils ne tiennent pas compte de la nature dynamique de la GED et de la demande dans cette approche. Ils ne considèrent qu'un seul niveau de la demande (demande maximale).

Haesen et al. [69] ont proposé d'utiliser un algorithme génétique pour trouver les emplacements optimaux de la GED dans un réseau de distribution résidentielle. Ils considèrent la variation de la charge et de la GED pour minimiser les pertes sur une période de 24 heures. Les contraintes de tension sont considérées comme une pénalité dans la fonction objectif.

Wang et al. [66] proposent une méthode analytique pour trouver le meilleur emplacement d'une seule unité de GED de taille fixe. Dans cette approche, les pertes sont réduites au minimum pendant que le système est maintenu dans les limites de tension. Un avantage de l'approche proposée est qu'elle tienne compte de la variation de la charge et de la GED dans le temps tant pour les réseaux de structure radiale que les réseaux maillés.

De même, Acharya et al. [72] proposent une approche analytique pour optimiser non seulement l'emplacement, mais aussi la taille d'une unité unique de GED. L'approche utilise une formule exacte des pertes. Pourtant, cette analyse est basée sur la demande maximale. Par conséquent, la quantification des pertes est encore imprécise, même en utilisant une formule exacte des pertes, parce que la charge varie avec le temps. L'avantage de telle méthode est qu'elle n'est pas itérative. Par conséquent, le problème de convergence ne se pose pas pour cette méthode et une solution rapide peut être obtenue [66]. Cependant, cette approche ne peut être utilisée que pour un nombre petit d'unités de GED. Par conséquent, son application pour plusieurs types de GED reste limitée.

Borges et al. [73] affirment que la minimisation des pertes par la GED est généralement un problème de coût et bénéfice. Il propose un algorithme génétique pour trouver les meilleurs emplacements et les tailles optimales de la GED afin de maximiser un indice coût-bénéfice. Cet indice est calculé comme étant le rapport du coût de réduction des pertes par rapport au coût annuel de l'installation et de maintenance de la GED. Les emplacements et tailles de la DG sont optimisés à partir d'une liste de solutions proposées. Les contraintes de tension sont prises en compte pour obtenir la meilleure solution avec un indice minimal de fiabilité. Cependant, les pertes sont calculées pour un seul niveau de charge (demande maximale). Par conséquent, la quantification de la réduction des pertes ne sont pas toujours exactes, en particulier lorsque le facteur de charge est faible et le facteur de capacité de la

GED est grand, ou lorsqu'il n'y a pas de coïncidence entre la production de la GED et de la demande. Dans ces cas, la solution trouvée par l'algorithme est sous-optimale.

Le problème est abordé sous un angle différent par Le et al. [74] qui proposent un algorithme de programmation quadratique séquentielle pour maximiser le bénéfice monétaire de la réduction des pertes. En plus des contraintes de tension, ils considèrent le nombre, la taille des unités de la GED et le niveau de pénétration maximale de la GED comme des contraintes. Bien que l'approche tienne compte de la variation de la charge et qu'elle peut gérer différents type de GED, elle permet d'optimiser qu'un seul type de GED à un moment donné. En outre, la technique est efficace pour optimiser un nombre limité de GED. Toutefois, lorsque le nombre d'unités est grand, le nombre d'itérations requises par la programmation quadratique séquentielle pour analyser toutes les combinaisons possibles devient extrêmement grand.

Dugan et al. [61] étendent les concepts de la planification traditionnelle des réseaux de distribution pour la planification de La GED. Dans cette publication, la GED est considérée comme une option d'investissement pour les planificateurs de réseaux de distribution où une analyse de minimisation du coût total est utilisée pour trouver le meilleur plan d'investissement de GED. Dans cette approche, tous les attributs (les pertes, l'énergie non distribuée, ...) sont convertis en des coûts. Les auteurs reconnaissent que les décisions de planification sont affectées de manière significative par la façon avec laquelle les coûts sont inclus dans l'analyse. Ainsi, une analyse minutieuse de tous les attributs pertinents est nécessaire.

EI-Khattam et al. [70] considèrent la GED comme une option d'investissement pour le GRD. Ils proposent l'utilisation d'une technique d'optimisation non linéaire mixte entière pour trouver les meilleures tailles et les meilleurs sites des unités de la GED afin de minimiser le coût total qui comprend: le coût de la GED, le coût des investissements de renforcement, le coût d'O & M, le coût des pertes et le coût de l'énergie achetée à partir du système de transmission. Dans cette analyse la GED est supposée toujours disponible et ne varie pas avec le temps en relation avec la charge. Par conséquent, la quantification de coût des attributs qui dépendent de la variabilité de la GED n'est pas précise.

Teng et al. [75] utilisent une perspective légèrement différente: la planification basée sur la valeur. Le ratio des bénéfices par rapport aux coûts est maximisé au moyen d'un algorithme génétique qui optimise les emplacements et les types de la GED à partir d'une liste prédéfinie d'investissements possibles. L'indice coût-bénéfice, utilisé comme fonction

objectif, comprend les bénéfices reçus par l'utilitaire et ses clients et les frais d'installation, d'exploitation et de maintenance de la GED. Les bénéfices pris en compte sont la réduction du coût d'énergie, la réduction du coût des pertes et la réduction du coût d'interruption de la clientèle. Bien que certaines contraintes qui devraient être incluses soient mentionnées, il n'y a aucune indication explicite concernant la variabilité de la charge et de la GED.

Celli et al. [62] proposent l'utilisation d'un algorithme génétique pour trouver les meilleurs emplacements et les tailles optimales des unités de la GED. La fonction objective considérée est la minimisation du coût total des renforcements et d'exploitation du réseau et des pertes d'énergie. Certaines contraintes du réseau sont incluses. L'analyse considère la charge de pointe. Un facteur d'utilisation de pertes d'énergie est utilisé pour corriger la valeur des pertes pendant la charge de pointe pour donner une meilleure approximation du coût réel. Cependant, l'analyse ne tient pas compte du coût d'installation et d'exploitation de la GED. Par conséquent, la solution trouvée par l'algorithme est sous-optimale.

Harrison et Wallace [64], [68] utilisent un Optimale Power Flow (OPF) pour maximiser la capacité totale de la GED installée dans des endroits prédéfinis sans avoir violé les contraintes ni renforcé le réseau. Ils ont également utilisé cette approche d'OPF [77] pour évaluer les incitations offertes aux GRD et aux propriétaires de GED pour la réduction des pertes et le report des renforcements. Deux fonctions objectives différentes sont considérées pour maximiser à la fois les bénéfices du GRD et les bénéfices des propriétaires de GED. Une formulation multi-objectif basé sur la méthode de ε -contraintes est utilisée. Les auteurs montrent que les GRD et les propriétaires de la GED ont des objectifs contradictoires et qu'une formulation multi-objectifs puisse effectivement reproduire différents points de vue concernant le problème de planification de la GED. La limitation de cette approche proposée est que la GED est considérée comme une source d'énergie fonctionnant en permanence à la puissance nominale. Ce qui exclut la GED à base d'énergie renouvelable où la production varie dans le temps.

Harrison et al. [76] ont adapté l'approche d'OPF pour optimiser simultanément les emplacements et les tailles de la GED. Une technique hybride d'algorithme génétique et d'OPF est proposée pour maximiser la capacité totale de la GED installée. L'algorithme génétique est utilisé pour sélectionner les meilleurs emplacements de la GED. L'approche d'OPF est utilisée pour déterminer la capacité maximale des unités de la GED connectées aux emplacements sélectionnés. Cette approche hybride est également appliquée dans [79]

pour maximiser les bénéfices du GRD sans prendre en considération la variabilité de la charge et de la GED

Keane et al. [71] explorent un problème similaire: la maximisation de la capacité totale de la GED installée sous les contraintes du réseau. Un algorithme de programmation linéaire est utilisé pour trouver la capacité maximale de la GED installée sans violation de contraintes. En plus des contraintes usuelles de tension, de courant de ligne et de court-circuit, une contrainte de ressources d'énergie est ajoutée pour chaque nœud du réseau. Un inconvénient du problème de linéarisation est que la solution optimale pourrait effectivement être sous-optimale ou même infaisable si des gammes inappropriées de capacités de GED sont utilisées pour déterminer les équations linéaires dans la formulation du problème d'optimisation.

Keane et al. [78] ont également présenté un algorithme itératif de programmation linéaire pour maximiser la capacité d'installation de la GED et minimiser, en même temps, les violations de la contrainte de tension. Un indice de coût-bénéfice, défini par le rapport d'énergie produite par la GED sur le coût d'installation, est proposé comme fonction objectif. Cette fonction objectif contient de plus un facteur de sensibilité de tension pour chaque nœud du réseau qui reflète la montée de tension provoquée par les injections de puissance dans les autres nœuds. Ainsi, l'énergie est maximisée alors que le coût de connexion et la montée en tension sont minimisés. D'autres contraintes, telles que les limites thermiques des lignes et les limites des courants de court-circuit, sont explicitement considérées dans le problème d'optimisation. La variabilité dans le temps de la GED est également considérée.

Celli et al. [65] ont présenté l'un des premiers travaux qui abordent la formulation multi-objectifs de planification de la DG. Ils proposaient de minimiser simultanément les coûts de renforcement, des pertes et d'énergie non distribuée et un indice de distorsion harmonique. Ils utilisaient la méthode de ε -contraintes pour formuler le problème et l'algorithme génétique pour trouver les meilleurs emplacements et les meilleures tailles de la GED. Les contraintes de tension aux nœuds, de courant des lignes et de court-circuit sont considérées dans cette formulation. Ce travail a été ensuite amélioré et publié dans [67]. Dans cette version améliorée, la fonction objectif est évaluée au moyen d'un écoulement de charges probabiliste précédemment développé dans [63]. Dans un travail récent [80], Celli et al. ont utilisé un algorithme évolutionnaire multi-objectif (NSGA-II). Dans cette nouvelle approche, les auteurs fournissent une formulation complète du problème de planification de GED en incluant les

objectifs techniques, économiques et environnementaux. De plus, la variabilité dans le temps de la GED et de la charge a été traitée de façon probabiliste.

2.8. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté le concept général de la planification des réseaux de distribution. Nous avons d'abord expliqué les différentes étapes de la planification du système électrique à savoir: la définition du problème de planification et ces limites, la détermination des objectifs, l'identification et l'évaluation des alternatives et la sélection des meilleures alternatives. Puis nous avons exposé les objectifs, les contraintes et les décisions de la planification traditionnelle des réseaux de distribution. Ensuite, nous avons abordé le concept de la planification dans le cadre de la dérégulation et l'intégration de la GED dans les réseaux de distribution. Des nouveaux objectifs et nouvelles contraintes et variables de décision sont, donc, ajoutés au modèle traditionnel pour développer un nouveau modèle de planification moderne de réseaux de distribution qui tient compte de la présence de la GED. Une revue de littérature concernant les modèles de planification traditionnelles et moderne est présentée en fin de ce chapitre. Dans les chapitres 3 et 4, nous allons aborder respectivement les algorithmes d'évaluations des critères et attributs de la planification des réseaux de distribution et les méthodes d'optimisation utilisées.

CHAPITRE 3

OUTILS D'ANALYSE ET D'EVALUATION DES CRITERES ET ATTRIBUTS DE LA PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION

3.1. INTRODUCTION

Comme il a été mentionné au chapitre 2, le processus de planification des réseaux électriques de distribution consiste à identifier les alternatives de planification, les évaluer par rapport aux critères et attributs souhaités et sélectionner la meilleure alternative. Les critères et les attributs sont définis en fonction du problème de planification. Les critères sont les exigences et les contraintes que doivent satisfaire le problème de planification alors que les attributs sont les qualités qui doivent être optimisées.

Dans ce chapitre, nous présentons les outils de modélisation et d'analyse nécessaires pour l'évaluation des critères et des attributs de planification des réseaux de distribution. Nous commençons d'abord par la modélisation des éléments du réseau électrique de distribution notamment les lignes de distribution et les unités de GED. Nous donnons une importance particulière au problème de variations de la charge en fonction du temps. Puis, nous exposons le problème d'écoulement de puissances dans les réseaux électriques de distribution et l'algorithme de résolution spécifique pour ce type de réseaux. Une méthode de reconfiguration de réseaux de distribution pour réduire les pertes actives basée sur un calcul itératif de répartition de charges est proposée dans ce contexte pour être utilisée comme un outil d'aide à la planification. Nous avons ensuite présenté le concept, les indices et la méthode d'évaluation du critère de fiabilité dans les réseaux électriques de distribution. Nous avons également présenté le concept de la valeur actualisée pour évaluer les coûts d'investissement à des dates différentes de la période de planification. Finalement, un

réseau de distribution standard proposé pour l'étude et la planification est décrit et analysé par ces algorithmes d'évaluation proposés.

3.2. MODELISATION DES ELEMENTS DU RESEAU DE DISTRIBUTION

En générale, la planification des réseaux électriques de distribution nécessite moins de détails dans la modélisation des éléments de ces réseaux. Les longueurs relativement courtes des lignes de distribution permettent de négliger leurs capacités et de les représenter simplement par des impédances séries. Les transformateurs peuvent être représentés par des impédances shunt et série. Les petits transformateurs de distribution ont une résistance série plus grande que la réactance, tandis que les transformateurs de puissance plus importants ont une résistance négligeable par rapport à la réactance. Les condensateurs peuvent être modélisés comme des charges négatives purement réactives.

Les unités de GED connectées au réseau de distribution peuvent être modélisées par un modèle PV ou PQ. Le modèle PV représente une GED comme une source qui délivre de la puissance à une tension spécifique. Tandis que le modèle PQ de la GED fournit de la puissance indépendamment de la tension du nœud. C'est ce dernier modèle de représentation de GED qui est adopté dans ce travail. Une telle source est modélisée sous forme d'une charge négative qui fournit de la puissance active et réactive au réseau de distribution.

3.3. REPRESENTATION ET MODELISATION DE LA CHARGE

La charge est le paramètre constamment variable le plus incertain. Pendant un an, la charge peut varier considérablement d'une saison à une saison, d'un jour à l'autre et d'une heure à l'autre. Elle est le paramètre le plus sensible qui peut affecter la solution du problème de planification des réseaux de distribution. Comme nous l'avons vu au chapitre 2, la plupart des études de planification des réseaux de distribution présentées dans la littérature suppose un modèle de charge constante. Les décisions et les résultats basés sur cette hypothèse ne sont pas techniquement réalisables pour les systèmes réels de distribution où la charge n'est pas constante.

3.3.1 MODELE DE CHARGE VARIABLE

Le profil détaillé de la charge des consommateurs varie selon le type de consommateurs, l'heure de la journée, le jour de la semaine et la semaine de l'année. La courbe de charge change également de façon aléatoire pour des consommateurs similaires

connectés au même endroit à un moment donné. Ces facteurs rendent très difficile de développer un modèle de charge universelle pour tous les consommateurs.

Heureusement, les courbes générales de charge des consommateurs qui appartiennent au même secteur sont assez semblables. Un modèle détaillé de charge pour un consommateur spécifique dans un système spécifique peut être développé sur la base de la combinaison d'un profil général de charge avec les données disponibles et les hypothèses réalistes.

Le niveau de charge pour certains systèmes est relativement constant au cours de certains intervalles de temps. Pour certains d'autres, il varie d'une heure à une autre, d'une minute à une autre et d'une seconde à l'autre pendant la journée. Dans la pratique, Il ne serait pas réaliste de représenter les variations de la charge seconde par seconde. Le profil de charge utilisé dans la pratique est la courbe horaire de charge.

3.3.2. MODELE PERIODIQUE DE CHARGE CONSTANTE

La consommation d'énergie d'une charge constante périodique est relativement constante au cours d'une période de quelques heures avec une variation qui dépend très peu des conditions météorologiques. La demande d'énergie électrique est assez stable de jour en jour et de saison en saison. Le niveau de charge change de manière significative une, deux ou trois fois au plus au cours des 24 heures. Par exemple, la courbe de charge horaire typique avec trois niveaux différents de consommation peut ressembler à celle représentée sur la Fig. 5. 1 [81]. Les grands utilisateurs et de nombreux clients industriels appartiennent à cette classe périodique de charge constante.

Afin de réduire le nombre de variables, le modèle périodique de charge constante est proposé pour être utilisé dans le problème de planification des réseaux de distribution qui sera développé au chapitre 5. Les variations de charge journalière sont modélisées comme une courbe de charge à trois niveaux: haut, moyen et bas [81] (voir Fig. 5.1). Les puissances actives et réactives pendant chaque niveau de la demande nd sont calculées par :

$$P_{nd}^D = P_{base}^D \cdot D_{nd} \quad (3-1)$$

$$Q_{nd}^D = Q_{base}^D \cdot D_{nd} \quad (3-2)$$

où, P_{base}^D , Q_{base}^D et D_{nd} sont respectivement les demandes active et réactive de base et le facteur de niveau de charge.

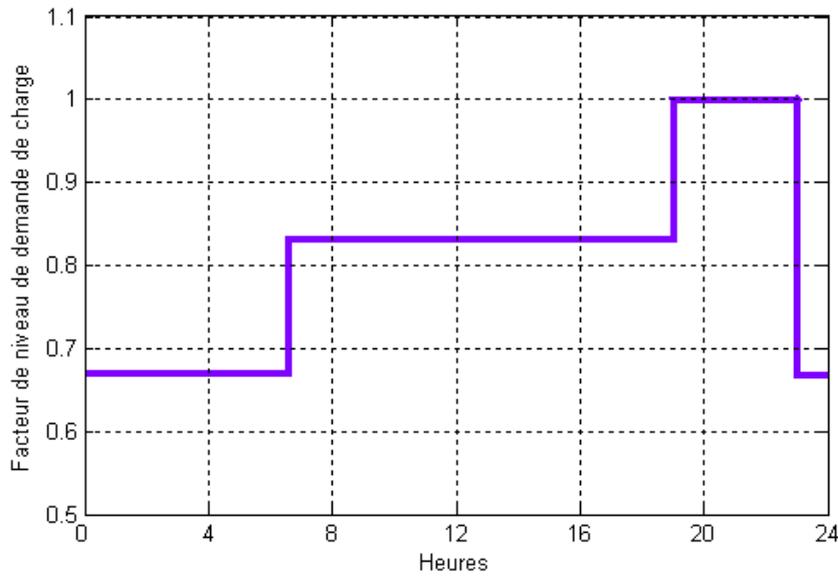


Figure 3.1 Courbe de charges à trois niveaux

3.3.3 MODELE DE VARIATION DE PRIX D'ENERGIE

Le prix d'énergie électrique achetée des stations de transformation est déterminé de manière compétitive dans un environnement de marché libre. Il est variable et dépend du niveau de demande de la charge. Sans perdre de généralité, on suppose que le prix d'énergie d'électricité PE_{nd} à chaque niveau de la demande nd peut être déterminé par la relation [81]:

$$PE_{nd} = PE_{base} \times FPN_{nd} \quad (3-3)$$

où le prix de base PE_{base} et les facteurs de prix de niveaux FPN_{nd} sont supposés être connus.

3.4. MODELE DE CALCUL DE REPARTITION DE CHARGES

3.4.1. LE MODELE AC DE CALCUL DE REPARTITION DE CHARGES

Les calculs de répartition de charges ou d'écoulement de puissances dans un problème de planification de réseau électrique sont nécessaires pour évaluer les pertes d'énergie pour les différents états du réseau qui peuvent se présenter et vérifier si ces états respectent les contraintes d'exploitation du réseau. La principale caractéristique de calcul de répartition de charges dans un problème de planification de réseau est qu'il se répète des milliers de fois surtout pour les algorithmes évolutionnaires que nous utiliserons

ultérieurement dans ce travail. L'utilisation d'un algorithme de calcul de répartition de charges précis et rapide est nécessaire pour achever cette tâche.

L'état du réseau peut être défini si les tensions (amplitudes et phases) à tous les nœuds du réseau sont connues. Ces tensions peuvent être obtenues par la résolution du système d'équations de répartition de charges donné par les relations (3-4) et (3-5).

$$P_i = \sum_{k=1}^{N_n} P_{ik} = V_i \sum_{k=1}^{N_n} V_k \cdot (G_{ik} \cdot \cos\delta_{ik} + B_{ik} \cdot \sin\delta_{ik}) \quad (3-4)$$

$$Q_i = \sum_{k=1}^{N_n} Q_{ik} = V_i \sum_{k=1}^{N_n} V_k \cdot (G_{ik} \cdot \sin\delta_{ik} - B_{ik} \cdot \cos\delta_{ik}) \quad (3-5)$$

où V_i est la tension au nœud i , δ_{ik} est l'angle entre les vecteurs de tension V_i et V_k , N_n est le nombre total de nœuds du réseau, P_i et Q_i sont respectivement les puissances active et réactive nettes injectées au nœud i , G_{ik} et B_{ik} sont les parties réelles et imaginaires de la matrice admittance du réseau.

Cependant, les réseaux de distribution ont certaines caractéristiques en comparaison avec les réseaux de transport. Ils sont caractérisés par :

- une structure radiale,
- un rapport R / X élevé,
- des charges déséquilibrées,
- et de génération d'énergie dispersée.

De nombreux algorithmes développés spécialement pour le calcul de répartition de charges dans les réseaux de distribution sont disponibles dans la littérature [83], [87]. Le plus populaire est l'algorithme de balayage avant et arrière (Backward and forward sweep algorithm) [82] qui sera présenté dans la section suivante.

3.4.2. ALGORITHME DE BALAYAGE AVANT ET ARRIERE

Au cours des dernières décennies, diverses approches basées sur l'algorithme de balayage avant et arrière ont été développées dans la littérature [84-86] dans le but d'accélérer le calcul de répartition de charges dans les réseaux de distribution et d'obtenir une bonne convergence. En évitant la résolution simultanée des systèmes d'équations et l'utilisation des matrices de grandes dimensions, l'algorithme de balayage présente l'avantage d'utiliser moins d'effort de calcul et de temps en comparaison avec les méthodes de Newton-Raphson et Gauss-Seidel.

Dans cette section, nous allons expliquer le principe de l'algorithme de balayage avant et arrière. C'est un algorithme itératif de calcul de courants de branches (lignes) et de tensions aux nœuds. A chaque itération, deux balayages : arrière et avant sont exécutés. Le balayage arrière consiste à calculer les courants dans les branches (les lignes du réseau) par l'utilisation de la première loi de Kirchhoff. Le balayage avant consiste à calculer les tensions aux nœuds du réseau à l'aide de calcul de chutes de tension le long des branches.

L'algorithme de balayage arrière et avant est simple, rapide et précis. Il s'exécute en trois étapes.

Etape 1: Calcul des courants d'injection:

Après avoir introduit les données du réseau et initialisé les tensions aux nœuds, La première étape consiste à calculer le courant injecté en chaque nœud en fonction de la puissance injectée et de la tension en ce nœud. Le courant complexe injecté en chaque nœud i est calculé en utilisant l'équation (3-6):

$$I_i^k = \left(\frac{S_i}{V_i^k} \right)^* \quad i = 1, 2, \dots, N_n \quad (3-6)$$

où S_i est la puissance complexe nette injectée au nœud i et V_i^k est la tension complexe au nœud i calculée à l'itération k . Le symbole * désigne le conjugué d'une grandeur complexe.

Etape 2: Balayage arrière:

Pendant la deuxième étape, un balayage arrière est effectué depuis les nœuds extrêmes du réseau jusqu'au nœud source pour calculer les courants de branches par sommation des courants aux différents nœuds du réseau. Le courant J_j^k dans la branche j est calculé en utilisant l'équation (3-7):

$$J_j^k = -I_i^k + \sum J_i^k, \quad i = N_b, N_b - 1, \dots, 1 \quad (3-7)$$

où I_i^k est l'injection de courant au nœud i calculé à l'étape 1, $\sum J_i^k$ est la somme les courants des branches issues du nœud i .

Etape 3: Balayage avant:

Au cours de la troisième étape, un balayage avant est effectué depuis le nœud source jusqu'aux nœuds extrêmes du réseau pour calculer les tensions aux nœuds au moyen de calcul de la chute tension aux bornes de chaque branche.

$$V_{jr}^k = V_{js}^k - Z_j \cdot J_j^k, \quad j = 1, 2, \dots, N_b \quad (3-8)$$

où js , jr et Z_j désignent respectivement le début, la fin et l'impédance série de la branche j .

L'organigramme de l'algorithme est décrit dans la figure 3.2.

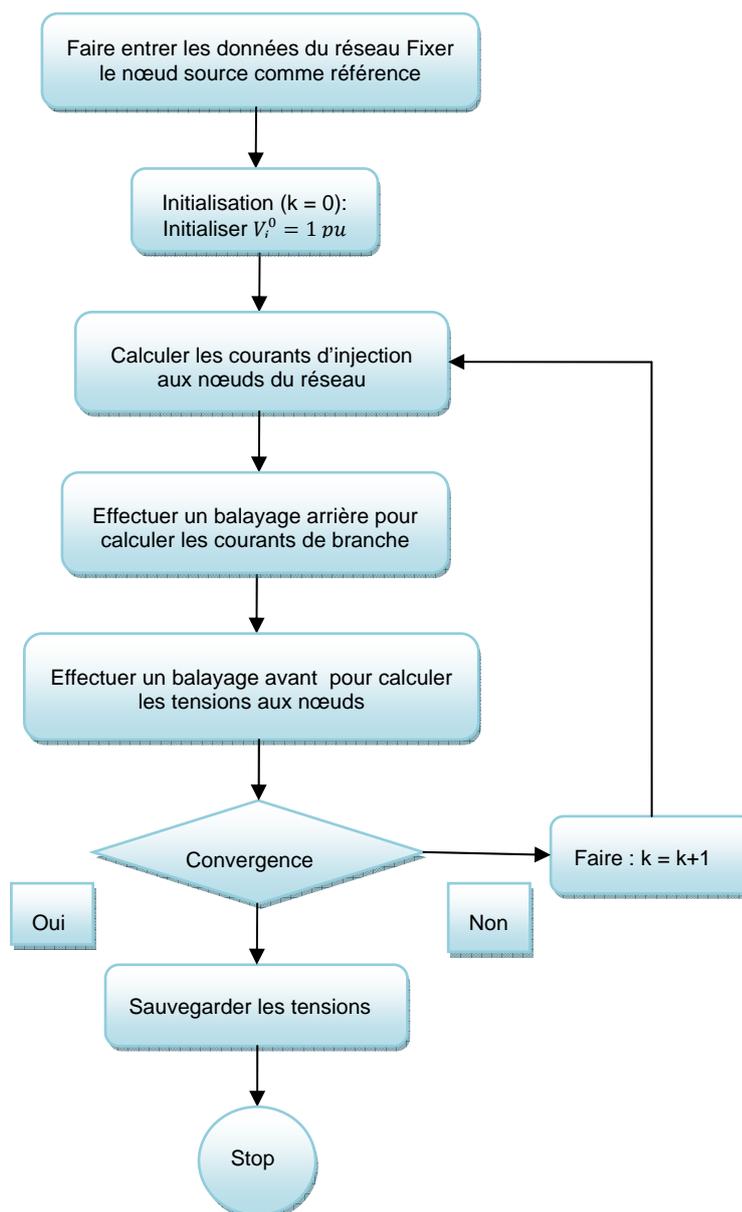


Figure 3.2 Organigramme de l'algorithme de balayage arrière / avant

Critère de convergence

Les trois étapes de l'algorithme se répètent jusqu'à la convergence. Les différences de tension aux nœuds dans des itérations successives sont utilisées comme critère de convergence pour arrêter le calcul itératif:

$$|V_i^{k+1} - V_i^k| < \varepsilon, \quad i = 1, 2, \dots, N_n \quad (3-9)$$

où ε représente la précision que l'on veut atteindre.

Les pertes active et réactive

Les pertes de puissances active et réactive dans les lignes du réseau sont calculées respectivement par les relations (3-10) et (3-11):

$$P_{Loss} = \sum_{j=1}^{N_b} R_j \cdot J_j^2 \quad (3-10)$$

$$Q_{Loss} = \sum_{j=1}^{N_b} X_j \cdot J_j^2 \quad (3-11)$$

3.5. RECONFIGURATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION POUR LA REDUCTION DES PERTES

Le réseau électrique de distribution est la partie la plus importante dans le système d'énergie électrique. Par conséquent, les pertes actives sont très importantes dans cette partie du système. La réduction de ces pertes peut être réalisée par reconfiguration (changement de topologie du réseau) à travers l'ouverture et la fermeture des différents dispositifs d'interruption installés dans ce réseau. Cette opération de reconfiguration de réseau ne réduit pas seulement les pertes, mais, elle améliore également le profil de tension et la fiabilité du système.

Plusieurs méthodes ont été proposées dans la littérature [90-94] pour résoudre le problème de réduction des pertes par la reconfiguration des réseaux de distribution. Merlin et Black [90] ont été les premiers qui avaient introduit le concept de reconfiguration des réseaux de distribution pour réduire les pertes actives. Ces méthodologies majoritairement heuristiques n'aboutissent pas à un minimum global. Par conséquent, il semble nécessaire de développer une méthode de reconfiguration heuristique simple, rapide et efficace pour

réduire les pertes actives. Dans cette perspective, nous avons proposé une méthode heuristique de reconfiguration pour la réduction des pertes actives dans les réseaux de distribution. Cette méthode proposée est basée sur le principe que les pertes actives sont plus minimales lorsque ces réseaux sont maillés par la fermeture des branches de bouclage et que l'ouverture des branches à minimum de courant ne conduit pas à une augmentation majeure dans ces pertes minimales. Dans ce qui suit, nous allons présenter la formulation du problème de reconfiguration des réseaux de distribution pour la réduction des pertes actives.

3.5.1. FORMULATION DU PROBLEME DE RECONFIGURATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Le processus de reconfiguration des réseaux électriques de distribution pour la réduction des pertes actives peut être considéré comme un problème d'optimisation. Sa formulation mathématique peut être représentée comme suit :

Minimiser

$$P_{loss} = \sum_{k=1}^{N_b} R_k \times I_k^2 \quad (3-10)$$

sous contraintes:

$$\begin{cases} P_i = P_{Gi} - P_{Di} = V_i \sum_{k=0}^{N_n} Y_{ik} V_k \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \\ Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = -V_i \sum_{k=0}^{N_n} Y_{ik} V_k \sin(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \end{cases} \quad (3-12)$$

$$V_{Min} \leq V_i \leq V_{Max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_n \quad (3-13)$$

$$I_k \leq I_{k,Max}, \quad k = 1, 2, \dots, N_b \quad (3-14)$$

$$S_t \leq 1.00 \cdot S_{t,nom} \quad (3-15)$$

$$\text{Structure radiale \& connectivité de toutes les charges} \quad (3-16)$$

Où, N_n est le nombre total de nœuds du réseau, N_b est le nombre total de branches, P_{loss} sont les pertes actives totales du réseau, R_k est la résistance de la branche k , I_k est l'intensité du courant dans la branche k , P_i , Q_i sont les injections active et réactive au nœud i , V_i , δ_i sont l'amplitude et la phase de la tension au nœud i , Y_{ik} , γ_{ik} sont l'amplitude et la phase de l'admittance de la branche entre les nœuds i et k , V_{Min} , V_{Max} sont respectivement les limites inférieure et supérieure des tensions aux nœuds du réseau, $I_{k,Max}$ est la limite

supérieure de intensité du courant dans la branche k , S_t est la puissance total absorbée par le réseau et $S_{s,nom}$ est la capacité nominale de la station.

L'équation (3-10) est la fonction objectif. Les équations (3-12), contraintes de type égalité, représentent les équations de répartition de charges. Les équations (3-13) et (3-14) représentent respectivement les contraintes de type inégalité de tension aux nœuds et de courants de branches. L'équation (3-15) représente la contrainte imposée pour le poste de transformation. L'équation (3-16) représente respectivement les contraintes d'arborescence et de connectivité à la source de toutes les charges.

3.5.2. EXPLICATION DE LA METHODOLOGIE

La méthode est exécutée en deux étapes. La première étape commence par un calcul de répartition de charges où tous les interrupteurs de bouclage sont fermés pour former un réseau maillé pour lequel les pertes actives sont les plus minimales. Les courants de branches sont ensuite calculés pour toutes les branches du réseau. Sur la base du principe que l'ouverture d'une branche à courant quasiment nul ne conduit pas à une augmentation significative des pertes actives, on fait identifier pour chaque maille un interrupteur parcouru par un courant minimal candidat à l'ouverture. Ces interrupteurs candidats à l'ouverture, qui doivent être choisis parmi ceux qui vérifient les contraintes d'arborescence du réseau et de connectivité des charges (3-16), sont ensuite classés dans un ordre décroissant sur la base de l'amplitude des courants qu'ils traversent.

Afin d'obtenir une première configuration radiale à minimum de pertes actives, on fait ouvrir à la fois tous les interrupteurs candidats à l'ouverture identifiés précédemment. Puis, on fait évaluer les pertes actives à la suite d'un deuxième calcul de répartition de charges. Certes, cette première opération de reconfiguration ne conduit pas à un minimum global de pertes actives. Pour se rapprocher davantage de cet optimum global, une opération de raffinement, qui réutilise le même principe de reconfiguration, est appliquée mais de manière individuelle à chaque interrupteur ouvert pendant la première étape.

A la deuxième étape, dite de raffinement, on fait fermer le premier interrupteur ouvert classé, puis, on exécute un calcul de répartition de charges pour calculer les courants de toutes les branches de la maille ainsi formée. Ensuite, on fait ouvrir l'interrupteur de la branche à courant minimal dans la maille en question. Il faut s'assurer que l'ouverture de cet interrupteur vérifie la contrainte (3-16), sinon il faut ouvrir à sa place un autre interrupteur à minimum de courant. Ce processus de fermeture et d'ouverture d'interrupteur et de calcul de répartition de charges est répété pour le reste des interrupteurs ouverts selon leur

classement. Il se peut que dans une itération quelconque, l'interrupteur fermé est parcouru par un courant minimal. Dans ce cas, il faut le garder ouvert. L'organigramme de cette méthode proposée est présenté par la figure 3.3

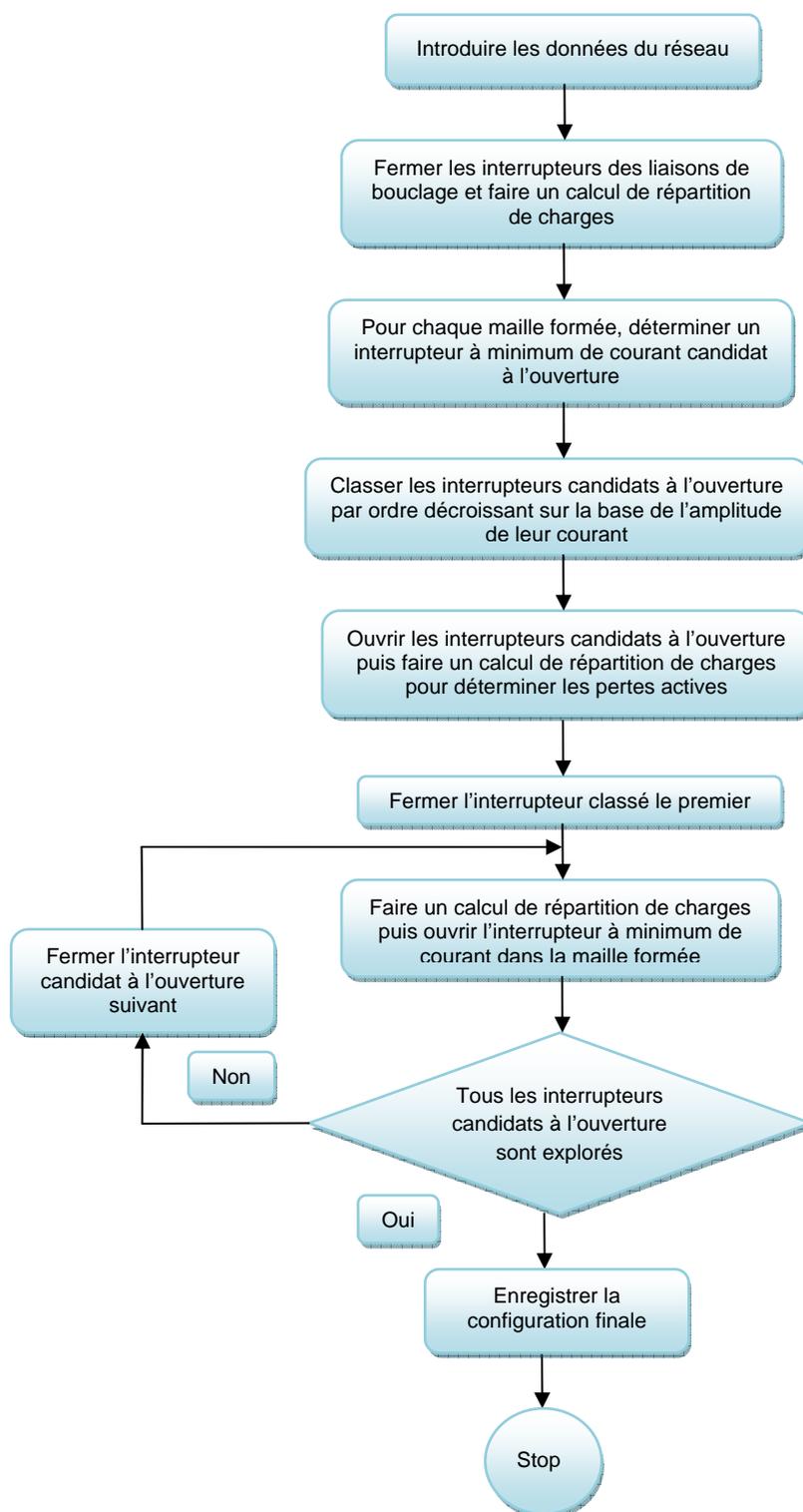


Figure 3-3: Organigramme de la méthode de reconfiguration proposée

Enfin, un dernier calcul de répartition de charges est exécuté pour calculer les pertes actives minimales. La configuration finalement obtenue est considérée comme optimale globale.

Qualifiée de rapide et précise, cette méthode de reconfiguration est utilisée, dans ce chapitre, comme outil d'analyse pour évaluer les capacités limites de charges du réseau de distribution proposée pour l'étude qui sera présenté ultérieurement en section 3.8.

3.6. EVALUATION DE LA FIABILITE POUR LA PLANIFICATION DES RESEAUX

Comme concept, la fiabilité est une des caractéristiques primordiales et une mesure spécifique qui décrit l'aptitude d'un système à remplir sa fonction. La fonction technique principale d'un système d'énergie électrique est de fournir de l'énergie électrique à ses clients. Cela était toujours une importante question du système d'énergie électrique et de son personnel qui cherche toujours de faire en sorte que les clients reçoivent une alimentation adéquate et sûre tout en respectant les contraintes économiques raisonnables.

L'adéquation du système signifie fondamentalement la disponibilité d'assez de capacités de production, de transport et de distribution pour répondre à la demande des clients. Alors que, la sécurité se rapporte à la capacité du système de réagir aux perturbations survenant dans le système. Par conséquent, l'évaluation de l'adéquation se rapporte aux conditions statiques, alors que l'évaluation de la sécurité se rapporte aux conditions dynamiques du système d'énergie électrique.

3.6.1. L'ANALYSE DE FIABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION

Il existe deux approches principales pour évaluer la fiabilité du système de distribution, à savoir la méthode de simulation de Monte Carlo basée sur des courbes de distributions statistiques et les méthodes analytiques basées sur la résolution des modèles mathématiques. Les techniques de Monte Carlo sont beaucoup consommateurs de temps de calcul en raison du grand nombre d'essais de simulation nécessaires afin d'obtenir des résultats plus précis. L'approche analytique se base sur des hypothèses concernant les distributions statistiques du taux de défaillance et du temps de réparation. La méthode habituelle d'évaluation des indices de fiabilité est une approche analytique basée sur l'évaluation des modes de défaillance et l'utilisation des équations pour les systèmes séries et parallèles.

Les indices communs utilisés pour l'évaluation de la fiabilité sont: le taux de défaillance λ , le temps d'interruption moyen r et le temps annuel de défaillance U qui s'adaptent mieux pour les réseaux de distribution de structure radiale. Le processus est plus complexe pour les réseaux maillés. Dans ce qui suit, nous allons présenter les indices de base utilisés dans l'analyse de fiabilité des réseaux de distribution.

3.6.2. LES INDICES DE FIABILITE

Pour un réseau électrique de distribution, la fiabilité d'alimentation en énergie électrique est définie par deux groupes d'indices [88], à savoir, les indices spécifiques à la clientèle (consommateurs) aux points de charge et les indices de performance du système tout entier.

Les indices de fiabilité primaires en un point de charge sont:

- la fréquence ou le taux de défaillance λ ,
- la durée moyenne de défaillance r ,
- le temps annuel moyen d'interruption U .

Ces indices dépendent de plusieurs facteurs tels que la fiabilité des différents éléments du réseau, la longueur du réseau, le poids et la nature de la charge du réseau, la configuration du réseau et la capacité de transfert disponible.

Pour un réseau de distribution radial, le calcul des indices de fiabilité est basé sur le fait que le réseau est un système constitué d'éléments en série depuis la source jusqu'à la charge. Pour un système série composé de n éléments, le taux de défaillance du système λ_s est donné par:

$$\lambda_s = \lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n \quad (3-17)$$

La durée moyenne de défaillance du système r_s est donnée par:

$$r_s = \frac{\lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \dots + \lambda_n \cdot r_n}{\lambda_1 + \lambda_2 + \dots + \lambda_n} \quad (3-18)$$

Le temps d'interruption du système U_s est donné par:

$$U_s = \lambda_s \cdot r_s = \lambda_1 \cdot r_1 + \lambda_2 \cdot r_2 + \dots + \lambda_n \cdot r_n \quad (3-19)$$

Les taux de défaillance et les durées de défaillance des équipements du système sont des données obtenues à partir des statistiques et leurs valeurs varient d'un équipement à un autre.

3.6.3. LES INDICES DE PERFORMANCE DU SYSTEME

Il existe une large gamme d'indices de performance d'un système [88]. Les plus couramment utilisés et les plus appropriés pour les systèmes de distribution électriques sont :

- le SAIFI (the System Average Interruption Frequency Index),
- le SAIDI (the System Average Interruption Duration Index),
- le CAIDI (the Customer Average Interruption Duration Index),
- l'ENDI (the Energy Not Distributed Index).

$$SAIFI = \frac{\text{Nombre total des consommateurs interrompus}}{\text{Nombre total des consommateurs servis}} = \frac{\sum \lambda_i N_i}{\sum N_i} \quad (3-20)$$

$$SAIDI = \frac{\text{Somme des durées d'interruption de consommateurs}}{\text{Nombre total des consommateurs}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum N_i} \quad (3-21)$$

$$CAIDI = \frac{\text{Somme des durées d'interruption de consommateurs}}{\text{Nombre total des consommateurs interrompus}} = \frac{\sum U_i N_i}{\sum \lambda_i N_i} \quad (3-22)$$

$$ENDI = \text{L'énergie total non distriüée du système} = \sum P_i U_i \quad (3-23)$$

3.6.4. LE CONCEPT DU COUT D'INTERRUPTION DES CONSOMMATEURS

Pour de nombreux types de clients la question de la fiabilité de service est tout simplement une question de savoir si l'alimentation en énergie électrique est disponible ou non. D'autres clients ont des exigences de qualité plus strictes. Par conséquent, dans un proche avenir les services publics devront faire face au problème de fournir des niveaux différenciés de fiabilité pour différents clients.

Dans l'évaluation de la fiabilité, il est très important de prendre en compte la valeur du marché d'un client particulier [89]. Cela pourrait se faire par le biais d'un coût de l'interruption de la clientèle (CIC), qui est défini comme une mesure des pertes monétaires pour les clients en raison d'une interruption d'alimentation électrique. Le coût d'interruption de la clientèle reflète la valeur du service fourni par un utilitaire à ses clients et les dommages que subissent ses consommateurs lorsqu'une interruption en énergie électrique se produit.

Ainsi, la valeur, qui combine les données de fiabilité du réseau de distribution avec les dommages que subit la clientèle lors d'une défaillance, peut être utilisée comme un critère de fiabilité dans les problèmes de planification des réseaux de distribution [89]. Ce critère peut être évalué par l'équation (3-24).

$$C_{fiab} = \sum_{i=1}^{N_n} CI_i = \sum_{i=1}^{N_n} \sum_{j \in m(j)} \lambda_j \cdot r_i \cdot P_i \cdot CIC_i(r_i) \quad (3-24)$$

Le critère de fiabilité du réseau C_{fiab} est calculé comme étant la somme des coûts d'interruption CI_i aux nœuds (points de charge) du réseau. Le coût d'interruption en chaque nœud du réseau est calculé comme étant la somme des coûts d'interruption dûs à une éventuelle défaillance de chaque élément $m(j)$ du réseau situé en amont de ce nœud jusqu'au point d'alimentation. Finalement, λ_j est le taux de défaillance de l'élément j , r_j est le temps moyen d'interruption de cet élément, P_i est la charge active moyenne au point de charge i et $CIC_i(r_j)$ est le coût d'interruption du client dû à une défaillance de durée r_j .

La durée du défaut r_j est habituellement divisée en deux phases: la phase de localisation du défaut de durée t_{loc} et la phase de réparation du défaut de durée t_{rep} . Les sectionneurs et les réenclencheurs automatiques peuvent restreindre la zone affectée du réseau pendant la phase de localisation de défaut et réduire le nombre de clients touchés par de longues interruptions. A ce stade, l'ilotage intentionnel peut servir à alimenter les portions non touchées du réseau séparées automatiquement de la partie défectueuse. La phase de réparation comprend le temps nécessaire pour isoler la branche défaillante, connecter tout lien d'urgence et réparer la section défaillante.

3.6.5. ENERGIE NON DISTRIBUEE

Si les informations sur les coûts d'interruption des clients $CIC_i(r_j)$ ne sont pas disponibles, l'énergie non distribuée elle-même peut servir de critère de fiabilité. Dans ce cas, l'équation précédente (3-24) peut prendre la forme restreinte suivante:

$$END = \sum_{i=1}^{N_n} \sum_{j \in m(j)} \lambda \cdot L_j \cdot r_i \cdot P_i \quad (3-25)$$

où λ est le nombre de défaillances par an et par km et L_j est la longueur de l'élément j . Une relation plus explicite (5-6) pour évaluer l'END sera donnée au chapitre 5 de ce manuscrit.

3.6.6. AMELIORATION DE LA FIABILITE DES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Après avoir développé les éléments nécessaires pour évaluer la fiabilité des réseaux de distribution, il est important de présenter le matériel électrique utilisé pour améliorer cette fiabilité. L'ajout de dispositifs de protection à réenclenchement automatique et les dispositifs d'interruption et de sectionnement manuels et automatiques, qui permettent la reconfiguration du réseau par transfert de charges, peut améliorer considérablement la fiabilité des réseaux électriques de distribution.

Dans un réseau aérien de distribution, la plupart des défauts sont généralement de nature temporaire et peuvent être éliminés par les disjoncteurs à réenclenchement automatique placés habituellement en tête de chaque départ MT. Le placement d'un réenclencheur en un point donné d'un départ MT permettra d'améliorer la fiabilité de tous les clients en amont en les protégeant contre les défauts en aval. Toutefois, l'emplacement d'un réenclencheur doit être choisi de manière à obtenir un bénéfice maximal en améliorant la fiabilité.

L'installation de sectionneurs télécommandés sur les départs de distribution offre des avantages significatifs à la fois pendant le fonctionnement normal et les situations d'urgence. La fonction d'un tel sectionneur est de ne pas interrompre une ligne en défaut, mais compter les occurrences de défaut sur la ligne et s'ouvre après un nombre prédéfini de comptes en mettant hors tension la ligne en défaut. En fonctionnement normal, ces sectionneurs télécommandés peuvent être utilisés pour configurer le système en fonction du niveau de fiabilité souhaitée. Il sera bénéfique pour isoler les sections du réseau en défaut et de restaurer l'alimentation des sections non touchées à travers des voies de secours. L'action rapide de ces sectionneurs télécommandés réduit le temps de restauration de manière significative et améliore ainsi la fiabilité du réseau.

3.6.7. RESTAURATION DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION

Un réseau électrique de distribution est conçu de sections de lignes encadrées par des dispositifs de sectionnement. Lors d'une défaillance d'une section il est possible d'isoler cette section défaillante et de restaurer l'alimentation dans le reste du réseau. La restauration du réseau, qui consiste à rétablir l'alimentation des clients interrompus, est assurée par l'ouverture des interrupteurs sectionneurs qui encadrent la section de lignes en défaut et la fermeture des interrupteurs de bouclage pour alimenter la partie située en aval du défaut. La figure 3.4 représente un exemple typique de restauration de réseau. Quand un défaut s'est produit dans une section de l'artère principale, le disjoncteur principal 1 à réenclenchement

automatique placé en tête de l'artère déclenche et coupe l'alimentation du réseau. La section défaillante peut être isolée par l'ouverture des sectionneurs 2, 3 et 4 qui encadrent cette section. Une fois le défaut est isolé, le disjoncteur 1 est réenclenché pour alimenter la partie du réseau située en amont du défaut. Une partie du réseau peut être restaurée par la fermeture de l'interrupteur 5 de la liaison de bouclage.

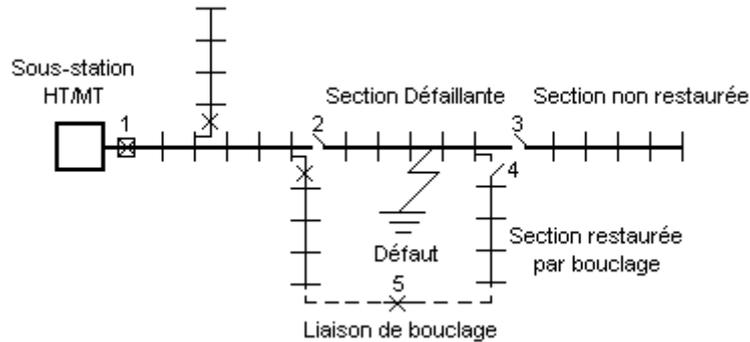


Figure 3.4 Exemple typique d'isolement et de restauration de réseau

Une opération efficace de restauration de réseau peut réduire la durée d'interruption et améliorer par conséquent la fiabilité du réseau à travers la réduction de l'énergie non distribuée. Cependant, cette opération reste insuffisante pour restaurer toutes les sections saines. L'intégration de la GED dans les réseaux électriques de distribution peut améliorer davantage la fiabilité de ces réseaux. Un schéma typique de restauration de réseau de distribution en présence de la GED est représenté par la figure 3.5. L'unité de GED connectée, par exemple à la fin de l'artère principale, peut restaurer par îlotage la partie du réseau située en aval du défaut si sa capacité en énergie active et réactive est suffisante pour alimenter l'ensemble des charges connectées à cette partie du réseau.

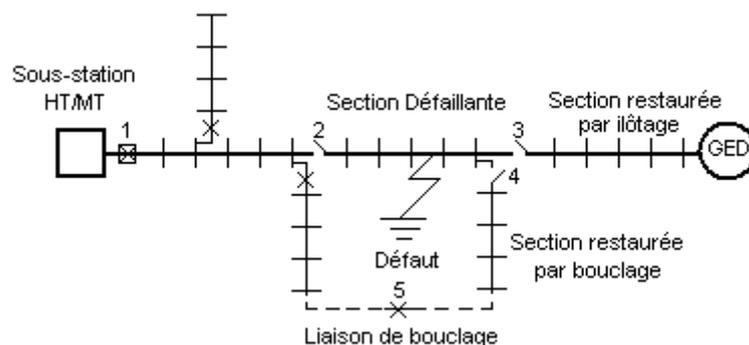


Figure 3.5 Restauration de réseau de distribution par GED

3.7. EVALUATION ET ACTUALISATION DES COUTS

Les attributs de la planification des réseaux de distribution proposés dans le cadre de ce travail consistent à réduire le coût d'investissement, le coût des pertes et le coût d'énergie non distribuée.

Le coût d'investissement peut être divisé en deux parties: le coût d'installation et le coût d'opération et de maintenance.

$$C_{Inv.} = C_{ins.} + C_{O\&M} \quad (3-26)$$

Le coût d'installation $C_{ins.}$ comprend le cout d'achat de l'équipement, le coût de son installation et d'autres coûts associés à sa mise en service. Le coût d'opération et de maintenance $C_{O\&M}$ correspond aux coûts de fonctionnement de l'équipement et de son entretien. Le coût d'installation est considéré comme un coût fixe. Une fois l'équipement est installé, l'argent est dépensé. En revanche, le coût d'exploitation et de maintenance est considéré comme un coût variable qui varie au cours de la période de planification.

Le coût annuel des pertes actives, qui varie d'une année à une autre, est évalué par:

$$C_{LOSS} = \sum_{nd=1}^{N_{nd}} P_{loss,nd} \times DU_{nd} \times PE_{nd} \quad (3-27)$$

où DU_{nd} et PE_{nd} sont respectivement la durée et le prix du niveau de la demande d'énergie.

Le coût annuel moyen d'énergie non distribuée, qui varie également d'une année à une autre en fonction de l'accroissement de la charge, est évalué par la relation :

$$C_{END} = END \times PE_{moy} \quad (3-28)$$

où PE_{moy} est le prix du niveau moyen de la demande d'énergie.

Puisque ces coûts sont évalués à des moments différents de la période de planification, il faut les actualiser car les dépenses qui s'effectueront dans le futur n'ont pas la même valeur qu'aujourd'hui. Cette dépendance temporelle de l'argent est due à deux causes tout à fait différentes. La première est l'inflation, l'érosion bien connue, toujours présente dans la valeur de la monnaie. Le deuxième reflète le fait qu'une unité monétaire d'aujourd'hui peut acheter des produits pour être utilisés immédiatement ou peut être investie pour augmenter sa valeur. Ainsi, l'argent qui pourra être disponible dans l'avenir est moins souhaitable que l'argent d'aujourd'hui, sa valeur doit donc être actualisée. Cela est vrai même sans inflation.

Afin d'actualiser les coûts qui se produisent à des moments différents, on utilise le concept de la valeur actualisée. La relation entre la valeur actuelle PV et sa valeur future FV après t années est donnée par la relation suivante :

$$PV = \frac{1}{(1 + d)^t} \cdot FV \quad (3-27)$$

où d représente le taux d'actualisation.

Tous les coûts variables, évalués à des moments différents de la période de planification, doivent être donc multipliés par le terme d'actualisation $1/(1 + d)^t$. Par exemple, le coût total d'investissement pour une période de planification de T années et un taux d'actualisation d donné est évalué par la relation :

$$C_{tot} = \sum_{t=1}^T (C_{ins,t} + C_{OM,t}) \cdot \frac{1}{(1 + d)^t} \quad (3-28)$$

3.8 DESCRIPTION ET ANALYSE DU RESEAU TEST PROPOSE POUR L'ETUDE

Le réseau test à 33 nœuds proposé pour l'étude, tiré de [91], est un réseau de distribution radial de tension 12.66 kV et de charge totale de 3715 kW et 2300 kVAR. Sa configuration initiale est schématisée par la figure 3.6. Il est constitué de 32 lignes toutes supposées équipées d'interrupteurs sectionneurs normalement fermés et 5 lignes de bouclage S_{33} , S_{34} , S_{35} , S_{36} , S_{37} équipées d'interrupteurs normalement ouverts. Le réseau est alimenté par un poste HTB/HTA constitué d'un seul transformateur de puissance 5 MVA.

Les lignes de 1 à 9 ont une capacité de transmission maximale de 400 A. Les lignes de 10 à 32 ont une capacité maximale de 200 A. La chute tension admise est de +/- 5 %. Les caractéristiques des lignes et des charges de ce réseau test sont présentées en annexe A.

3.8.1. ANALYSE DE LA REPARTITION DE CHARGES DANS LE RESEAU TEST

Dans cette sous-section, nous allons effectuer un calcul de répartition de charges sur le réseau test par l'algorithme de balayage avant et arrière présenté précédemment à la section 3.5.2. Avec la configuration initiale que présente la figure 3.6, le réseau test présente des pertes actives et réactives respectivement égales à 202.677 kW et 135.141 kVAR. En pleine charge, le réseau absorbe du poste de transformation HTB/HTA une puissance apparente de 4612.820 kVA, y compris les pertes. Le poste présente, donc, une réserve de puissance de 387.180 kVA (7.74 %).

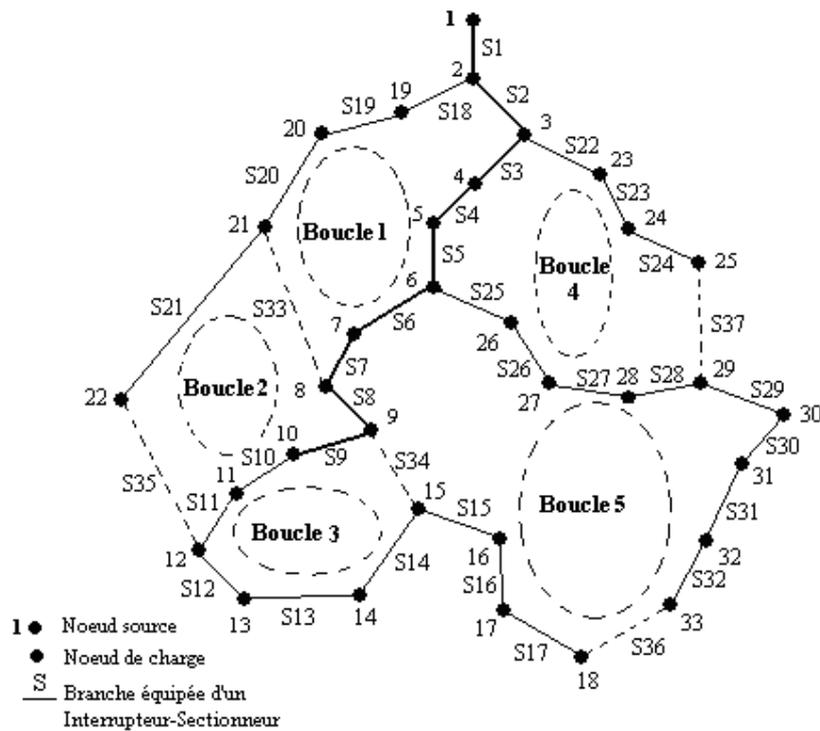


Figure 3.6: Configuration initiale du réseau de distribution standard à 33 nœuds

Le profil de tensions aux nœuds et les courants de ligne sont schématisés par les figures 3.7 et 3.8. Il faut remarquer que les tensions aux nœuds 18 et 33, les plus éloignés, sont proches de la limite inférieure admissible de la tension. Pour un taux de croissance de charges de 3 % par an et au bout de trois ans, le réseau absorbe une puissance qui dépasse la puissance nominale du transformateur. Au bout de 5 ans, les tensions aux nœuds 17 et 18 deviennent inférieures 0.90 pu (valeur limite inférieure admissible). Quant au chargement des lignes, elles restent suffisamment loin de leurs capacités thermiques limites pendant cette période. Le réseau test a donc besoin d'être renforcé d'abord en augmentant la capacité du poste HTB/HTA puis en faisant changer la configuration du réseau par l'ajout de nouvelles lignes. Ce problème de renforcement peut être reporté à une date ultérieure simplement par reconfiguration du réseau.

Les pertes actives relativement grandes peuvent être réduites par reconfiguration. En effet, l'application de la méthode de reconfiguration présentée en section 3.5.2 permet de réduire les pertes actives à 140.71 kW au cours de la première étape par la fermeture des interrupteurs de bouclage 33, 34, 35 et 36 et l'ouverture des sectionneurs 7, 10, 14 et 32. Le raffinement de la deuxième étape a encore réduit les pertes actives à 139,55 kW par la fermeture du sectionneur 10 et l'ouverture de son voisin le sectionneur 9. L'interrupteur de

bouclage 37, qui est resté ouvert, n'a pas contribué à la reconfiguration pour la réduction des pertes actives.

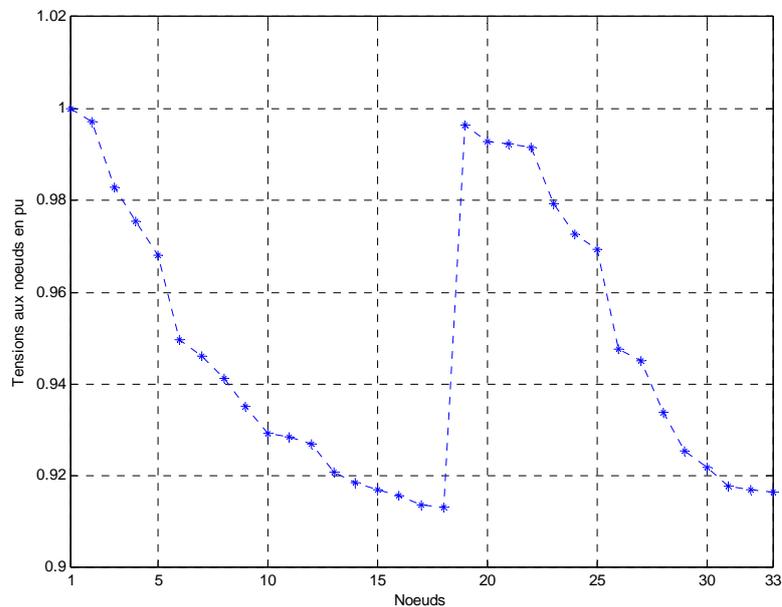


Figure 3.7: Profile de tensions aux nœuds de la configuration initiale du réseau test

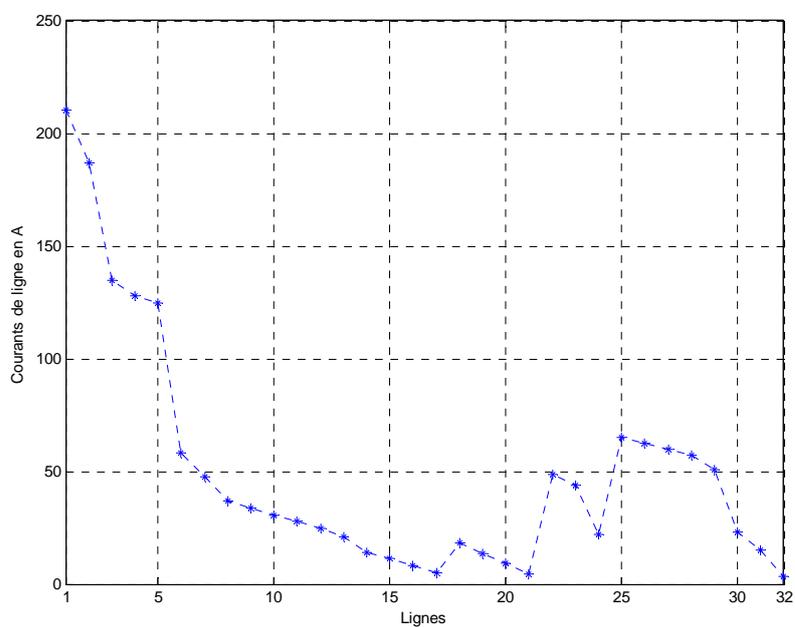


Figure 3.8 : L'allure des courants de lignes de la configuration initiale du réseau test

La figure 3.9, qui illustre le profile de tension avec et sans reconfiguration, montre bien qu'en réduisant les pertes actives le profile de tension pourra être beaucoup amélioré. Cette dépendance directe entre la réduction des pertes actives et l'amélioration du profile de tensions nous offre la possibilité d'utiliser la reconfiguration comme outil pour améliorer la capacité de charges du réseau de distribution et de pousser ce dernier à ses limites extrêmes de fonctionnement.

Afin de rendre cette méthode plus rapide, il est préférable de se limiter uniquement à la première étape car la réduction des pertes actives au cours de la deuxième étape est quasiment négligeable.

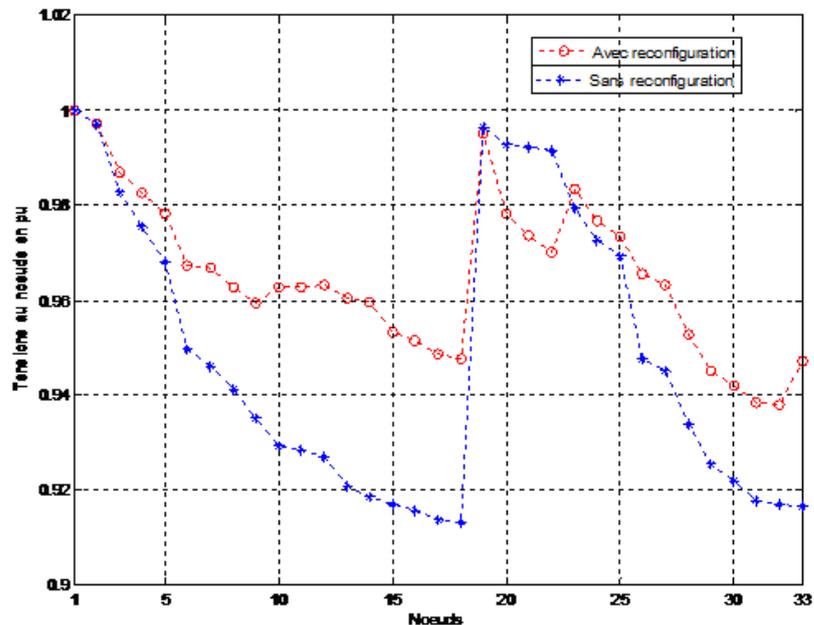


Figure 3.9: Profile de tensions avec et sans reconfiguration

3.8.2. ANALYSE DE LA FIABILITE DU RESEAU TEST

Dans cette sous-section, nous allons effectuer un calcul de fiabilité au réseau test dans trois cas de configuration à travers l'évaluation du coût annuel d'énergie non-distribuée. Dans le premier cas, on suppose que toutes les branches du réseau test sont dépourvues d'interrupteur sectionneur à l'exception de la première branche du départ qui comporte un disjoncteur pour couper l'alimentation en cas de défaut. Dans le deuxième cas, en plus du disjoncteur principal, 7 interrupteurs-sectionneurs sont installés en tête des lignes 3, 6, 12, 18, 22, 25 et 28. C'est une situation que l'on trouve pratiquement dans des réseaux réels à structure radiale où en tête de chaque dérivation est placé un interrupteur sectionneur. Dans

le troisième cas, qui est un cas plus théorique que pratique, on suppose que toutes les branches du réseau d'étude sont équipées d'interrupteurs-sectionneurs.

Le taux de défaillance du poste source et du disjoncteur principal est supposé égal à zéro (100% disponibles). Les lignes ont un taux de défaillance égal 1.2 défaillance par an et par km [95]. Les temps d'isolement et de réparation sont supposés respectivement égaux à 1 heure et 4 heures. Les longueurs des lignes et les puissances actives du réseau test sont données en annexe A. Le coût d'énergie est considéré égal à 60 \$ / MWh [81].

Pour le premier cas, le coût annuel d'énergie non-distribuée est évaluée à 39600 \$ par an. Pour le deuxième cas, ce coût est diminué à 13560 \$ par an. Cette diminution du coût de l'énergie non distribuée explique l'importance du rôle des dispositifs de sectionnement dans l'amélioration de la fiabilité des réseaux de distribution à travers la diminution de l'énergie non distribuée. Quant au troisième cas, ce coût est diminué à la valeur limite de 10160 \$ par an. Pour une durée de 10 ans, cette valeur limite du coût d'énergie non-distribuée peut accroître jusqu' à 101600 \$ sans tenir compte de l'accroissement de la charge du réseau. Cette dernière valeur limite sera utilisée comme une grandeur de référence pour comparer les résultats de calcul de fiabilité du réseau test en présence de la GED.

3.8.3. EVALUATION DES CAPACITES LIMITES DU RESEAU TEST

L'état actuel du réseau test est considéré comme point de départ ou de référence pour la planification de ce réseau. Avec la croissance de la charge au fil des années à venir, le réseau peut atteindre ses limites extrêmes (la tension des nœuds les plus éloignés dépasse la limite inférieure admissible, les lignes dont les sections sont petites peuvent atteindre leurs capacités thermiques limites). Dans cette section, nous allons utiliser la reconfiguration comme un outil pour augmenter la capacité de charges du réseau test et de savoir de combien la reconfiguration pourra être une alternative pour reporter la planification des réseaux de distribution à des dates ultérieures.

En effet, on suppose que la charge croît de manière uniforme au cours des années. On reconfigure le réseau pour des pertes actives minimales puis on examine si les contraintes de tension, de courant et de puissance sont respectées ou non. De cette façon, on peut savoir de combien d'années le réseau peut continuer de fonctionner avec cette croissance de charges sans violation de contraintes.

Pour une croissance de charge de 3 % par an, la contrainte de puissance imposée pour la capacité maximale de la sous station est violée à partir de la troisième année et dépasse

les 5 MVA. Si un autre transformateur de 5 MVA est planifié pour être installé au début de la troisième année, alors la contrainte de tension ne sera violée qu'à la quinzième année. Quant aux contraintes de courant, elles sont loin d'être violées. La figure 3.10 représente les variations du profile de tension au cours de la première, la sixième et la quatorzième année lorsque la charge du réseau test reconfiguré croit avec un taux de 3% par an.

3.8.4. ALTERNATIVES DE PLANIFICATION PROPOSEES

Une alternative de planification de réseaux de distribution, qui peut être envisagée pour répondre au problème de la croissance de la demande, consiste à pousser le réseau de distribution à ses limites extrêmes de fonctionnement par la reconfiguration, puis, utiliser la planification conventionnelle pour renforcer les éléments du réseau qui présentent des violations de contraintes (construire de nouvelles stations ou augmenter la capacité des transformateurs, augmenter la capacité thermique du réseau par construction de nouvelles lignes ou par remplacement des lignes par d'autres de capacité plus grande).

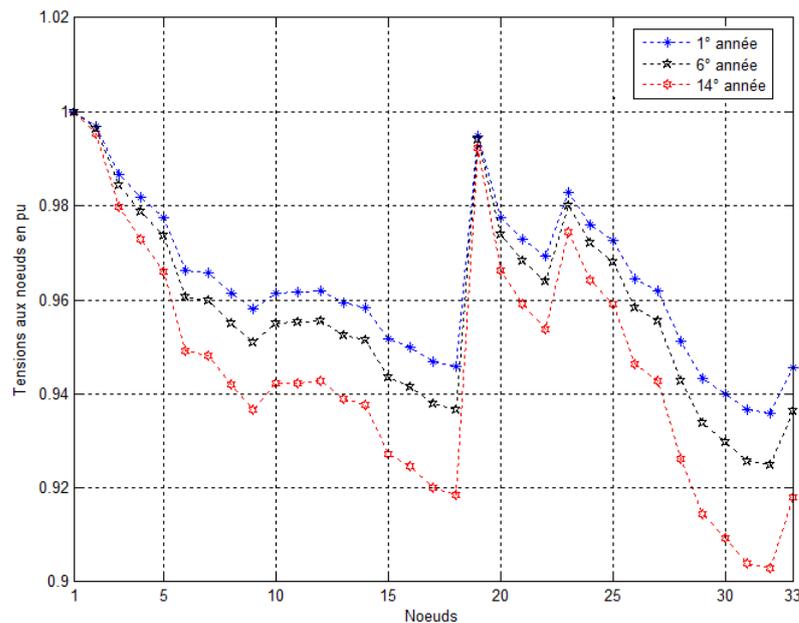


Figure 3.10: Variations du profile de tension au cours de la première, la sixième et la quatorzième année

En effet, les résultats d'analyse obtenus au cours du paragraphe précédent, montrent que l'utilisation de la reconfiguration des réseaux de distribution comme alternative de planification peut répondre, dans notre cas de réseau test, à la demande d'énergie pour une période de 2 ans à un taux de croissance de 3 % par an (planification à moyen terme). Cette

alternative de planification, basée sur la reconfiguration, ne nécessite que l'installation des lignes de bouclage 33, 34, 35 et 36 équipées de sectionneurs et l'installation de quatre autres sectionneurs dans les lignes 7, 10, 14 et 32 dont les coûts d'installation d'opération et de maintenance sont donnés au tableau 3.1. Le coût d'investissement, d'opération et de maintenance de cette alternative basée sur la reconfiguration est évalué à $3.3665 \cdot 10^{+5}$ \$.

A long terme, cette alternative basée sur la reconfiguration reste limitée à moins qu'elle soit accompagnée de renforcement des éléments qui présentent des violations de contraintes. L'installation d'un deuxième transformateur de 5 MVA au début de la troisième année peut renforcer notre réseau test pour fonctionner sans aucune contrainte jusqu'à la quatorzième année. Le cout total d'investissement, d'opération et de maintenance de cette alternative de planification (reconfiguration plus renforcement), pour une période de 10 ans, est évalué à $1.803 \cdot 10^{+6}$ \$. Lorsqu'on ajoute à ce dernier le coût actualisé d'achat d'énergie ($10.367 \cdot 10^{+6}$ \$) sur 10 ans et le coût actualisé des pertes actives ($0.3575 \cdot 10^{+6}$ \$) pendant 10 ans, il devient égal à $12.5275 \cdot 10^{+6}$ \$. Ce dernier chiffre sera utilisé également comme coût de référence pour être comparé aux coûts optimaux évalués ultérieurement au chapitre 5 en présence de la GED.

Tableau 3.1 : Coûts d'investissement d'O&M des composants du réseau [144]

	Coût d'investissement (\$)	Coût d'O&M (\$)
Liaison de bouclage	35000 / km	200 / km / an
Interrupteur-sectionneur	2500	54 / an
Transformateur 5 MVA	2000000	16000 / an

Une autre alternative de planification souvent envisagée dans la littérature [96] consiste à utiliser la GED comme option pour la planification des réseaux de distribution sans avoir fait recours à la planification de renforcement. En effet, cette option de planification, basée sur l'emplacement et le dimensionnement optimaux de la GED dans le réseau de distribution en minimisant le cout d'investissement, d'opération et de maintenance est utilisée dans le cadre de ce travail de thèse. Nous allons utiliser la GED comme une source de production locale d'énergie pour répondre à la croissance de la demande d'énergie électrique dans les réseaux de distribution avec un coût d'investissement minimal à travers une optimisation dynamique et multi-objective. Ce concept de planification optimale de la GED sera présenté au chapitre 5. Quant aux méthodes d'optimisation utilisées dans ce concept, elles seront présentées au chapitre 4.

3.9. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous venons de présenter les différents modèles et algorithmes pour analyser les réseaux de distribution et évaluer les alternatives de planification proposées. D'abord, nous avons présenté les différents modèles pour modéliser les différents éléments du réseau électrique de distribution. Nous avons aussi présenté une méthode de calcul de répartition de charges spécifique aux réseaux de distribution de configuration radiale très reconnues dans la littérature sous la dénomination anglaise Backward/Forward sweep algorithm. Nous avons également proposé une méthode de reconfiguration de réseaux de distribution rapide et efficace pour réduire les pertes actives. Cette méthode que nous qualifions d'originale peut être utilisée comme un outil d'aide à la planification des réseaux de distribution. Nous avons ensuite présenté le concept, les indices et la méthode d'évaluation du critère de fiabilité dans les réseaux électriques de distribution. Nous avons également présenté le concept de la valeur actualisée pour évaluer les coûts d'investissement et d'exploitation à des dates différentes de la période de planification. Enfin, un réseau de distribution standard proposé pour l'étude et la planification est présenté et analysé. Une approche de planification conventionnelle, basée sur la reconfiguration et le renforcement, est proposée puis appliquée à ce réseau test. Le résultat de cette approche sera utilisé par la suite comme référence pour la comparaison.

CHAPITRE 4

METHODES D'OPTIMISATION UTILISEES POUR LA PLANIFICATION DE LA GED

4.1. INTRODUCTION

L'intégration optimale de la GED dans les réseaux électriques de distribution est essentielle pour maximiser son intérêt et de minimiser son coût d'intégration. Une méthode de planification de GED adéquate est nécessaire pour obtenir les informations utiles sur le potentiel et l'impact d'une pénétration massive de la GED, en identifiant les objectifs qui peuvent être atteints avec une utilisation optimale des ressources. Par conséquent, l'analyse optimale de l'intégration de la GED dans les réseaux de distribution peut fournir les incitations et les politiques qui visent à encourager le développement de la GED dans des endroits appropriés avec des tailles et des types qui assurent un maximum d'intérêt et un impact minimal.

Au cours des quinze dernières années, le problème de planification de l'intégration de la GED dans les réseaux électriques de distribution a été traité sous des perspectives variées, et sous différentes dénominations:

- planification de la GED,
- optimisation de la GED,
- placement optimal de la GED,
- placement et dimensionnement optimisés de la GED.

La plupart d'entre eux sont axés sur l'optimisation à objectif unique, généralement la minimisation du coût total d'investissement, ou la minimisation des pertes dans les lignes.

La planification de l'intégration de la GED dans les réseaux électriques de distribution est essentiellement un problème d'optimisation à objectifs multiples et contradictoires. Dans un problème d'optimisation multi-objectif, la solution n'est pas unique, mais plutôt un groupe de solutions non dominées appelé le front de Pareto [97]. Une analyse multi-objectifs peut

exprimer les différents points de vue des opérateurs du système d'énergie électrique (Gestionnaires de réseaux, les propriétaires de GED, les consommateurs, les écologistes) facilitant l'identification des solutions de compromis [76].

Au cours des deux dernières décennies, un nouveau groupe de techniques d'optimisation multi-objectif a été proposé dans la littérature. Ces techniques, connues sous l'appellation anglaise Multi-Objectifs Evolutionary Algorithms (MOEA), sont basées sur les principes de l'évolution naturelle. Ce sont des méthodes de recherche puissantes pour les problèmes d'optimisation multi-objectifs à variables discrètes et entières, tels que le problème de l'intégration de la GED dans les réseaux de distribution.

Dans ce chapitre, nous allons présenter un aperçu général sur les méthodes d'optimisation utilisées dans la planification de la GED. Dans un premier temps, la formulation générique du problème d'optimisation est présentée dans la section 4.2. Les différentes méthodes d'optimisation à objectif unique du problème de planification de la GED sont énumérées dans la section 4.3. Dans la sous-section 4.3.3, nous donnons l'explication d'une nouvelle méthode proposée [98] pour l'intégration optimale de la GED et son application au réseau d'étude présenté au chapitre 3. Ensuite, le concept d'optimisation multi-objectif est étudié et les avantages d'une formulation multi-objectifs sont discutés dans la section 5. Les algorithmes évolutionnaires multi-objectifs sont introduits et l'algorithme SPEA2 est décrit en détail dans la section 6. Enfin, ce chapitre est achevé par deux applications de l'algorithme SPEA2: la première pour déterminer la capacité d'intégration optimale de la GED dans le réseau d'étude présenté précédemment au chapitre 3 et la deuxième pour minimiser l'énergie non distribuée dans ce réseau test.

4.2. FORMULATION DU PROBLEME DE PLANIFICATION DE LA GED

Le problème typique de planification optimale de la GED consiste à déterminer le nombre, les emplacements, les tailles et le type des unités de GED à installer dans un réseau électrique de distribution existant tout en respectant les contraintes d'exploitation de ce réseau. C'est un problème complexe d'optimisation multi-objectif non linéaire et non-convexe à variables entières et discrètes. Il peut être formulé de manière générale par:

$$\min F(X) = \min([f_1(X), f_2(X), \dots, f_m(X)]), \quad X \in \Omega \quad (4-1a)$$

$$g_j(X) = 0, \quad j = 1, 2, \dots, p \quad (4-1b)$$

$$h_k(X) \leq 0, \quad k = 1, 2, \dots, q \quad (4-1c)$$

$F(X)$ est un vecteur de m fonctions objectives $f_i(X)$ telles que le coût d'investissement, les pertes dans les lignes, l'énergie non distribuée, les écarts de tension et autres. X est le vecteur de décision constitué d'un ensemble de n variables de décision $[x_1, x_2, \dots, x_n]$ tels que le nombre, les emplacements et les capacités et le type des unités de la GED à installer. Ω est le domaine de décision qui définit les valeurs possibles que peuvent prendre les variables de décision. Il est appelé l'espace de recherche. Pour le problème de la planification de la GED, les variables de décision x_i peuvent prendre des valeurs discrètes, entières et binaires. Les contraintes peuvent être de type égalité g_j telles que les équations de répartition de charges et de type inégalité h_k telles que les contraintes de tension et de courant.

La planification multi-objective de la GED est un problème d'optimisation non-linéaire et non-convexe. Il comprend à la fois des objectifs d'optimisation non linéaires, tels que les pertes de puissance et des contraintes non linéaires telles que les équations de répartition de charges. Il s'agit donc d'un problème combinatoire non-linéaire, non-convexe, avec plusieurs optimums locaux difficile à résoudre avec les méthodes mathématiques d'optimisation traditionnelles. La section suivante présente une brève revue des méthodes d'optimisation mathématique et heuristiques couramment utilisés dans la planification de la GED.

4.3. METHODES D'OPTIMISATION DE LA GED

Les méthodes d'optimisation peuvent être à objectif unique ou multiples. Lorsque le problème d'optimisation a un seul objectif, le problème est unidimensionnel et il n'admet qu'une seule solution optimale. De nombreuses méthodes d'optimisation à objectif unique basées sur des approches mathématiques sont disponibles dans la littérature [99]. De même, de nombreuses méthodes d'optimisation heuristiques existent également pour résoudre des problèmes d'optimisation à un seul objectif. En réalité, le problème de planification de la GED a des objectifs multiples, souvent contradictoires, qui doivent être optimisés simultanément. La solution du problème de l'optimisation multi-objectif est basée sur le concept multidimensionnel de la solution optimale: le concept du front optimal de Pareto, qui sera expliqué dans la section 4.5.

La plupart des approches d'optimisation utilisées dans le problème de planification de la GED sont à objectif unique. Elles sont classées en deux catégories de méthodes [100]:

- les méthodes mathématiques,

- les méthodes heuristiques.

4.3.1 METHODES MATHÉMATIQUES

Les méthodes mathématiques comprennent la programmation linéaire (PL), la programmation non linéaire (PNL), la programmation non linéaire entière mixte (PNLEM) et les approches analytiques qui appliquent des hypothèses simplificatrices dans la formulation du problème telles que la linéarisation des fonctions objectives et la linéarisation des contraintes.

Dans [71] et [78], les auteurs ont appliqué la méthode de la programmation linéaire pour résoudre le problème de l'intégration maximale de la GED dans les réseaux de distribution après avoir linéarisé la fonction objective et les contraintes du problème. Dans [101-103], le problème planification optimale de la GED est formulé comme étant un problème découlement de puissance optimal (Optimal Power Flow) et résolu par la méthode de programmation non-linéaire. La même formulation OPF du problème est utilisée dans [68], mais résolue par la méthode du point intérieur. [70], [104] et [105] utilisent la programmation non-linéaire mixte pour la planification optimale de la GED dans un marché d'électricité libéral. Dans [66] et [72], des méthodes analytiques basées sur la formule exacte des pertes sont utilisées pour déterminer les emplacements optimaux de la GED.

4.3.2 METHODES HEURISTIQUES D'OPTIMISATION

Les méthodes heuristiques, fondées sur des principes inspirés de la nature, comprennent le Recuit Simulé (Simulated Annealing), les Algorithmes Evolutionnaires (Evolutionary Algorithms), La Recherche Tabou (Tabu Rearch) et l'Optimisation d'Essaim de Particules (Particle Swarm Optimization), et d'autres. Elles s'adaptent bien aux problèmes combinatoires non-convexes et non-linéaires [106]. Elles effectuent une recherche globale et trouvent généralement une bonne approximation de l'optimum global dans un temps limité [107].

Les Algorithmes Génétiques

La plupart des méthodes heuristiques appliquées dans la planification de la GED sont basées sur les algorithmes génétiques qui s'adaptent bien aux problèmes combinatoires non linéaires. Les algorithmes génétiques sont appliqués dans [73], [108] et [109] pour résoudre le problème de planification optimale de la GED. Ils sont également utilisés dans [110] pour maximiser le profit du gestionnaire du réseau de distribution par placement optimal de la GED. Dans [75], l'auteur a développé un modèle d'intégration de la GED basé sur les

algorithmes génétiques qui calcule le nombre optimal, le type, l'emplacement et la taille des unités de la GED tout en tenant compte des avantages et du coût de la GED.

L'algorithme génétique combiné avec un modèle de flux de puissances optimal a été également utilisé pour résoudre le problème de planification de la GED dans [77] et [79]. Les auteurs ont souligné que l'algorithme génétique combiné avec le flux de puissances optimal peut fournir la meilleure combinaison des sites au sein d'un réseau de distribution pour la connexion d'un nombre prédéfini de GED.

L'Algorithme génétique a été utilisé dans [67] et [111-115] pour résoudre un problème d'optimisation multi-objectif de planification de la GED. Il a été également utilisé pour évaluer l'impact de la GED sur la fiabilité des systèmes de distribution [116-117]. Dans [118], une approche de d'optimisation multi-objectifs basée l'algorithme NSGA (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm) pour trouver la configuration qui maximise l'intégration de la GED à base d'énergie éolienne en satisfaisant les contraintes de tension et de courant.

Recuit Simulé

L'algorithme du Recuit Simulé (RS), introduit par Kirkpatrick, Gelatt et Vecchi en 1983, est un processus qui simule le problème d'optimisation à un processus de recuit. Il a la possibilité de s'échapper aux minimums locaux en y incorporant une fonction de probabilité pour accepter ou rejeter de nouvelles solutions. Il est utilisé dans [119] comme outil d'optimisation pour déterminer les emplacements et les tailles de la GED qui minimisent les pertes d'énergie électrique et l'émission des gaz à effet de serre.

Algorithme de la Recherché Tabou

L'algorithme de la recherche tabou (RT), développé par Glover et Hansen en 1986, est une méthode d'optimisation combinatoire efficace qui peut fournir une solution optimale ou suboptimale dans un délai relativement court. Il est capable d'éliminer des minimums locaux de la zone de recherche. Il est basé sur les mouvements, le voisinage, la liste tabou, l'aspiration, l'intensification et la diversification. Dans [120], l'algorithme RT est utilisé pour déterminer les emplacements optimaux des GED et des sources réactives dans un réseau de distribution en considérant les positions de prise de régulateurs de tension comme des variables de contrôle. Dans [121], l'algorithme de la recherche tabou est appliqué pour trouver les emplacements optimaux des GED pour la minimisation des pertes dans le cas de charges uniformément réparties.

Optimisation par Essaim de Particules

L'algorithme d'optimisation par essaim de particules (PSO), proposé par Kennedy et Eberhart en 1995, est inspiré du comportement social des oiseaux ou des poissons pendant la recherche de la nourriture [122]. C'est une procédure de recherche basée sur une population où les individus, appelés particules, changent leur position (état) avec le temps. Pendant le vol, chaque particule ajuste sa position en fonction de sa propre expérience, et l'expérience de la particule voisine, utilisation de la meilleure position rencontrée par lui-même et son voisin.

Dans [123], l'algorithme de PSO a été utilisé pour déterminer les emplacements et les tailles des unités des GED pour minimiser les pertes actives dans les réseaux de distribution. Dans [124], une méthodologie en deux étapes a été utilisée pour le placement optimal de la GED. Une approche floue a été utilisée, dans la première étape, pour trouver les emplacements optimaux de la GED alors que l'algorithme PSO a été utilisé dans la deuxième étape pour trouver les tailles de la GED qui correspondent à la réduction maximale des pertes.

Un algorithme PSO amélioré est proposé pour le placement optimal des différents types de GED qui injectent de la puissance active et réactive [125]. Une approche hybride basée sur l'algorithme génétique et l'algorithme de PSO est suggéré dans [126] pour l'emplacement et le dimensionnement optimal de la GED dans des réseaux de distribution. Dans [127], un algorithme PSO discret est utilisé pour déterminer l'emplacement optimal de la GED et un algorithme d'OPF est utilisé pour calculer la taille optimale correspondante.

4.3.3. NOUVELLE METHODE PROPOSEE POUR L'OPTIMISATION DE LA GED

Dans le cadre de la planification de la GED, nous proposons une nouvelle méthode d'optimisation de l'intégration de la GED pour réduire les pertes actives dans les réseaux électriques de distribution et améliorer le profil de tension [98]. Cette méthode est basée sur l'idée que l'optimum global pour la minimisation des pertes actives peut être obtenu théoriquement lorsque à chaque nœud du réseau est connectée une GED ayant une puissance égale à la puissance de la charge connectée à ce nœud. Une solution pratique, qui s'approche davantage de l'optimum global, consiste à installer un nombre optimal de GED à des endroits bien répartis du système. Une solution efficace qui peut être utilisée consiste à partager la charge totale du réseau en des groupes de charges et d'affecter une GED à chaque groupe de charges. Par exemple, à chaque dérivation du réseau, nous attribuons un groupe de charges et une GED généralement placé au centre de gravité de ce groupe de charges. La figure 4.1 montre une telle partition de charges.

En effet, la méthode proposée est basée sur cette partition de charges illustrée par la figure 4.1. En plus d'une unité de GED centrale située dans le centre de gravité de la charge du réseau, cette méthode consiste à associer, à chaque dérivation du système, un groupe de charges et une GED. Basé sur un algorithme itératif d'écoulement de puissances, la méthode proposée est exécutée en deux étapes. Dans la première étape, on prédétermine les emplacements et les tailles de ces GED en se basant sur des techniques heuristiques. Dans la deuxième étape, une opération de raffinement est appliquée afin de réduire davantage les pertes actives et de déterminer définitivement les emplacements optimaux et les tailles optimales de la GED.

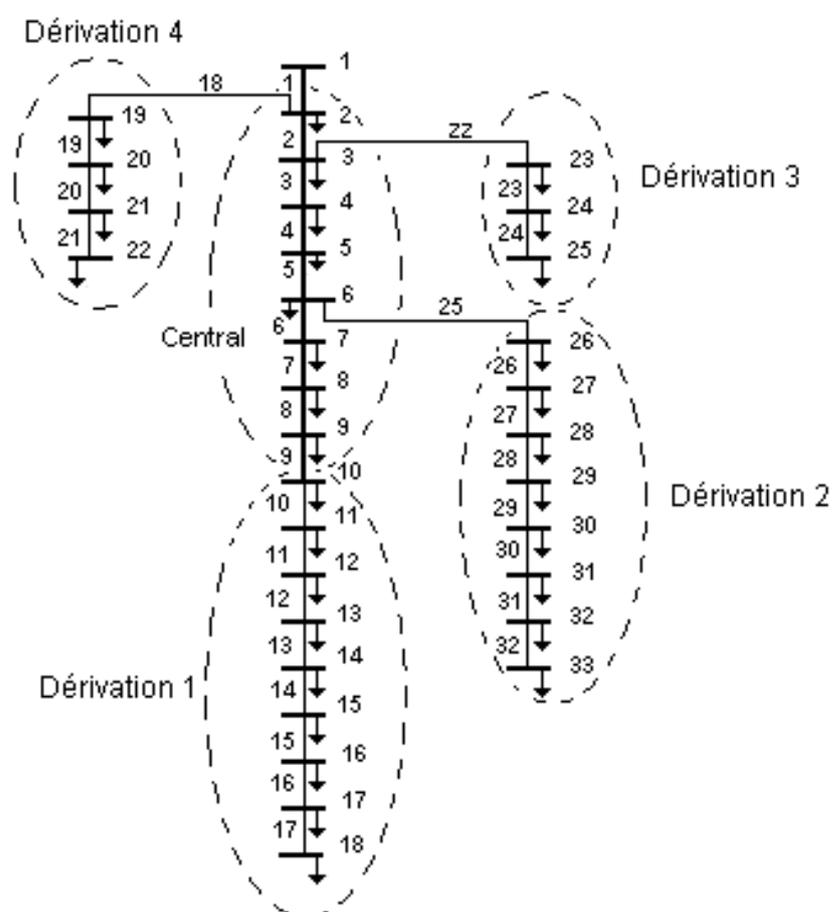


Figure 4-1. Partition de la charge en des groupes de charge

Première étape:

Dans cette première étape, on effectue, d'abord, un premier calcul de répartition de charges sans GED pour classer les dérivation du réseau dans un ordre décroissant. La

dérivation qui subit plus chute de tension est classé la première, et ainsi de suite. Ensuite, on détermine l'emplacement de la GED centrale juste au centre de gravité de la charge totale du réseau. Cet emplacement central, généralement situé sur l'artère principale à quelques nœuds de la source, peut être déterminé par un calcul itératif de répartition de charges. A chaque itération, on choisit un nœud de référence autre que celui de la source. Le nœud de référence, pour lequel les pertes actives sont plus minimales, est considéré comme emplacement central. La taille initiale de la GED est prise égale à la charge totale du réseau.

Afin de déterminer les emplacements et les tailles des GED associés aux dérivation, nous connectons, par une ligne de faible impédance, la fin de chaque dérivation à l'emplacement central, nœud 6 comme le montre la figure 4.2 par exemple. Ensuite, nous faisons un nouveau calcul de répartition de charges en prenant l'emplacement central comme nœud de référence. Pour chaque boucle ainsi formée, on détermine un nœud à tension minimale. C'est dans ces nœuds à minimum de tension que nous devons placer initialement les GED latérales pour réduire les pertes et donc d'améliorer le profil de tension. La taille de chaque GED latérale est calculée en additionnant les charges des nœuds depuis le nœud auquel est raccordée la GED jusqu'à la fin de la dérivation. La taille initiale de la GED centrale doit être ajustée en retranchant d'elle les tailles des GED latérales.

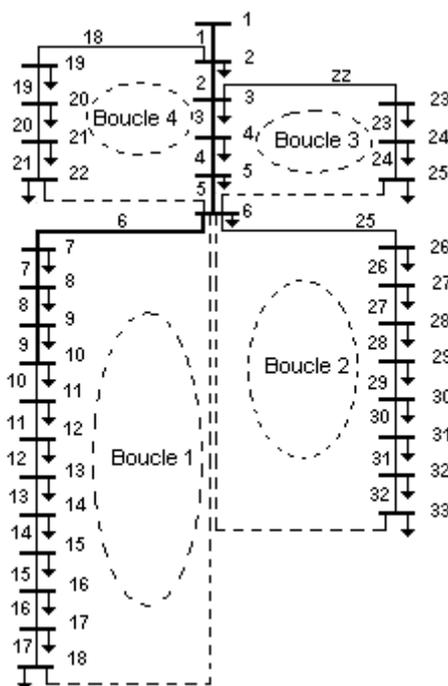


Figure 4.2 Bouclage des dérivation au nœud central

Enfin, nous supprimons les lignes de bouclage et nous plaçons les GED à leurs emplacements prédéterminés, puis nous effectuons un calcul de répartition de charges, où le nœud de source est considéré comme nœud de référence, pour calculer des pertes actives à cette première étape

Deuxième étape:

Dans la deuxième étape, on procède à une première technique de raffinement qui consiste à effectuer un transfert de charge de la GED centrale vers la première GED latérale. Ce transfert est effectué charge par charge. A chaque opération de transfert, nous calculons les pertes actives. Le processus de transfert de charge est arrêté lorsqu'aucune réduction de pertes actives n'est signalée. Ce processus itératif de transfert de charge est répété pour toutes les GED latérales selon le classement décroissant des dérivation. Il permet de déterminer définitivement les tailles optimales des GED.

Une seconde technique de raffinement appliquée consiste à déplacer d'un nœud, à droite ou à gauche, chaque GED latérale et vérifier si cela réduit les pertes actives. Ce déplacement permet de déterminer définitivement les emplacements des GED latérales. Les pertes actives, qui correspondent à la configuration finale de GED, sont considérées comme optimales très proche de l'optimum global.

En réalité, cette procédure d'optimisation est utilisée pour une pénétration de GED de 100%. Pour un taux de pénétration inférieur, il faut en tenir compte dans le dimensionnement initial de la GED centrale. Pour un taux relativement faible, il se peut que, lors du transfert de charge, la taille de la GED centrale devienne négative. Dans ce cas, il faut se débarrasser de la GED centrale et arrêter le processus de transfert de charge.

L'algorithme de la méthode proposée comprend les points suivants:

1. Introduire les données nécessaires du réseau, y compris le taux de pénétration de GED,
2. Evaluer un calcul de répartition de charges et classer les dérivation du réseau dans un ordre décroissant en fonction de la chute de tension, la dérivation qui présente la chute de tension la plus élevée est classée la première et ainsi de suite,
3. Attribuer à chaque dérivation latérale une GED, dite latérale,
4. Par un calcul itératif de répartition de charge, déterminer l'emplacement de la GED centrale, comme mentionné précédemment,
5. Boucler les extrémités des dérivation du système à l'emplacement central,

6. Effectuer un calcul de répartition de charge en prenant l'emplacement central comme nœud de référence,
7. Pour chaque boucle ainsi formée, déterminer un nœud à tension minimale,
8. Prendre la taille initiale de la GED centrale égale à la charge totale du réseau multipliée par le taux de pénétration de GED,
9. Calculer la taille de chaque GED latérale à partir du nœud de tension minimale comme mentionné précédemment,
10. Ajuster la taille initiale de la GED centrale en retranchant d'elle celles des GED latérales,
11. Supprimer le bouclage fait au point 5, puis connectez la GED centrale à son emplacement et les GED latérales aux nœuds à minimum de tension déterminés au point 7,
12. En prenant le nœud source comme référence, exécuter un calcul de répartition de charge pour calculer les pertes actives à la fin de la première étape,
13. Procéder au transfert de charge de la GED centrale vers la première GED latérale jusqu'à ce qu'il n'y ait pas de réduction des pertes actives, à chaque transfert de charge un calcul de répartition de charge doit être effectué,
14. Répétez ce processus de transfert de charge pour toutes les GED latérales, selon l'ordre décroissant fait au point 2,
15. Si la taille de la GED centrale DG devient négative, arrêtez le processus de transfert de charge et se débarrasser de la GED centrale,
16. Déplacer l'emplacement de chaque GED latérale d'un nœud, vers la droite ou la gauche, pour une éventuelle réduction de pertes actives,
17. Exécuter un dernier calcul de répartition de charge pour évaluer les pertes actives finales,
18. Arrêt.

Application au réseau test

La méthode proposée est appliquée au réseau test à 33 nœuds présenté au chapitre 3 pour une pénétration de GED égale 100%. Le nœud de référence qui correspond aux pertes actives les plus minimales est déterminé sur l'artère principale au nœud 6 après quelques

itérations de calcul de répartition de charges. La taille initiale de la GED centrale, qui doit être placée dans le nœud 6, est prise initialement égale à la charge active totale du réseau, c'est-à-dire, pour 100% de pénétration de GED.

Le nœud central étant déterminé, nous relierons la fin de chaque dérivation à ce nœud central numéro 6 par une ligne de faible impédance, comme indiqué dans la figure 4.2. En prenant le nœud 6 comme nœud de référence, nous effectuons un calcul de répartition de charges pour déterminer, pour chaque boucle formée, un nœud à tension minimale auquel sera connecté initialement une GED latérale. La taille de la première GED latérale, placé initialement au nœud 13 à tension minimale, est initialement calculée à partir de la somme des charges connectées aux nœuds 13, 14, 15, 16, 17 et 18. La taille de la GED centrale est donc ajustée en soustrayant d'elle la somme de ces charges. La même procédure de dimensionnement est appliquée au reste des GED latérales. Les résultats de cette première étape sont résumés au tableau 1.1.

Enfin, nous enlevons les bouclages et nous plaçons les GED dans leurs emplacements prédéterminés puis nous exécutons un calcul de répartition de charges pour calculer les pertes actives dans cette première étape qui sont trouvées égales à 72.737 kW.

Tableau 4.1: Emplacements et tailles déterminés pendant la première étape pour une pénétration de 100%

Dérivations	Nœuds	Tailles (MW)
Dérivation 1	13	0.450
Dérivation 2	30	0.620
Dérivation 3	23	0.930
Dérivation 4	19	0.360
Centrale	6	1.355

Afin de réduire davantage les pertes actives, nous procédons à la deuxième étape de raffinement. Tout d'abord, nous procédons au transfert de charge de la GED centrale vers les autres GED latérales. On commence par le transfert de la charge du nœud 12 de la GED centrale vers la première GED latérale. Puis, par un calcul de répartition de charges, nous calculons les pertes actives pour savoir si une réduction des pertes actives peut avoir lieu. Cette technique de transfert de charge est appliquée successivement aux charges des

nœuds 11 et 10. Ce processus de transfert de charge est répété pour le reste des GED latérales selon leur classement par ordre décroissant.

Enfin, nous procédons à la deuxième technique de raffinement qui permet de déterminer définitivement les emplacements des GED latérales. Elle consiste à déplacer la GED latérale d'un nœud, à droite ou à gauche, pour une éventuelle diminution des pertes actives. En effet, l'application de cette technique permet de placer définitivement la première GED latérale au nœud 14. Cette technique de déplacer la GED est appliquée pour le reste des GED latérales. Les emplacements finaux et les tailles définitives des GED sont présentés au tableau 4.2. Les pertes actives sont réduites à 65,334 kW à la fin de cette deuxième étape. En conséquence, le profil de tension est nettement amélioré comme le montre la figure 3.4.

Tableau 4.2: Emplacements et tailles finaux pour une pénétration de 100%

Dérivations	Nœuds	Tailles (MW)
Dérivation 1	14	0.615
Dérivation 2	31	0.800
Dérivation 3	24	1.020
Dérivation 4	20	0.460
Centrale	6	0.820

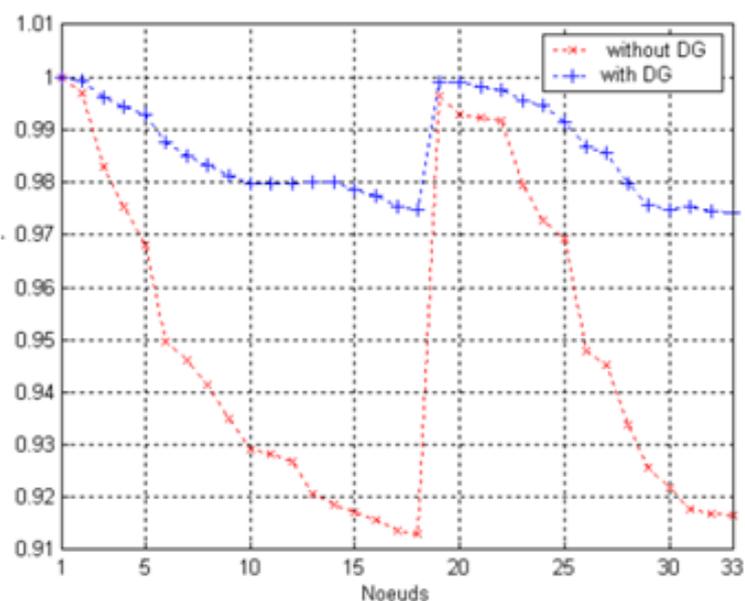


Figure.4-3 Profile de tension avec et sans GED

4.4. OPTIMISATION MULTI-OBJECTIF

Un grand nombre de techniques d'optimisation multi-objectifs sont disponibles dans la littérature. La plupart de ces techniques ont été basées initialement sur la résolution itérative du problème d'optimisation mono-objectif. Ces techniques classiques ont été largement utilisées, en raison de l'existence de puissantes techniques d'optimisation mono-objectif. Néanmoins, ces techniques ont des limites. Elles ne produisent qu'une seule solution à chaque itération et elles nécessitent des informations subjectives. Leur succès dépend de la forme et de la continuité du front de Pareto [128]. Par conséquent, au cours des deux dernières décennies, un nouveau groupe de techniques heuristiques d'optimisation multi-objectif a été développé pour surmonter ces limitations. Ces techniques, dénommées Multi-Objectifs Evolutionary Algorithms (MOEA) sont basées sur l'utilisation du concept de dominance de Pareto.

4.4.1. LE CONCEPT DE DOMINANCE DE PARETO

Dans les problèmes multi-objectifs, le concept de dominance de Pareto est utilisé pour déterminer si une solution est meilleure que d'autres. Une solution x domine une solution y si les deux conditions de dominance suivantes sont remplies [128-129]:

- la solution x n'est pas mauvais que la solution y dans tous les objectifs,
- la solution x est meilleure que la solution y dans au moins un objectif.

Dans ce cas, la solution y est dite "dominée" par la solution x , ou x est dite "non-dominée" par y . La notion de dominance de Pareto est illustrée dans l'exemple de minimisation bi-objectif indiquée dans la figure 4.4.a.

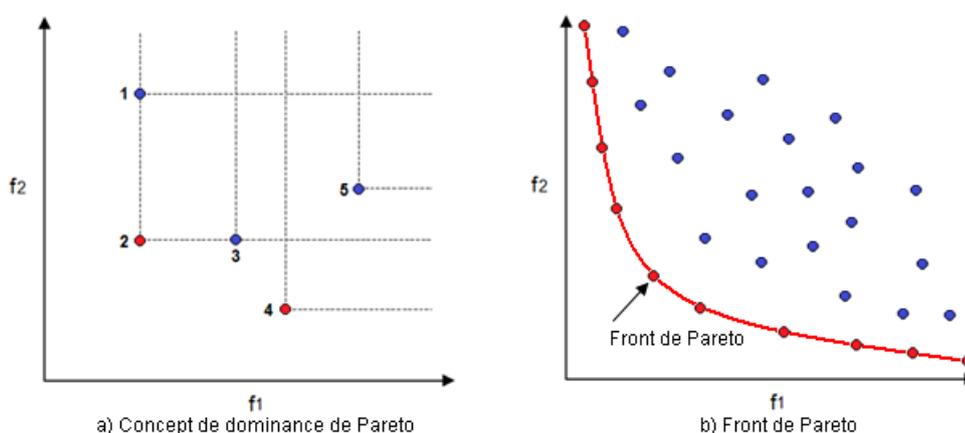


Figure 4-4 Exemple de minimisation bi-objectif

Dans cet exemple, les relations de dominance suivantes peuvent être observées:

- la solution 2 domine les solutions 1, 3 et 5,
- la solution 3 domine seulement la solution 5 et la solution 4 domine seulement la solution 5,
- les solutions 2 et 4 ne sont pas dominées, car il n'y a aucune solution qui les domine,
- la solution 2 domine les solutions 1 et 3, car elle les domine au moins dans un objectif.

C'est le concept de dominance de Pareto. Une solution est dite optimale de Pareto si elle n'est pas dominée par toute autre solution [128]. Les solutions 2 et 4 sont donc les solutions optimales de Pareto. Les solutions optimales selon la dominance de Pareto constituent l'ensemble des solutions de Pareto. Les valeurs des objectifs de l'ensemble Pareto dans l'espace des objectifs constituent le front de Pareto, voir figure 4.4.b.

4.4.2. LES TECHNIQUES D'OPTIMISATION MULTI-OBJECTIF

Un problème d'optimisation multi-objectif, dont les objectifs sont conflictuels, n'a pas de solution unique mais il possède un grand nombre de solutions définies par l'ensemble de Pareto. Puisque l'obtention de toutes les solutions de Pareto est pratiquement impossible, un sous-ensemble du front Pareto est généralement obtenu. Par conséquent, la résolution d'un problème multi-objectif implique les trois satisfactions suivantes [128]:

- **Précision:** pour trouver un ensemble de solutions très proche du front réel de Pareto.
- **Diversité:** pour trouver un ensemble de solutions aussi diverses que possible.
- **Diffusion (Spread):** pour trouver un ensemble de solutions qui touche l'ensemble du spectre du véritable front de Pareto.

Dans ce qui suit, nous allons discuter les méthodes utilisées pour obtenir l'ensemble des solutions de Pareto. Ces méthodes sont divisées en deux groupes: les approches multi-objectifs classiques et les algorithmes évolutionnaires multi-objectifs. Le premier groupe utilise de manière itérative les techniques d'optimisation classique pour obtenir à chaque itération une solution de l'ensemble de Pareto. Le deuxième groupe fait appel aux algorithmes évolutionnaires multi-objectifs qui permettent de trouver l'ensemble des solutions du front de Pareto en un seul coup.

4.4.2.1. Les Approches Multi-Objectives Classiques

Les approches multi-objectifs classiques sont basées sur des méthodes d'optimisation mono-objectif. Plusieurs solutions du front de Pareto sont obtenues en résolvant le problème

mono-objectif de manière itérative. Les deux approches classiques les plus utilisées sont décrites ci-après.

Méthode d'agrégation

La méthode d'agrégation convertit le problème multi-objectif en un problème mono-objectif en transformant les fonctions objectives en une somme pondérée d'objectifs:

$$\min F(X) = \sum_{i=1}^m w_i \cdot f_i(X), \quad \text{avec:} \quad \sum_{i=1}^m w_i = 1 \quad (4-2)$$

Les poids w_i indiquent l'importance relative de chaque objectif f_i . Les objectifs sont généralement normalisés de sorte que les poids peuvent prendre des valeurs dans l'intervalle $[0,1]$.

Cette méthode est simple et facile à exécuter. Il a été démontré qu'elle peut trouver toutes les solutions du front de Pareto pour les problèmes convexes [128]. Néanmoins, elle présente deux inconvénients majeurs. Premièrement, le choix d'un bon ensemble de poids n'est pas une tâche facile surtout lorsque la forme du front de Pareto n'est pas connue. De plus, les objectifs ne disposent généralement pas de la même échelle et donc une normalisation est nécessaire. Le deuxième inconvénient de cette méthode, qui peut-être le plus limitant, est que cette méthode est incapable de trouver toutes les solutions lorsque le front de Pareto est non-convexe.

Méthode des ε -contraintes

La méthode ε -contraintes a été introduite pour surmonter les difficultés rencontrées lors de l'application de la méthode d'agrégation aux problèmes non convexes. Dans cette méthode, le problème multi-objectif est réduit en un problème mono-objectif en gardant un seul objectif, généralement le plus important. Les autres objectifs sont exprimés en contraintes d'inégalité. Le vecteur des contraintes ε définit les limites supérieures de ces objectifs. Ainsi, l'équation (4-1a) de la formulation multi-objective devient alors:

$$\min f_{\mu}(X) \quad (4-3a)$$

$$f_j(X) \leq \varepsilon \quad j = 1, 2, \dots, m \quad i \neq \mu \quad (4-3b)$$

Les valeurs du vecteur de contraintes ε représentent le compromis entre les objectifs. L'obtention d'une bonne solution pour $f_{\mu}(X)$ exige la relaxation des contraintes pour le reste des objectifs. Plusieurs solutions du front de Pareto peuvent être trouvées en faisant changer les valeurs du vecteur des contraintes ε .

L'intérêt de la méthode de ε -contraintes est qu'elle puisse être appliquée aux problèmes à front de Pareto convexe ou non convexe. Cependant, la méthode nécessite la même quantité d'informations que la méthode de la somme pondérée. En outre, le vecteur des contraintes doit être dans la région faisable de chaque objectif. Par conséquent, une connaissance antérieure sur les caractéristiques du front de Pareto est nécessaire [128]. De plus, lorsque le problème a plusieurs objectifs, une grande quantité d'information est exigée, et un grand nombre d'itérations sont nécessaires pour trouver plusieurs solutions appartenant au front de Pareto.

4.4.2.2. Les Algorithmes Evolutionnaires Multi-objectifs

Les premières tentatives d'utiliser les algorithmes évolutionnaires pour résoudre des problèmes d'optimisation multi-objectifs étaient basées sur les approches classiques. Néanmoins, les chercheurs commencent bientôt de proposer de nouveaux algorithmes qui exploitent la nature des algorithmes évolutionnaires. Ces algorithmes évolutionnaires multi-objectifs sont basés sur les mêmes processus de croisement et de mutation utilisés dans les algorithmes génétiques. Toutefois, l'assignation de fitness et les opérateurs de sélection sont modifiés pour traiter les problèmes multi-objectifs. Les Algorithmes évolutionnaires multi-objectifs sont idéaux pour faire face aux problèmes multi-objectifs combinatoires non linéaires et non-convexes. De plus, il a été démontré empiriquement qu'une seule exécution de MOEA est plus efficace que plusieurs exécutions des méthodes classiques [130].

Le premier algorithme évolutionnaire multi-objectif était le VEGA (Vector Evaluated Genetic Algorithm) développé en 1984. C'est un algorithme génétique standard auquel l'étape de sélection est modifiée. Ensuite, Goldberg [131] a proposé l'utilisation de l'optimalité de Pareto comme critères de fitness. Il a classé les solutions en plusieurs fronts de Pareto. Les solutions ayant un rang supérieur sont sélectionnées le plus souvent pour le croisement et la mutation. Par conséquent, la recherche est poussée vers front de Pareto. Il a également proposé l'utilisation d'un mécanisme de niching pour maintenir la diversité des solutions le long du front de Pareto et d'obtenir un front de Pareto plus bien réparti.

Le contexte théorique de Goldberg a servi comme base pour la première génération de MOEA développés au cours des années ultérieures. Cette première génération de MOEA comprend le MOGA (Multi-Objective Genetic Algorithm) proposé en 1993, le NSGA (Non-dominated Sorting Genetic Algorithm) publié en 1994, et le NPGA (Niche Pareto Genetic Algorithm) publié aussi en 1994 [129]. Cependant, l'une des majeures critiques des MOEA de la première génération est que leur performance dépend de la taille de la niche [132], qui est un paramètre difficile à régler correctement [133].

Le SPEA (Strength Pareto Evolutionary Algorithm) proposé en 1999 par Zitzler et al. [134] a commencé la deuxième génération de MOEA. Dans cette publication, les auteurs ont proposé deux concepts clés: l'utilisation de l'élitisme pour préserver des solutions non-dominées et l'attribution de nouvelle fitness qui évite d'utiliser le mécanisme de niching. En SPEA, les solutions non-dominées sont conservées dans une population d'élite secondaire, appelée archivage externe. Cette méthode garantit que les solutions non-dominées ne seront pas perdues par croisement et mutation. En outre, la population d'élite participe au processus de sélection et de croisement. Par conséquent, la convergence vers le front de Pareto est accélérée.

La plupart des MOEA élitistes sont basées sur un cadre similaire de SPEA et ne diffèrent que par la façon dont ils effectuent l'assignation de fitness et la sélection (clustering) [135]. Selon [129], la deuxième génération de MOEA comprend : le SPEA (Strength Pareto Evolutionary Algorithm) publié en 1999, le PAES (Pareto Archived Evolutionary Strategy) proposé en 1999, le NSGA-II (Non dominated Sorting Genetic Algorithm II) développé en 2000 et le SPEA2 (Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2) développé à partir de 2001.

Les deux derniers MOEA (NSGA-II et SPEA2) ont attiré une attention largement répandue et ont commencé à être appliqués à divers problèmes pratiques tels la planification de réseaux de distribution [136].

Le NSGA-II repose sur trois concepts [132]:

- Il utilise le concept d'élitisme en maintenant les solutions non dominées dans la population (il n'utilise pas une archive externe de manière explicite).
- L'assignation de fitness est basée sur le classement dominé. Par conséquent, des solutions plus proches du front de Pareto reçoivent une meilleure fitness.
- Il utilise l'estimation de la distance de surpeuplement (crowding distance estimation) comme deuxième comparateur dans le tournoi de sélection. Ainsi, lorsque deux solutions

de même rang sont comparées, la solution appartenant à la région la moins peuplée est sélectionnée pour la reproduction.

En revanche, SPEA2 est basé sur un mécanisme d'assignation de fitness et de sélection plus compliqué, que l'on explique en détail dans la section suivante. Le SPEA 2 fournit des résultats meilleurs que le NSGA-II comme il a été vérifié dans les problèmes étudiés dans [137]. Il a également été démontré que le SPEA2 est plus performant que le NSGA-II dans les problèmes qui présentent un grand nombre d'objectifs [135]. Par ailleurs, Mori et al. [138] ont comparés le SPEA2 et le NSGA-II dans le problème de la planification d'expansion du réseau de distribution et ont montré que le SPEA2 est plus performant que le NSGA-II en termes de qualité de solutions et de temps de calcul. Dans ce qui suit, nous allons donner des explications détaillées sur les différentes étapes et opérations pour implémenter l'algorithme SPEA 2 qui a été choisi, dans le cadre de ce travail de thèse, pour développer un modèle de planification multi-objectif qui optimise l'intégration de la GED dans les réseaux électriques de distribution.

4.5. L'ALGORITHME SPEA 2

L'algorithme SPEA 2 (Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2) utilise une population P de taille N et une archive externe de taille \underline{N} qui stocke les solutions non-dominées. L'algorithme est répété pour T générations comme suit:

Entrées: N : la taille de la population P ,
 \underline{N} : la taille de l'archive A ,
 T : le nombre maximum de générations.

Sortie: A_f : L'ensemble final des solutions non-dominées.

Etape 1: Initialisation: Pour $t = 0$, générer une population initiale $P(t)$ et créer une archive externe vide $A(t)$.

Etape 2: Assignation de fitness: Evaluer la population $P(t)$. Déterminer les valeurs de la fitness des individus de $P(t)$ et $A(t)$.

Etape 3: Sélection environnementale: Copier tous les individus non dominés de $P(t)$ et $A(t)$ dans $A(t+1)$. Si la taille de $A(t+1)$ est supérieure à \underline{N} , réduire $A(t+1)$ par troncation, sinon, compléter alors $A(t+1)$ par les individus dominés de $P(t)$ et $A(t)$ de fitness les plus élevées.

Etape 4: Finalisation: si $t \geq T$ faire $A_F = A(t+1)$ et arrêter.

Etape 5: Sélection d'accouplement: Effectuer un tournoi de sélection binaire sur $A(t+1)$ pour remplir le pool d'accouplement.

Etape 6: Reproduction: Créer une nouvelle population $P(t+1)$ par des opérations de croisement et de mutation effectuées sur les individus du pool d'accouplement. Incrémenter le compteur de générations: $t = t + 1$ et allez à l'étape 2.

Tout algorithme évolutionnaire multi-objectifs a trois objectifs principaux: la précision, la diversité et la propagation, comme il a été indiqué à la section 4.4.2. Le SPEA 2 atteint ces objectifs par l'utilisation d'une procédure d'assignation de fitness améliorée qui fait augmenter la pression sélective. En outre, cette assignation de fitness fait inclure des informations de densité qui encourage l'exploration des régions les moins denses de l'espace des objectifs. De plus, l'opérateur de troncature appliquée à l'étape 3, permet une répartition diversifiée des solutions non dominées. Une autre particularité de l'algorithme SPEA 2 est que seuls les individus de l'archive d'élite participent à l'étape de reproduction.

L'étape 2 (assignation de fitness) et l'étape 3 (sélection environnementale), exclusives au SPEA 2, sont expliquées en détail dans les sections 4.5.1 et 4.5.2 respectivement.

Les étapes 1, 5 et 6 (population initiale, sélection et croisement/mutation) sont similaires à celles de l'algorithme génétique. Elles sont brièvement expliquées dans les sections 4.5.3, 4.5.4 et 4.5.5.

4.5.1. ASSIGNATION DE FITNESS

Dans l'algorithme SPEA, la procédure d'assignation de fitness a été critiquée parce que les individus dominés par les mêmes membres du front de Pareto reçoivent le même niveau de fitness et, par conséquent, les individus du front de Pareto sont attribués de mauvaise fitness [128].

Zitzler et al. [137] ont proposé une procédure d'assignation de fitness très fine pour le SPEA 2. La fitness d'un individu dépend à la fois du nombre des individus que cet individu domine et les individus qui dominent ce même individu. Dans un premier temps, une valeur d'intensité $S(i)$ est attribuée à chaque individu i de l'ensemble $P(t) + A(t)$ qui correspond au nombre des individus j qu'il domine:

$$S(i) = |\{j \mid j \in \mathbf{P}(t) + \mathbf{A}(t), i > j\}| \quad (4-4)$$

Où $|\cdot|$, $+$ et $>$ désignent respectivement le cardinal d'un ensemble, l'union d'ensembles et la relation de dominance de Pareto.

Ensuite, une valeur brute de fitness $R(i)$ de chaque individu est calculée à partir de la somme des intensités des individus qui le domine dans l'ensemble $\mathbf{P}(t) + \mathbf{A}(t)$:

$$R(i) = \sum_{\substack{j \in \mathbf{P}(t) + \mathbf{A}(t) \\ j > i}} S(j) \quad (4-5)$$

Figure 4.5 illustre les résultats de cette procédure d'assignation de fitness pour un problème de minimisation bi-objectifs. $R(i) = 0$ correspond à un individu i non dominé, alors qu'une valeur élevée $R(i)$ signifie que l'individu i est dominé par d'autres individus.

De plus, il faut remarquer que, dans cette procédure d'assignation de fitness, toutes les solutions du front de Pareto prennent des valeurs brutes de fitness similaires. De plus, les solutions dominées par le même individu sont attribuées de différents niveaux de fitness, en fonction de leurs relations de dominance. Par conséquent, les solutions, qui sont plus près du front de Pareto dans les régions moins peuplées et dominé par moins de personnes, sont attribuées d'une meilleure fitness. De cette façon, la recherche est poussée vers le front de Pareto et vers les régions moins peuplées de l'espace de recherche.

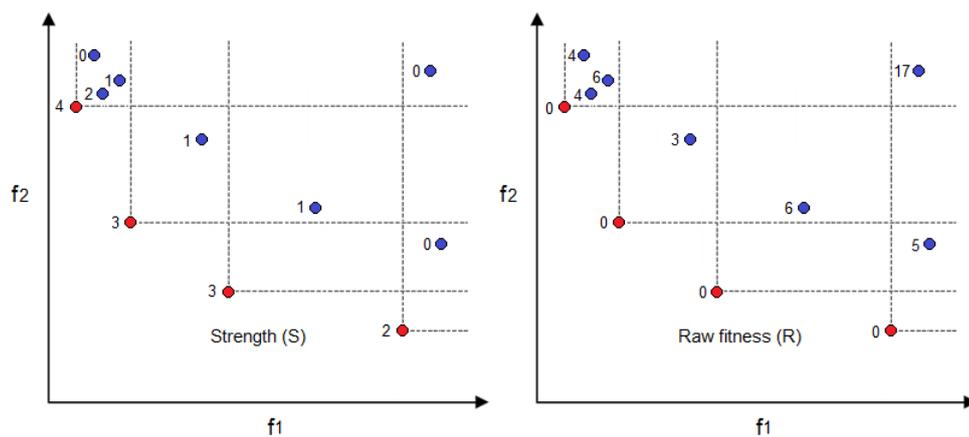


Figure 4.5 Assignation de fitness dans l'algorithme SPEA 2

Des informations supplémentaires de densité sont incorporées pour faire distinction entre les individus ayant des valeurs brutes identiques de fitness. La technique de la densité

de l'information, proposée par Zitzler et al. [137], est une adaptation de la méthode du $k^{\text{ème}}$ plus proche voisin [139] où la densité en tout point est une fonction décroissante de la distance au $k^{\text{ème}}$ plus proche point de données. L'adaptation consiste à prendre l'inverse de la distance au $k^{\text{ème}}$ plus proche voisin comme estimation de la densité. En d'autres termes, pour chaque individu i , les distances (dans l'espace des objectifs) à tous les individus j de la population et de l'archive sont calculées et stockées dans une liste puis triée dans ordre croissant. Le $k^{\text{ème}}$ élément de cette liste donne la distance cherchée que l'on note σ_i^k . En fin, la densité $D(i)$ correspondant à chaque individu i est définie par:

$$D(i) = \frac{1}{\sigma_i^k + 2} \quad (4-6)$$

Normalement, k est supposé égal à la racine carrée de la taille de la population plus l'archive ($k = \sqrt{N + \underline{N}}$). Un 2 est ajouté au dénominateur pour s'assurer que sa valeur soit supérieure à zéro et que $D(i) < 1$. En conséquence, la fitness résultante F est la somme de la fitness brute R et l'estimation de la densité D :

$$F(i) = R(i) + D(i) \quad (4-7)$$

Cette valeur de fitness est utilisée pour choisir les solutions qui seront copiées dans l'archive externe (sélection environnementale). Seules les solutions ayant les meilleures fitness survivent pour être croisées et mutées.

4.5.2. SELECTION ENVIRONNEMENTALE

Dans le SPEA 2, la taille de l'archive externe est maintenue constante. Lorsque les solutions non dominées dans l'ensembles $P(t) + A(t)$ sont copiés dans l'archive $A(t+1)$, trois scénarios: peut être envisagés:

- Le nombre des solutions non dominées de $A(t+1)$ est exactement égal à la taille de la population d'archive \underline{N} . Dans ce cas, l'étape de la sélection environnementale se termine.
- Le nombre des solutions non dominées de $A(t+1)$ est inférieur à la taille de la population d'archive \underline{N} . Dans ce cas, l'archive $A(t+1)$ est complétée par les meilleures solutions dominées de $P(t) + A(t)$.

- Le nombre des solutions non dominées de $\mathbf{A}(t+1)$ est supérieur à la taille de la population d'archive \underline{N} . Dans ce cas, une opération de troncature est appliquée à $\mathbf{A}(t+1)$ pour éliminer les solutions non dominées en surplus.

La procédure de troncature, utilisée dans le SPEA 2, est décrite comme suit : à chaque itération, une solution i est choisie pour être éliminée si:

- $\sigma_i^k = \sigma_j^k$ pour chaque valeur de k dans l'intervalle $0 < k < \underline{N}$ et $j \in \mathbf{A}(t+1)$ ou
- $\sigma_i^q = \sigma_j^q$ pour chaque valeur de q dans l'intervalle $0 < q < k$ et une valeur quelconque de k dans l'intervalle $0 < k < \underline{N}$.

En d'autres termes, à chaque itération, un individu de $\mathbf{A}(t+1)$ de distance plus proche d'un autre individu est choisi. S'il y a plusieurs individus de distance minimale, la seconde distance minimale est utilisée, et ainsi de suite.

Cette opération de troncature du SPEA2 garantit que les solutions conservées dans l'archive externe sont bien réparties, et que des solutions aux limites ne sont pas perdus. La figure 4.6 illustre la procédure de sélection de solutions sur la base de la deuxième distance minimale (à gauche) et toutes les solutions qui doivent être tronquées (à droite), pour une archive de taille égale à 10. Par exemple, les solutions 1 et 2 ont la même première distance minimale. Cependant, la solution 2 est supprimée, car elle a une deuxième distance minimale inférieure. Le même principe de troncature est appliqué aux solutions 3, 4 et 5 et qui sont éliminées de l'archive.

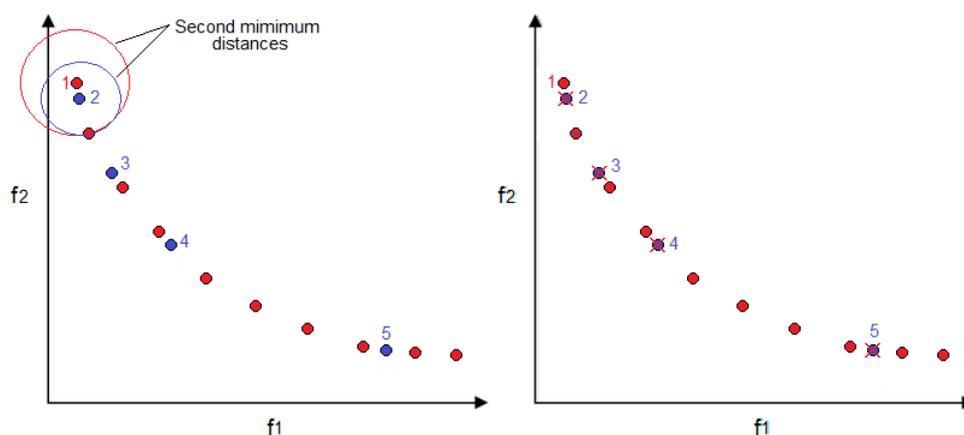


Figure 4-6 Opération de troncature du SPEA 2

4.5.3. CREATION DE POPULATION INITIALE ET ENCODAGE DES CHROMOSOMES

La population initiale est composée d'un certain nombre de solutions d'essai au problème d'optimisation. La création d'une bonne population initiale peut réduire le temps de calcul et empêcher la convergence prématurée aux optimums locaux [140]. L'approche la plus utilisée est de créer les individus de la population initiale de manière aléatoire [128], [141].

Le choix de la taille de la population est un facteur clé pour avoir un algorithme efficace. Une petite population avec une bonne solution initiale converge plus rapidement. Une grande population a une plus grande inertie et converge lentement.

Dans les algorithmes évolutionnaires, les individus de la population sont codés dans des chromosomes. Chaque variable de décision du problème d'optimisation est représentée sous la forme d'un gène dans le chromosome. Chaque chromosome définit un *génotype* qui correspond à un ensemble unique de variables dans l'espace de décision, le *phénotype*. Plusieurs codages de chromosomes sont envisagés: le codage binaire, le codage réel et le codage entier.

4.5.4. LA SELECTION

Les individus sont sélectionnés de la population pour constituer un pool d'accouplement. Plusieurs formes de sélection des individus sont disponibles. Les processus de sélection les plus courants sont : la sélection par roulette et la sélection par tournoi [141]. Dans la sélection par roulette, le pool d'accouplement est constitué en choisissant successivement les individus de la population en utilisant un générateur de nombres aléatoires. A chaque individu est associée une chance de sélection proportionnelle à sa fitness. Ce processus garantit que les meilleurs individus sont choisis le plus souvent. Cependant, Deb [128] reconnaît que les méthodes de sélection par roulette présentent un inconvénient. Elles dépendent de la valeur absolue de la fitness. Ainsi, les problèmes d'échelle peuvent se produire.

En revanche, la sélection par tournoi peut fournir un duplicata du processus naturel de la compétition pour l'accouplement [140]. Un petit ensemble d'individus (habituellement deux ou trois) sont prélevés de la population et comparés en termes de fitness. Le meilleur individu est sélectionné et copié dans le pool d'accouplement. Les individus sont comparés jusqu'à ce que le pool d'accouplement soit plein. Les individus de meilleurs fitness gagnent

plus de tournois et reçoivent donc plus de chances de reproduction. La sélection par tournoi ne souffre pas du problème d'échelle identifié dans la sélection par roulette.

4.5.5. LE CROISEMENT

Le croisement est l'opération principale des algorithmes évolutionnaires. Elle garantit les échanges d'informations entre les bons chromosomes et conduit éventuellement à la production de meilleurs chromosomes. Il consiste à combiner des paires de chromosomes du pool d'accouplement (appelé parents) par "swapping" leurs gènes pour produire une paire de nouveaux chromosomes (appelé enfants). Le processus de croisement est répété jusqu'à ce que toutes les paires de chromosomes du pool d'accouplement ont été cueillies. Cependant, ce n'est pas tous les parents sont combinés. L'opération de croisement est appliquée avec une probabilité appelé taux de croisement. Le meilleur taux de croisement est compris entre 0,65 et 0,85 [107]. Les parents, qui ne sont pas croisés, sont directement copiés dans la population suivante.

Le croisement le plus simple est le croisement à un seul point. Dans ce type de croisement, les deux chromosomes parents sont coupés en un seul point aléatoire, et les segments obtenus sont interchangés pour produire de nouveaux individus (enfants). Ainsi, chaque enfant hérite une séquence de gènes de chaque parent. Une autre possibilité consiste à couper les chromosomes parents en deux points (croisement à double-point). Le segment entre les deux points de coupe est échangé entre les chromosomes parents. Le croisement à deux points est généralement meilleur qu'un croisement à point unique [142], car il permet un taux d'exploration plus élevé de l'espace de recherche.

En fin, le chromosome peut être divisé en plusieurs points (croisement à point multiple) et les segments correspondants sont échangés entre les parents pour produire deux nouveaux descendants. La généralisation du croisement à point multiple conduit au croisement uniforme. Dans ce cas, un *masque de croisement* est créé en utilisant une distribution de probabilité uniforme. Le masque de croisement détermine les gènes de chaque parent que doivent être transmis à chaque enfant. Le croisement uniforme favorise l'exploration de l'espace de recherche mieux que les croisements à un et deux points [140].

4.5.6. LA MUTATION

L'opération de mutation est un élément très important de recherche dans les algorithmes évolutionnaires. Elle conserve la diversité de la population par l'exploration des régions de l'espace de recherche qui ne sont pas explorées [128] et fait revenir les gènes qui ont été

écartés par la sélection [142]. Cette opération est appliquée aux descendants après le croisement. Pour un codage binaire de chromosome, l'opération de mutation est une opération de "bit-swapping". Pour un codage réel, l'opérateur de mutation consiste à affecter une valeur aléatoire de la zone de l'espace de recherche au gène muté [128].

Comme l'opérateur de croisement, la mutation se produit avec un certain taux qui exprime la probabilité d'occurrence de l'opération. Puisque la mutation est un opérateur destructeur, un faible taux de mutation est conseillé. Le meilleur taux de mutation est compris entre 0,01 et 0,05.

4.6. APPLICATIONS DE L'ALGORITHME SPEA 2

Deux applications de l'algorithme SPEA 2 sont présentées dans cette section. Dans la première application, l'algorithme SPEA 2 est appliqué pour optimiser l'intégration de la GED dans le réseau test présenté au chapitre 3. La deuxième application consiste à appliquer l'algorithme SPEA 2 pour minimiser l'énergie non distribuée dans ce réseau test.

4.6.1 INTEGRATION OPTIMAL DE LA GED

Dans cette sous-section l'algorithme de SPEA2 est appliqué pour minimiser le niveau de pénétration de la GED dans le réseau test présenté dans le chapitre 3. Deux fonctions objectives sont considérées.

La première fonction objective représente le taux de pénétration de la GED défini par le rapport de la puissance active totale de la GED installée sur la puissance active totale demandée.

$$\tau_{GED}\% = \frac{\sum P_{GEDi}}{\sum P_{Di}} \quad (4-8)$$

Le deuxième objectif représente les pertes actives pendant le niveau haut de la demande dans ce réseau test:

$$P_{loss} = \sum_{i=1}^{N_b} R_i \times I_i^2 \quad (4-9)$$

Les contraintes du problème sont les équations d'écoulement de puissances et les inégalités de tension et de courant définies respectivement comme suit:

$$\begin{cases} P_i = P_{Gi} - P_{Di} = V_i \sum_{k=0}^{N_n} Y_{ik} V_k \cos(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \\ Q_i = Q_{Gi} - Q_{Di} = -V_i \sum_{k=0}^{N_n} Y_{ik} V_k \sin(\delta_k - \delta_i + \gamma_{ik}) \end{cases} \quad (4-10)$$

$$V_{Min} \leq V_i \leq V_{Max}, \quad i = 1, 2, \dots, N_n \quad (4-11)$$

$$I_k \leq I_{k,Max}, \quad k = 1, 2, \dots, N_b \quad (4-12)$$

L'unité de GED connectée au nœud i est modélisée comme une charge négative PQ. On suppose que tous les nœuds sont candidats pour la connexion de GED. Toutes les unités de GED sont supposées fonctionner à un facteur de puissance unitaire.

Les variables de décision sont les emplacements ou les nœuds du réseau auxquels la GED est connectée et les tailles ou les capacités de la GED à installer dans chaque emplacement. Le nombre d'emplacement est fixe et choisi égal à cinq. Chaque solution du problème est représentée par un chromosome. Chaque chromosome est composé de deux groupes de gènes comme le montre la figure 4.6. Le premier groupe est réservé aux emplacements de la GED et le second groupe est réservé aux capacités de la GED qui peuvent être installées à ces emplacements. Dans l'exemple du chromosome schématisé par la figure 4.6, des unités de GED de capacités 100, 70, 30, 30 et 500 kW sont installées respectivement aux nœuds 6, 10, 24, 18 et 33 du réseau test.

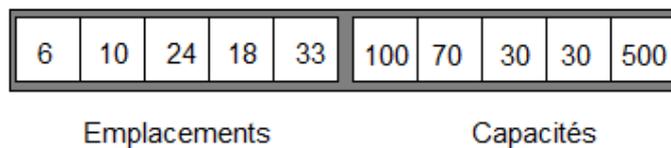


Figure 4.6 Exemple de codage de chromosome.

Pour chaque solution (chromosome ou individu) de la population initiale, les emplacements de la GED sont choisis de manière aléatoire parmi les nœuds du réseau test. Les capacités des unités de GED sont également choisies de manière aléatoire parmi les tailles disponibles : 30, 70, 100 et 500 kVA.

Un tournoi de sélection binaire est utilisé. A chaque opération, une paire de solutions (parents) est choisie de manière aléatoire parmi les solutions de l'archive. La solution qui a la meilleure fitness est choisie puis stockée dans un pool d'accouplement. La procédure est

répétée jusqu'à ce que le pool d'accouplement soit rempli. Un masque de croisement uniforme créé de manière aléatoire est appliqué pour chaque opération de croisement.

Un taux de croisement de 0,8 et taux de mutation de 0,02 sont choisis. Les tailles de la population et de l'archive sont choisies respectivement égales à 100 et 50. Le nombre de générations est fixé à 1000.

Le problème d'optimisation de la pénétration de GED ainsi formulé a été résolu et 50 solutions optimales du front de Pareto ont été trouvées par l'application de l'algorithme SPEA 2. Ce front optimal de Pareto est représenté dans la figure 4.7. Il faut remarquer que seulement 10 % des solutions obtenues ont un taux supérieur à 50 %. Cela est dû au nombre d'emplacements relativement petit qui est fixé à 5. Pour augmenter ce pourcentage, il faut augmenter ce nombre à des valeurs supérieures à 5 (par exemple 6, 7 ou même 10).

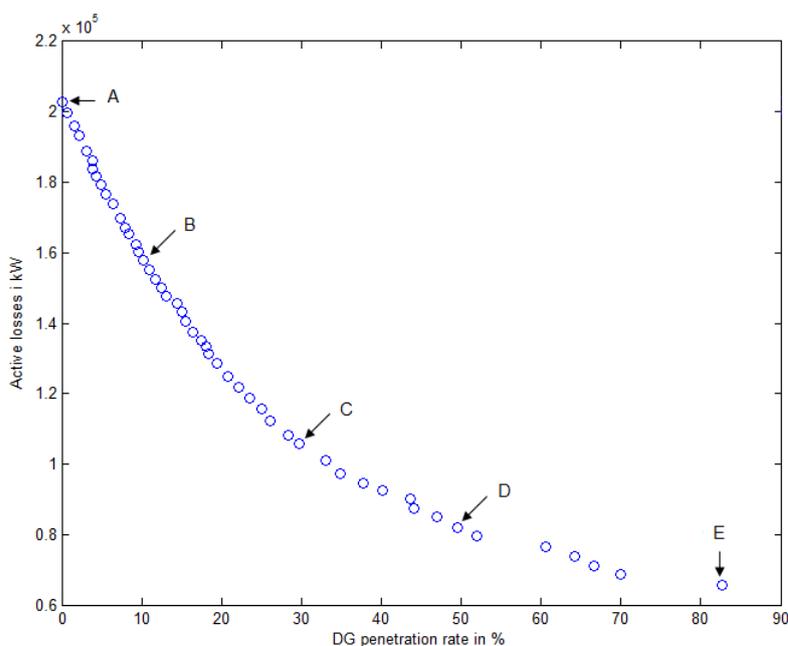


Figure 4.7 Minimisation de la pénétration de La GED dans le réseau test à 33 nœuds.

Deux solutions extrêmes du front optimal de Pareto peuvent être facilement reconnues: la solution A et la solution E. La solution A, dite la solution nothing pour laquelle aucune GED n'est installée correspond aux pertes actives les plus élevées. La solution E correspond à la solution pour laquelle le taux de pénétration de GED est le plus élevé et les pertes actives les plus faibles.

Les valeurs des fonctions objectives pour les solutions A, B, C, D et E sont résumées au tableau 4.3. Les emplacements et les capacités des unités de la GED à installer pour ces

solutions sont présentés dans le tableau 4.4. Pour des taux de pénétration relativement faibles (< 30 %), les nœuds 17, 31 et 33 sont sectionnés comme des emplacements optimaux (solutions A et B). Pour des taux relativement élevés (>30 %), se sont les nœuds 6, 9, 14/15, 25 et 31 qui ont été sélectionnés comme des emplacements optimaux. Il faut noter ici que les nœuds 6, 14 et 31 avec le nœud 24 ont été également trouvés comme des emplacements optimaux par la méthode d'optimisation proposée à la section 4.3.3 [98].

Tableau 4.3. Valeurs des fonctions objectives des solutions: A, B, C, D et E

Fonctions Objectifs	Solutions				
	A	B	C	D	E
Taux de pénétration %	0	10.26	29.68	49.60	82.63
Pertes actives (kW)	202.68	157.89	105.65	81.90	65.65

Tableau 4.4. Emplacements et capacités de la GED pour les solutions: A, B, C, D et E

Solutions	Emplacements(nœuds)	Capacités (kW)
A	Aucun	Aucune
B	17, 31, 33	247.11, 22.73, 111.15
C	14, 17, 31, 33	211.96, 247.11, 482.05, 161.46
D	6, 9, 15, 25, 31	403.21, 37.95, 603.88, 122.33, 675.12
E	6, 9, 14, 25, 31	875.17, 161.46, 603.88, 754.24, 675.12

La Figure 4.8 illustre le profil de tension pour les solutions: A, B, C, D et E. Il est très clair que le profil de tension est très amélioré pour la solution E que pour les solutions A, B, C et D. Cela explique que l'intégration optimale de la GED améliore aussi le profil de tension.

4.6.2 MINIMISATION DU COUT D'ENERGIE NON-DISTRIBUEE

L'algorithme SPEA2 est également appliqué pour déterminer les différentes combinaisons d'emplacements d'interrupteurs sectionneurs qui minimisent l'énergie non-distribuée dans le réseau test. Deux fonctions objectives sont considérées.

La première fonction objective $F01$ est le coût d'investissement. Il est égal à la somme du coût d'installation et du coût d'opération et de maintenance des interrupteurs sectionneurs installés en têtes des lignes.

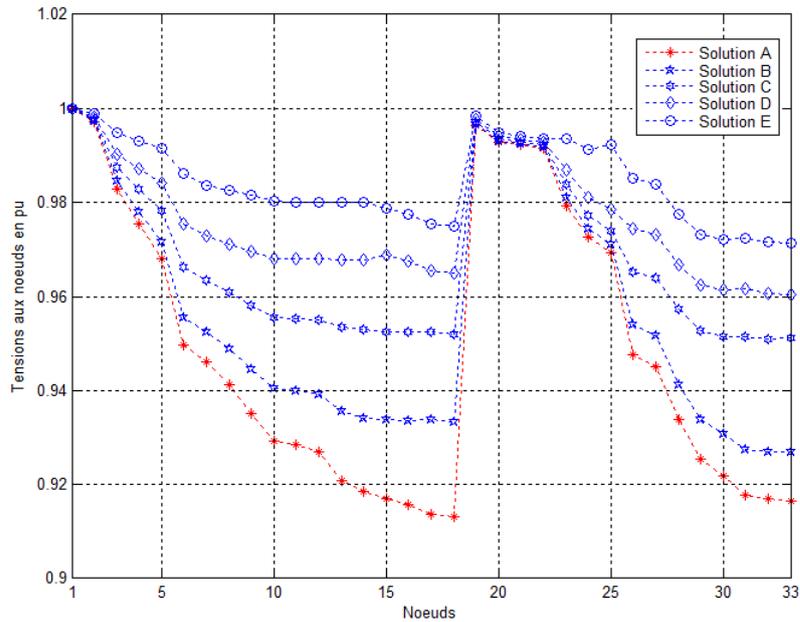


Figure 4.8: Profil de tension dans les solutions A, B, C, D et E.

$$FO1 = C_{ins}^{IS} + C_{O\&M}^{IS} \quad (4 - 12)$$

La deuxième fonction objective $FO2$ est le coût annuel d'énergie non distribuée :

$$FO2 = \left(\sum_{i=1}^{N_n} \sum_{j \in m(j)} \lambda_j \cdot L_j \cdot r_i \cdot P_i \right) \cdot PE \quad (4 - 13)$$

PE étant le prix de base d'énergie électrique.

Deux variables de décision sont considérées: le nombre d'interrupteurs-sectionneurs à installer et leurs locations. Toutes les lignes du réseau peuvent recevoir de tels interrupteurs à l'exception de la ligne 1 connectée à la source qui porte un disjoncteur à réenclenchement automatique. Chaque solution du problème (chromosome) est composée de $N_b - 1$ gènes, N_b étant le nombre de branches du réseau. Chaque gène peut recevoir une valeur binaire 0 ou 1 selon qu'une branche du réseau reçoit un interrupteur-sectionneur ou non. La figure 4.9 schématise un exemple de chromosome, où $N_b = 32$. Les branches 3, 6, 11, 18, 22 et 25 sont programmées pour recevoir des interrupteurs-sectionneurs.

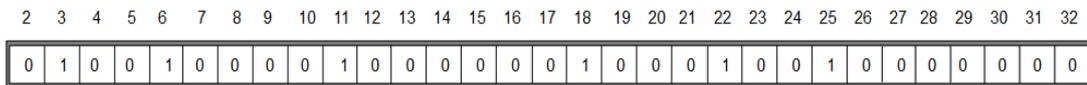


Figure 4.9 Exemple de codage de chromosome

Le taux de défaillance λ (nombre de défaillances par an et par km) est pris égal 1,2 [95]. Les temps d'isolation et de réparation de défaut sont respectivement fixés à 1 heure et 4 heures. Le prix d'énergie électrique de base est pris égal à 60 \$ / MWh [81]. Les longueurs des lignes et les puissances actives des charges connectées au réseau sont données en annexe A. Le coût d'installation et le coût d'opération et de maintenance des interrupteurs-sectionneurs sont fixés respectivement à 2500 \$ et 540 \$ [143].

Un taux de croisement de 0.8 et un taux de mutation de 0.02 sont choisis pour l'algorithme SPEA2. Les tailles de la population et de l'archive sont choisies respectivement égales à 1000 et 500. Le nombre de génération est fixé à 10.

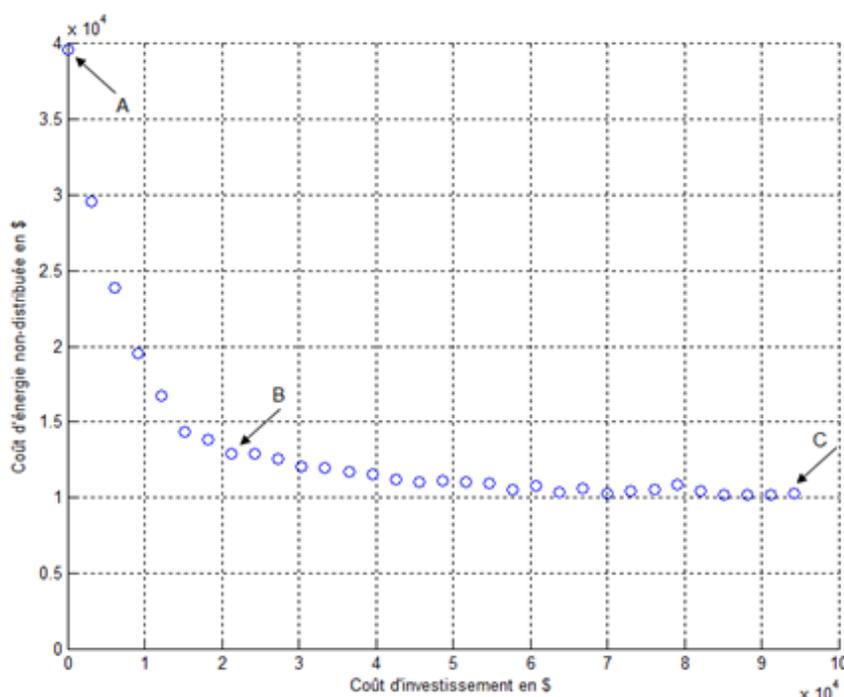


Figure 4.10 Minimisation du coût d'énergie non-distribuée dans le réseau test

Le problème ainsi formulé a été résolu par l'algorithme SPEA2. La figure 4.10 ci-dessus représente le front optimal de Pareto obtenu. Les deux solutions extrêmes A et C correspondent respectivement à la *solution nothing* pour laquelle aucun sectionneur n'est suggéré et la *solution all* pour laquelle toutes les branches sont proposées pour recevoir un sectionneur. Les valeurs des fonctions objectives pour les solutions A, B, et C sont résumées au tableau 4.5. Le nombre et les emplacements des interrupteurs sectionneurs suggérés à être installés pour ces solutions A, B et C sont présentés dans le tableau 4.6.

Tableau 4.5. Valeurs des fonctions objectives des solutions: A, B et C

Fonctions Objectifs	Solutions		
	A	B	C
Coût d'investissement (\$)	0	21280	91200
Coût d'END (\$)	39600	12880	10160

Tableau 4.6. Nombre et Emplacements des interrupteurs pour les solutions: A, B et C

Solutions	Nombre d'interrupteurs	Emplacements (lignes)
A	0	Aucun
B	7	3, 7, 11, 15, 19, 22 et 28
C	30	Presque tous

Le coût annuel de l'énergie non distribuée de la *solution nothing*, déjà évalué au chapitre 3, est trouvé égal à 39600 \$ par an. La solution B, qui propose l'installation de 7 interrupteurs-sectionneurs aux branches 3, 7, 11, 15, 19, 22 et 28, fait réduire le coût annuel de l'énergie non distribuée à une valeur de 12880 \$ par an avec un coût d'investissement raisonnable de 21280 \$. Cette solution B optimisée est plus meilleure que la configuration de 7 interrupteurs sectionneurs proposée comme référence au chapitre 3. La solution C, dite la *solution all*, fait réduire le coût annuel d'énergie non distribuée à une valeur minimale de 10160 \$ par an. Les solutions situées entre B et C, qui coûtent de plus en plus chers sans avoir beaucoup réduit le coût d'énergie non-distribuée, restent des alternatives à éviter.

4.7. CONCLUSION

Dans ce chapitre, nous avons présenté et discuté les différentes méthodes d'optimisation utilisées dans le problème de planification de la GED. Après, la formulation générale du problème d'optimisation, les méthodes d'optimisation mono-objectif, mathématiques et heuristiques, ont été initialement et brièvement examinées et critiquées. Une méthode rapide et efficace pour optimiser l'intégration de la GED dans les réseaux de distribution a été proposée et appliqué au réseau test. Ensuite, nous avons présenté les méthodes d'optimisation à objectifs multiples basée sur le concept d'optimalité de Pareto. Ces méthodes ne fournissent pas une solution unique mais un groupe de solutions optimales: l'ensemble de Pareto.

Deux types différents de méthodes d'optimisation multi-objectifs peuvent être utilisés pour trouver l'ensemble de Pareto. Le premier type est basé sur l'utilisation itérative des méthodes d'optimisation mono-objectif pour trouver plusieurs solutions. Ce type de méthodes nécessite une connaissance approfondie du problème. Elles sont beaucoup consommateurs de temps de calcul et, dans certains cas, elles ne peuvent pas traiter les fronts de Pareto non-convexes. Le deuxième type de méthodes multi-objectifs, dénommés Multi-Objective Evolutionary Algorithms (MOEA), sont basés sur les principes des algorithmes génétiques. Elles sont capables de trouver l'ensemble de solutions de Pareto en une seule exécution. L'algorithme SPEA2 (The Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2), qui fournit des meilleurs résultats que d'autres algorithmes évolutionnaires multi-objectifs pour des problèmes pratiques d'optimisation multi-objectifs, est décrit en détail puis il est testé pour deux applications. La première consiste à optimiser la pénétration de la GED pour minimiser les pertes actives dans le réseau test proposé pour l'étude. Il s'adapte bien à ce type de problème et donne des bons résultats. La deuxième application consiste à optimiser le nombre de sectionneurs à installer dans le réseau test pour minimiser le coût de l'énergie non-distribuée. Il donne également des bons résultats à ce genre de problème. Finalement, l'algorithme de SPEA2 est proposé pour être appliqué au chapitre 5 pour résoudre le problème de planification de la GED.

CHAPITRE 5

PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION PAR INTEGRATION OPTIMALE DE LA GENERATION D'ENERGIE DISPERSÉE

5.1. INTRODUCTION

L'accroissance de la demande d'énergie électrique est un problème important dans la planification des réseaux électriques de distribution. Ce problème est habituellement résolu par le renforcement des capacités des stations de transformation et des lignes de distribution. Cependant, ce type de résolution conduit à un grand nombre de renforcements et, par conséquent, à un grand coût d'investissement. Pour alléger ce problème, la génération d'énergie dispersée (GED) peut être utilisée comme une alternative fiable de planification pour diminuer le coût d'investissement de façon significative par rapport à la planification conventionnelle de renforcement.

Dans le modèle de planification de réseaux de distribution développé dans ce travail, la GED est utilisée comme une option de planification pour minimiser les pertes joule dans les lignes, améliorer le profil de tension et maximiser la fiabilité du système de distribution.

La GED peut diminuer les pertes de lignes, mais elle est si chère qu'elle n'est pas justifiée pour être installée seule pour minimiser les pertes de lignes. Les batteries de condensateurs peuvent aider la GED pour diminuer les pertes de lignes, d'améliorer le profil de tension et diminuer le coût total des investissements de manière significative. Cependant, ces dispositifs ne peuvent pas influencer sur la fiabilité du système de distribution.

L'amélioration de la fiabilité des systèmes de distribution peut être réalisée par l'utilisation seule de la GED. Toutefois, l'utilisation des interrupteurs et des lignes de bouclage en association avec la GED est une alternative acceptable pour aider la GED pour

améliorer la fiabilité des systèmes de distribution particulièrement dans les zones urbaines et de diminuer le coût total d'investissement.

Dans ce chapitre, nous allons présenter un modèle dynamique de planification à long terme basé sur l'optimisation multi-objective pour l'intégration optimale de la GED dans les réseaux de distribution moyenne tension. L'algorithme SPEA2, présenté au chapitre précédent, est utilisé pour la résolution de ce problème de planification multi-objectif. Cet algorithme est capable de fournir un ensemble de solutions Pareto-optimales (ou un ensemble de solutions non dominées à proximité du front optimal de Pareto) au problème de la planification des réseaux de distribution. La formulation du problème de planification de réseaux de distribution est présentée et discutée en détail dans la section 5.2. Trois fonctions objectives sont considérées dans ce contexte: le coût total d'investissement, le cout des pertes actives et le cout d'énergie non distribuée. Les contraintes pour assurer la satisfaction des exigences minimales de fonctionnement du système et éviter la surcharge des équipements sont incorporées dans ce modèle.

Dans la section 5.3, le modèle multi-objectif de planification proposé est appliqué au réseau test présenté et analysé au chapitre 3. Trois études de cas sont envisagées :

- Planification de la GED seule pour la minimisation du cout de pertes dans les lignes,
- Planification de la GED avec les batteries de condensateurs pour minimiser le cout de pertes de ligne et réduire davantage le cout total d'investissement,
- Planification de la GED avec les interrupteurs et les lignes de bouclage pour minimiser le cout d'énergie non distribuée.

Les résultats des différentes études de cas sont analysés et discutés. Des conclusions sont faites dans la section 5.4.

5.2. FORMULATION DU PROBLEME DE PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION

Cette section présente la formulation mathématique du problème de planification des réseaux électriques de distribution par intégration optimale de la GED. L'objectif principal du problème de planification de réseaux de distribution est de réduire au minimum les coûts de pertes actives et de fiabilité du système avec un cout d'investissement minimal.

5.2.1. LES OBJECTIFS DE PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION

Dans ce modèle de planification de réseaux de distribution, trois objectifs peuvent être minimisés: le coût total d'investissement, le coût des pertes actives et le coût d'énergie non-distribuée alors que les contraintes du système sont maintenues dans des limites acceptables et la croissance de la demande de charges au cours de la période de planification est satisfaite.

a) Coût total d'investissement

La valeur actualisée du coût total d'investissement au cours de la période de planification est définie comme suit:

$$C_{tot} = \sum_{t=1}^T (C_{ins,t} + C_{OM,t}) \cdot \frac{1}{(1+d)^t} \quad (5-1)$$

où d est le taux d'actualisation et T est la période de planification.

Le coût d'installation $C_{ins,t}$, à l'année t , est constitué du coût de l'installation et d'achat des unités de GED , des bancs de condensateurs BC , des interrupteurs de sectionnement IS et des lignes de bouclage LB .

$$C_{ins,t} = C_{ins,t}^{GED} + C_{ins,t}^{BC} + C_{ins,t}^{LB} + C_{ins,t}^{IS} \quad (5-2)$$

Il est dépensé au cours de la construction et l'installation des équipements et ne dépend pas des variations de la charge prévue pour être servie après fonctionnement.

Le coût d'exploitation et de maintenance $C_{OM,t}$, à l'année t , est composé du coût d'exploitation et de maintenance des unités de GED installées, des bancs de condensateurs BC , des interrupteurs de sectionnement IS et des lignes de bouclages LB . On l'en tient compte que lorsque le système est mis en service et dépend principalement des variations de la charge.

$$C_{OM,t} = C_{OM,t}^{GED} + C_{OM,t}^{BC} + C_{OM,t}^{LB} + C_{OM,t}^{IS} \quad (5-3)$$

b) Coût des pertes actives d'énergie

La minimisation des pertes actives d'énergie est l'un des principaux objectifs de la planification des réseaux de distribution, comme il a été mentionné au chapitre 2. Les pertes actives dans une ligne de distribution dépendent de l'intensité du courant et de la résistance

de cette ligne. À chaque année t et à chaque niveau de la demande de charge dl , les pertes actives dans les lignes du réseau de distribution $P_{t,dl}^{loss}$ sont calculées par la relation suivante:

$$P_{t,nd}^{loss} = \sum_{i=1}^{N_b} R_i \times I_{t,nd}^2 \quad (5-4)$$

Seules les pertes actives dans les lignes, qui intéressent plus les gestionnaires des réseaux de distribution (GRD), sont considérées. Les pertes réactives et les pertes fer dans les transformateurs ne sont pas prises en compte.

La valeur nette actualisée du coût de pertes actives d'énergie pendant la période de planification T peut être exprimée par:

$$C_{LOSS} = \sum_{t=1}^T \sum_{nd=1}^{N_{nd}} P_{t,nd}^{loss} \times DU_{nd} \times EP_{nd} \times \frac{1}{(1+d)^t} \quad (5-5)$$

où DU_{nd} et PE_{nd} sont respectivement la durée et le prix du niveau de la demande d'énergie.

c) Coût d'énergie non distribuée

Afin de calculer le coût de l'énergie non distribuée, il est supposé qu'un défaut d'isolement s'est produit dans la ligne j du réseau. La durée du défaut est généralement divisée en deux phases: phase de localisation du défaut et phase de réparation du défaut. Les réenclencheurs automatiques et les sectionneurs peuvent limiter la zone d'influence du défaut, ce qui réduit le nombre de charges affectées par des longues interruptions pendant la phase de localisation de défaut. A ce stade, un îlotage intentionnel peut servir d'alimenter les parties inaffectées du réseau séparé automatiquement de la partie défectueuse. L'étape de réparation comprend le temps nécessaire pour isoler la ligne défaillante, connecter tout lien d'urgence et réparer la panne.

L'énergie non distribuée $END_{t,j}$, pendant l'année t , due à une défaillance dans la ligne j du réseau est calculée par:

$$END_{t,j} = \lambda_j \cdot L_j \cdot \left(\sum_{i=1}^{N_{loc}} P_{i,t} \cdot t_{loc} + \sum_{i=1}^{N_{rep}} P_{i,t} \cdot t_{rep} \right) \quad (5-6)$$

où λ_j est le taux de défaillance de la ligne en défaut (nombre de défauts par an et km), L_j est la longueur de la ligne en km, N_{loc} et N_{rep} sont respectivement les nombres de nœuds isolés pendant la phase de localisation de défaut et la phase de réparation, $P_{i,t}$ est la charge

moyenne connectée au nœud i pendant l'année t , t_{loc} et t_{rep} sont respectivement les durées (en heures) de la phase de localisation de défaut et la phase de réparation.

L'énergie totale non distribuée pour l'ensemble du réseau, pendant l'année t de la période de planification, est calculée en additionnant les énergies non distribuées dues à des défaillances dans toutes les lignes du réseau.

$$END_t = \sum_{j=1}^{N_b} END_{t,j} \quad (5-7)$$

La valeur nette actualisée du coût d'énergie non distribuée dans l'ensemble du réseau au cours de la période de planification T est alors obtenue par:

$$C_{END} = \sum_{t=1}^T END_t \cdot EP_{nd} \cdot \frac{1}{(1+d)^t} \quad (5-8)$$

5.2.2. CONTRAINTES DU PROBLEME DE PLANIFICATION DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION

Le problème planification des réseaux de distribution doit être résolu en respectant les contraintes prédéfinies pour assurer la satisfaction des exigences minimales de fonctionnement du réseau électrique, et éviter la surcharge des lignes et des transformateurs. En plus des contraintes traditionnelles du réseau électrique de distribution, de nouvelles contraintes et des modifications aux contraintes traditionnelles existantes sont introduites dans le contexte de l'intégration de la GED pour définir le nouveau modèle proposé de planification des réseaux de distribution.

a) Contrainte d'écoulement de puissances:

Le modèle de PRED proposé modifie cette contrainte par l'inclusion des puissances des unités de la GED et des bancs de condensateurs installées dans l'équation d'écoulement de puissances. Les puissances actives et réactives injectées dans chaque nœud i , à chaque niveau de demande dl et pendant chaque année t sont calculées par:

$$P_{i,nd,t}^{inj} = P_{i,nd,t}^{GED} - P_{i,nd,t}^D \quad (5-09)$$

$$Q_{i,nd,t}^{inj} = Q_{i,nd,t}^{GED} + Q_{i,nd,t}^{CB} - Q_{i,nd,t}^D \quad (5-10)$$

b) Contrainte de chute de tension:

La tension à chaque nœud de charge doit être maintenue dans les limites acceptables:

$$V_i^{min} \leq V_i \leq V_i^{max} \quad (5-11)$$

c) Contrainte thermiques des lignes :

Les lignes de distribution ont une capacité limite supérieure de la puissance totale qui peut être transportée pendant les charges de pointe. En termes mathématiques, cette contrainte est exprimée comme suit.

$$I_i \leq I_i^{max} \quad (5-12)$$

d) Contrainte de surcharge de la station HT/MT

La capacité limite de la station de transformation HT/MT, pendant la demande de charge maximale, est définie par la relation :

$$S_t \leq 1.05 \cdot S_{t,nom} \quad (5-13)$$

e) Contrainte de pénétration limite de la GED

Afin de limiter le coût total des investissements, la capacité totale des unités de la GED installées peut être limitée à une valeur admissible. Pour chaque solution du problème de la PRED, la contrainte du taux de pénétration limite de la GED est exprimée comme suit:

$$\tau_{GED,i} \leq \tau_{GED}^{max} \quad (5-14)$$

5.3. ETUDE DE CAS

Trois études de cas différentes sont présentées dans cette section comme il a été mentionné dans l'introduction. Dans la première étude de cas, seule la planification de la GED est considérée pour diminuer les pertes actives, améliorer le profil de tension dans un réseau électrique de distribution et éviter le renforcement des lignes et des stations de transformation surchargées pendant l'augmentation de la charge au fil des années.

Dans la deuxième étude de cas, l'approche de planification des réseaux de distribution par la GED est complétée par l'inclusion des bancs de condensateurs, générateurs d'énergie réactive, pour diminuer davantage les pertes actives, améliorer le profil de tension et réduire le coût total des investissements.

Dans la troisième étude de cas, les interrupteurs de sectionnement et les bouclages sont proposés pour être planifiés avec les unités de la GED pour améliorer la fiabilité des réseaux électriques de distribution et de réduire le coût d'investissement dans la GED.

5.3.1. CAS 1: PLANIFICATION DE LA GED POUR MINIMISER LES COÛTS D'INVESTISSEMENT ET DES PERTES ACTIVES

Dans cette première étude de cas, un modèle dynamique multi-objectif de planification de réseau électrique de distribution à long terme est proposé en considérant seulement l'investissement dans la GED pour minimiser les pertes actives et, par conséquent, améliorer le profil de tension. Deux fonctions objectives sont considérées: la fonction coût d'investissement dans la GED et la fonction coût des pertes actives.

La première fonction coût FO_1 est définie par la valeur nette actualisée du coût d'investissement dans la GED:

$$FO_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_n} (C_{ins}^{GED} + C_{OM}^{GED}) \cdot P_{i,t}^{GED} \cdot \frac{1}{(1+d)^t} \quad (5-15)$$

où, $P_{i,t}^{GED}$ est la puissance active des unités de la GED installées au nœud i à l'année t , C_{ins}^{GED} et C_{OM}^{GED} sont respectivement le coût d'installation et le coût d'exploitation et d'entretien des unités de la GED installées et N_n est le nombre de nœuds du réseau.

La deuxième fonction coût FO_2 , qui représente le coût des pertes actives pendant toute la période de planification, est donnée par l'équation (5-5) définie précédemment.

L'équation d'écoulement des puissances réactives (5-10) se réduit à l'équation (5-16):

$$Q_{i,nd,t}^{inj} = Q_{i,nd,t}^{GED} - Q_{i,nd,t}^D \quad (5-16)$$

Donc, le problème de planification multi-objectif des réseaux de distribution présenté dans la section 5.2 est réduit, dans cette première étude de cas, à la formulation suivante:

$$\text{Minimiser } (FO_1, FO_2) \quad (5-15) \text{ et } (5-5)$$

$$\text{Sous contraintes:} \quad (5-9), (5-11) \text{ à } (5-14) \text{ et } (5-16)$$

Hypothèses

Les hypothèses suivantes sont utilisées dans la formulation du problème de planification des réseaux de distribution:

- Il est supposé que le GRD peut effectuer des investissements dans la GED.

- La connexion d'une GED à un nœud i est modélisée comme une charge négative PQ.
- Il est supposé que tous les nœuds sont candidats pour la connexion de la GED.
- Les unités de GED sont supposées modulaires, à savoir un certain nombre d'entre eux peut être installé dans chaque nœud.
- Il est supposé que les unités de GED fonctionnent 24 heures par jour à leurs puissances nominales.
- Chaque investissement de GED, à l'année t , est supposé fait au début de cette année.
- La configuration du réseau est supposé inchangée au cours de la période de planification.

Modèle de charge

Les variations de charge journalières sont modélisés comme une courbe de charges à trois niveaux de demande: haut, moyen et basse [81] (voir figure 5.1). Les puissances actives et réactives au nœud i , à l'année t et au niveau de demande nd est calculée comme suit:

$$\begin{aligned} P_{i,t,nd}^D &= P_{i,base}^D \times D_{nd} \times (1 + \varepsilon_D)^t \\ Q_{i,t,nd}^D &= Q_{i,base}^D \times D_{nd} \times (1 + \varepsilon_D)^t \end{aligned} \quad (5 - 17)$$

où, $P_{i,base}^D$, $Q_{i,base}^D$, D_{nd} et ε_D sont respectivement les charges actives et réactives de base au nœud i , le facteur de niveau de demande de charge et le taux de croissance de la demande de charge.

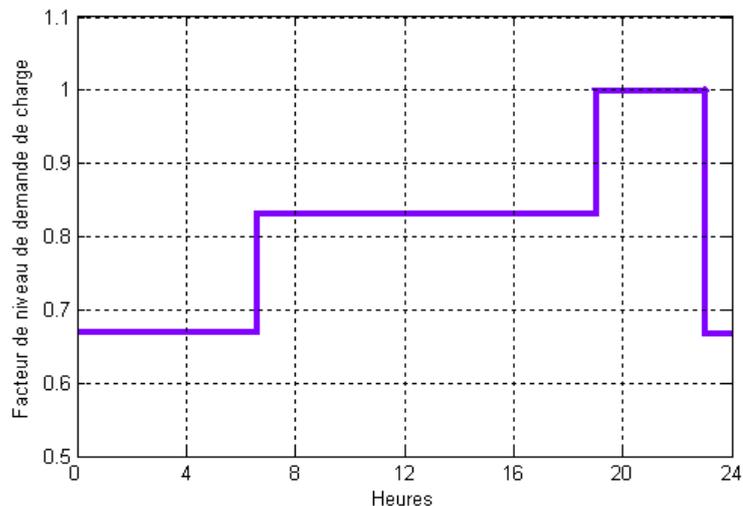


Figure 5.1 Variation journalière de la courbe de charge

Modèle du prix d'énergie

Le prix de l'énergie délivrée par la station de transformation HTB/HTA est déterminé dans un environnement de marché libre. Il est variable pendant les différents niveaux de la demande de charge. Sans perdre de généralité, on suppose que le prix d'énergie électrique PE_{nd} à chaque niveau de demande de charge est donné par la relation [81]:

$$PE_{nd} = PE_{base} \times FPN_{nd} \quad (5 - 18))$$

où PE_{base} et FPN_{nd} sont respectivement le prix d'énergie de base et le facteur de prix de niveau. La variation du facteur de prix des niveaux de charge au cours des 24 heures, supposée connue, est représentée par la figure 5.2.

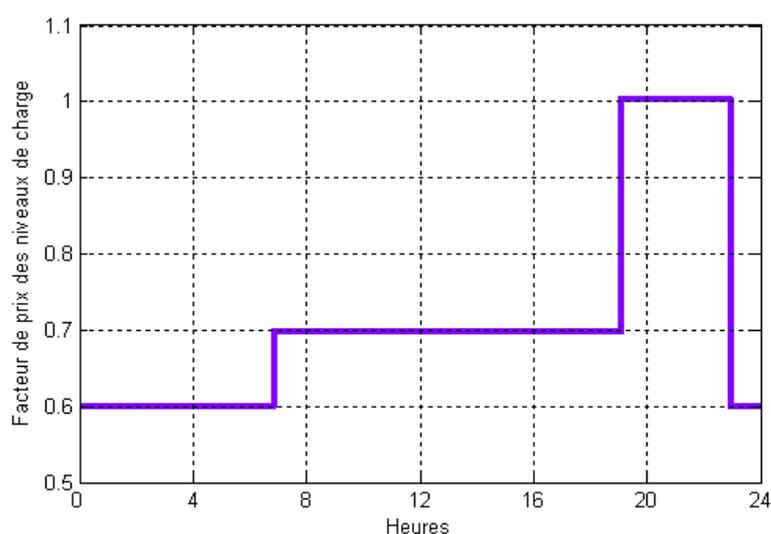


Figure 5.2 La variation du facteur de prix des niveaux de charge

Variables de décision

Trois types de variables de décision sont considérés dans le modèle proposé de planification des réseaux de distribution: le nombre d'unités de GED à installer, les emplacements (nœuds) auxquels les unités de GED devraient être installées et les capacités des unités de GED à installer dans chaque emplacement.

Codage des chromosomes

Chaque solution du problème de planification des réseaux de distribution est un chromosome ou individu. Chaque chromosome est constitué de blocs de cellules (gènes) de tailles (nombre de cellules) identiques (voir figure 5.3). Le premier bloc est réservé aux emplacements de la GED dans le réseau. Chaque cellule (gène) de ce bloc porte le numéro du nœud du réseau auquel les unités de la GED sont connectées. Les autres blocs sont

destinés pour indiquer la capacité de chaque unité de GED installée à chaque année t de la période de planification T .

La figure 5.3 présente un exemple de chromosome (solution). Le nombre d'emplacement est choisi égal à quatre. Les nombres 6, 10, 24 et 32 indiquent les numéros des nœuds auxquels les unités de GED sont connectées. A la première année ($t = 1$), deux unités de GED, de capacité de 100 kW chacune, ont été installées aux nœuds 6 et 24. A la deuxième année, des unités de capacités 30 et 70 kW ont été ajoutées respectivement aux nœuds 6 et 24. A la troisième année, aucune unité de GED n'est installée. Enfin, une unité de GED de 100 kW est installée au nœud 32 à la dernière année ($t = T$).

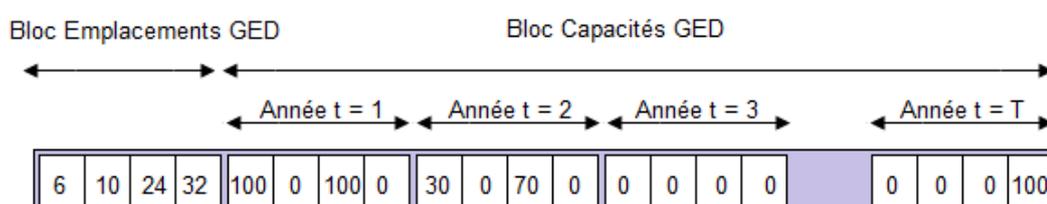


Figure 5.3: Structure du chromosome dans l'étude de cas 1.

Création de la population initiale

La création d'une population initiale diversifiée est essentielle pour garantir l'exploration de l'ensemble de l'espace de recherche, comme il a été discuté au chapitre 4. La plupart des techniques de planification de GED à base d'algorithme génétique sont basées sur la création de configurations aléatoires de GED (emplacements et capacités) mais réalisables pour la population initiale. Dans le modèle proposé de planification des réseaux de distribution par GED, le nombre d'emplacements est limité et peut varier entre 1 et 5 au maximum. Pour chaque individu de la population initiale, les emplacements des unités de la GED sont créés de manière aléatoire parmi les différents nœuds du réseau à l'exception du nœud de référence (station de transformation). Les tailles des unités de GED sont également créées de façon aléatoire à chaque année de la période de planification. La procédure initiale de création de la population est représentée sur la figure 5.4. La probabilité d'installation de DG est ajustée de manière que la taille totale installée de GED ne dépasse pas le taux de pénétration maximal ou admissible.

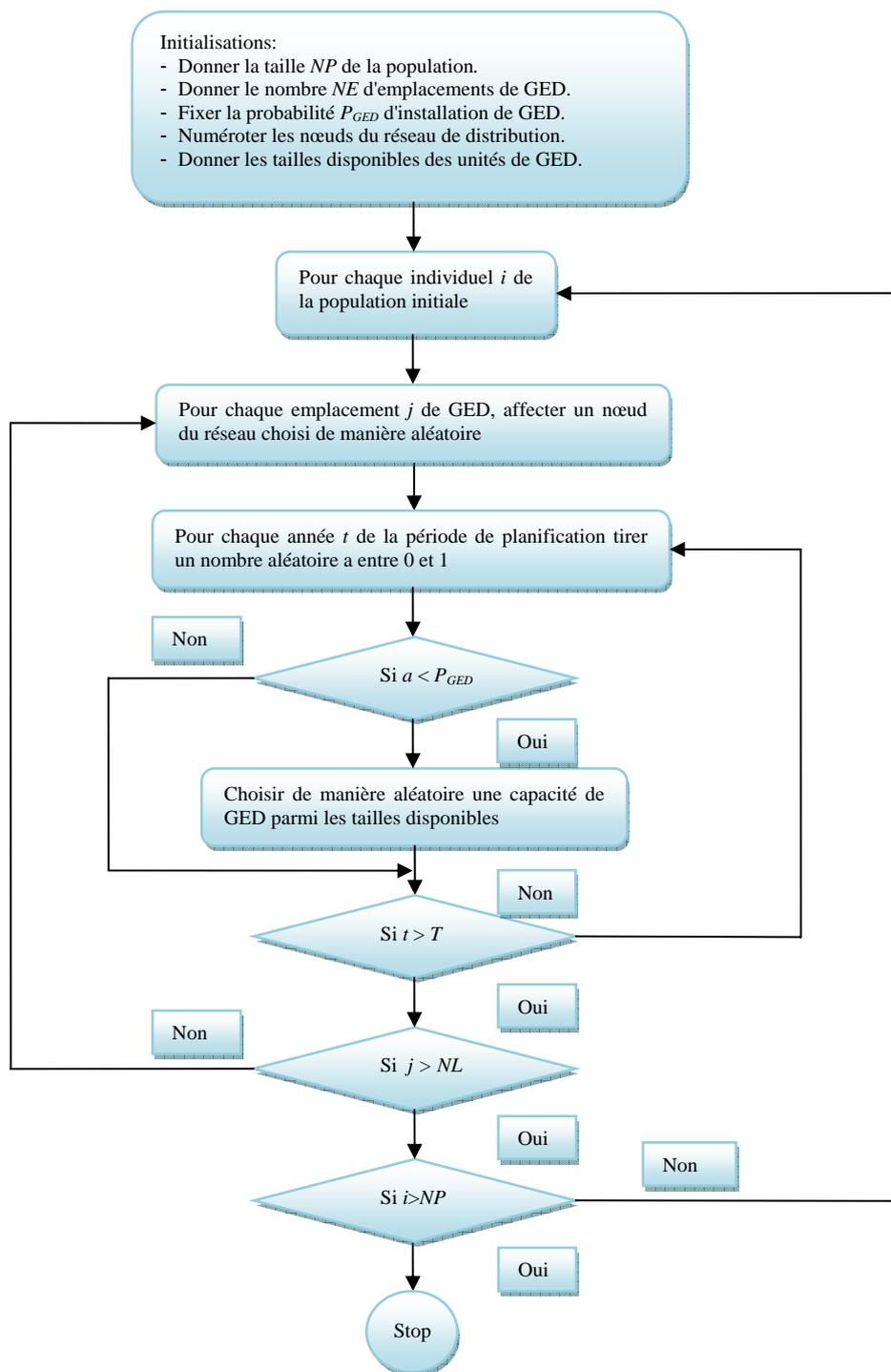


Figure 5.4: Organigramme de la procédure de création de la population initiale

Sélection:

Un tournoi de sélection binaire, discuté au chapitre 4, a été appliqué dans ce modèle de planification de réseaux de distribution par GED. Deux paires de solutions sont choisies de

manière aléatoire dans la population d'archive. La solution ayant la meilleure fitness est choisie parmi chaque paire. Les solutions sélectionnées sont stockées dans un pool d'accouplement. La procédure est répétée jusqu'à ce que ce pool d'accouplement soit rempli. Etant donné que chaque parent crée un nouvel élément, la taille du pool d'accouplement est égale à la taille de la population.

Croisement:

L'opération de croisement consiste à combiner une paire de chromosomes (deux parents) en échangeant leurs gènes pour produire de nouvelle paire de chromosomes (deux enfants) jusqu'à ce que toutes les paires de chromosomes du pool d'accouplement soient combinées. Lors de chaque opération, un masque de croisement est créé en utilisant une distribution de probabilité uniforme. Puisque les chromosomes contiennent plus de zéros dans le bloc réservé aux capacités de la GED, l'utilisation d'un tel masque de croisement peut conduire à la multiplication des zéros dans ce bloc et, par conséquent, à des solutions sans aucune installation de GED, comme le montre la figure 5.5. Pour l'enfant 2, pour lequel aucune GED n'est installée au cours de la période de planification, la contrainte de tension est violée. Alors que l'enfant 1, pour lequel plus de capacités sont installées, la contrainte de pénétration DG est violée. Ce phénomène se multiplie et peut conduire à des solutions prématurées.

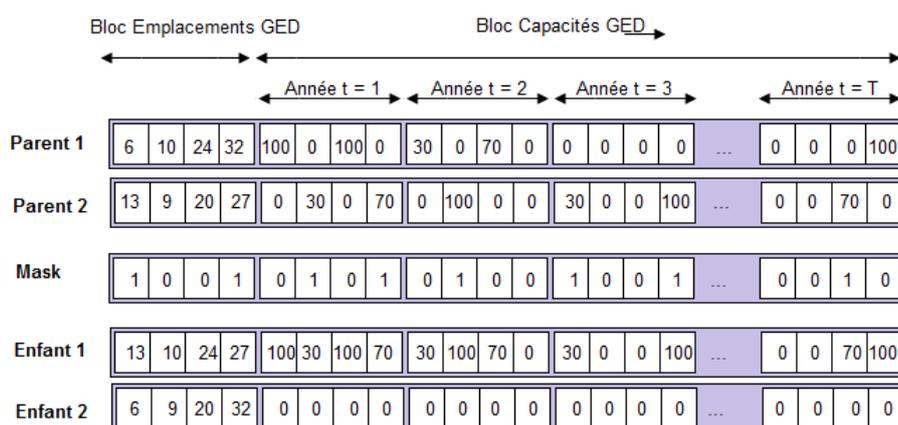


Figure 5.5 Exemple de croisement infrectueux

Pour éviter ce problème, deux solutions peuvent être utilisées. La première consiste à appliquer le même masque de croisement pour les deux blocs d'emplacement et de capacités des unités de la GED. Cette solution présente un inconvénient. Elle limite la

diversité de la solution. La seconde consiste à considérer l'ensemble des capacités de la GED installées pendant chaque année t de la période de planification comme un seul gène puis appliquer un masque de croisement uniforme aux gènes obtenus comme le montre la figure 5.6. De cette façon, le problème de multiplication de zéros dans le bloc réservée aux capacités des unités de GED est évité et la diversité des solutions est multipliée. C'est cette deuxième solution que nous allons utiliser dans la résolution du problème de planification des réseaux de distribution de ce premier cas d'étude.

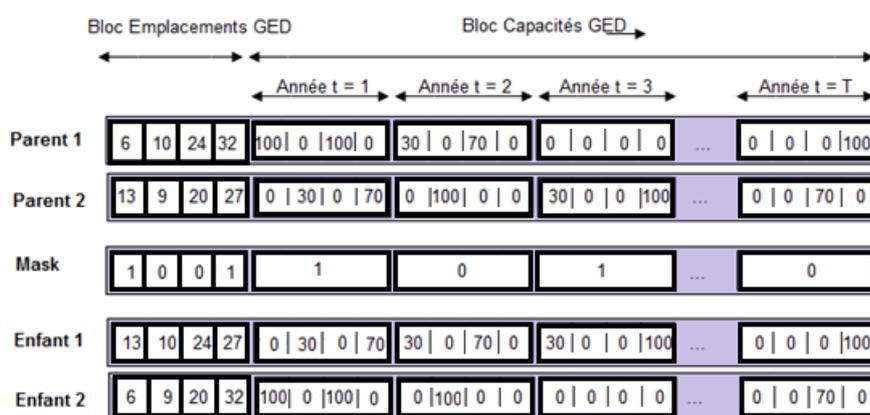


Figure 5.6 Exemple d'opération de croisement modifié

Mutation:

Chaque chromosome enfant, crée par croisement, peut subir une mutation avec une certaine probabilité. Un gène seulement, aléatoirement choisi, peut être muté comme suit:

- si le gène à muter est un emplacement, alors, sa valeur est aléatoirement changée.
- si le gène est une capacité et sa valeur est nulle, sa valeur est aléatoirement choisie parmi les tailles disponibles.
- si le gène est une capacité et sa valeur est différente de zéro, il devient simplement égal à zéro.

Traitement des contraintes:

Les contraintes peuvent être traitées par l'addition d'un coefficient de pénalité au coût total ou par écartement de toutes les solutions contraignantes créées dans la population initiale et celles obtenues par opérations de croisement et de mutation. Cela conduit à l'élimination de certaines solutions avec des gènes meilleurs et, par conséquent, limiter l'espace de recherche. Afin d'explorer tous l'espace de recherche, il est intéressant

d'augmenter la taille de la population et préserver les solutions contraignantes d'une génération à une autre puis les éliminer seulement à la dernière génération.

En effet, les solutions contraignantes sont automatiquement concentrées dans les côtés extrêmes du front de Pareto des solutions optimales et peuvent être facilement localisées et supprimées. De cette façon, la diversité des solutions est préservée et les solutions contraignantes sont finalement écartées.

Algorithme SPEA2 et paramètres:

L'algorithme d'optimisation multi-objective SPEA2, présenté au chapitre 4, est appliqué pour résoudre le problème de planification des réseaux de distribution par intégration optimale de la GED. Les différentes étapes de cet algorithme, décrites en détail dans la section 4.5 de ce chapitre, sont schématisées sur la figure 5.7. Les paramètres de l'algorithme utilisés dans la résolution de ce problème sont résumés dans le tableau 5.1 suivant :

Tableau 5.1 : Paramètres de l'algorithme SPEA2 utilisés

Taille de la population	200
Taille de la population Archive	100
Nombre de Générations	1000
Type de croisement	Uniforme
Taux de croisement	0.8
Taux de mutation	0.03

Données:

La description du réseau d'étude à 33 nœuds est présentée au le chapitre 3. Les paramètres des lignes et les puissances actives et réactives de base de la charge de ce réseau sont donnés en annexe l'annexe A. Les tensions maximale et minimale admissibles pour chaque nœud du réseau sont supposés égales à 1,00 et 0,90 pu respectivement.

Trois niveaux de demande de charge: bas, moyen et haut sont considérés. Leurs durées en heures sont respectivement 8, 12 et 24 heures. Pour une année, ces durées sont multipliées par 365. Les durées et les facteurs de niveaux de demande de charge ainsi que les facteurs de prix de niveaux sont donnés au le tableau 5.2.

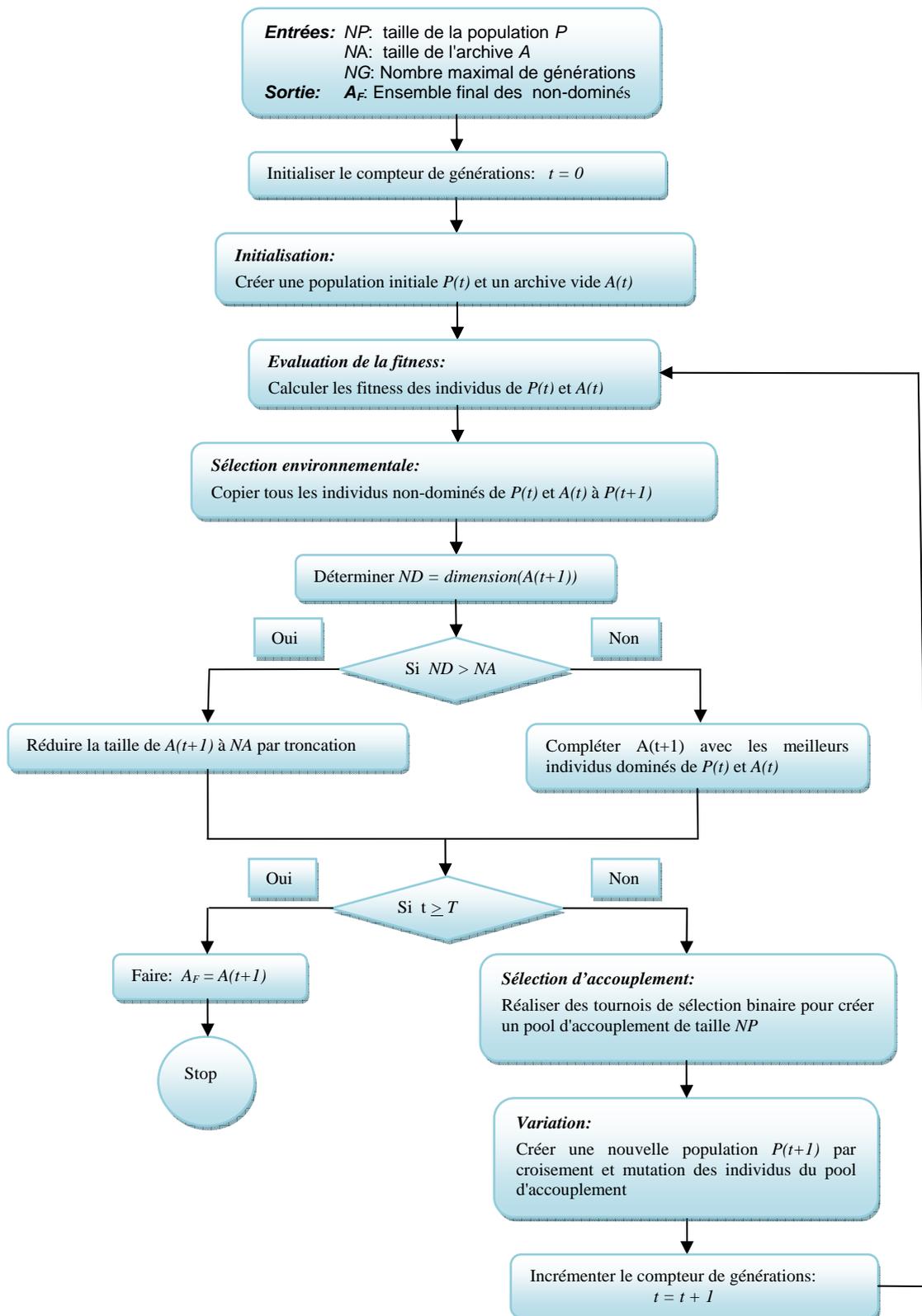


Figure 5.7 Organigramme de l'algorithme SPEA2

Tableau 5.2. Durées, facteurs de charges et facteurs de prix des niveaux de charge

Niveau de charge	Durée de niveau (H)	Facteur de charge	Facteur de prix
Bas	08	0.68	0.6
Moyen	12	0.84	0.7
Haut	04	1.00	1.0

Une technologie de GED de type micro turbine est proposée pour la planification avec quatre capacités: 30, 70, 100 et 500 kVA [81]. Le facteur de puissance de chaque unité de GED est supposé égal à 0,9. Le coût d'installation de la GED est égal à 1485 \$ par kVA [81]. Les couts d'opération et de maintenance et du carburant utilisé sont respectivement 75 et 15 \$ par MWh [81]. Le nombre d'emplacements de GED dans le réseau est fixé à quatre.

La période de planification est fixée à 10 ans. Le taux d'actualisation est supposé égal à 12,5% [81]. La croissance de la charge est supposée être la même pour chaque année de la période de planification et égale à 3%. Le coût de la puissance active durant le niveau haut de la demande est supposé être égal à 60 dollars par MWh.

Résultats:

Le problème formulé a été résolu et 100 solutions optimales du front de Pareto, sans tenir compte des contraintes, ont été d'abord trouvées. Ce front de Pareto de solutions optimales est représenté dans la figure 5.8. Les solutions pour lesquelles la contrainte de tensions aux nœuds est violée (en rouge) sont localisées sur l'extrême gauche du front de Pareto optimal et les solutions pour lesquelles la contrainte de pénétration de GED est violée (en rouge) sont concentrées sur l'extrême droite. Elles peuvent être facilement supprimées. Si la pénétration maximale de GED est fixée à 45%, la suppression des solutions contraignantes conduisent à 55 solutions sans violation de contraintes telles qu'elles sont représentées dans la figure 5.9. Ces solutions peuvent être classées et chaque catégorie a des caractéristiques spéciales et le planificateur peut choisir la meilleure solution en fonction de ses préférences sur les différentes fonctions objectives

Les deux solutions extrêmes du front de Pareto des solutions optimales sans violation de contraintes, représentées dans la figure 5.9, peuvent être facilement reconnues: solution A et solution C. La solution A correspond au plan le moins chère pour lequel le coût des pertes actives d'énergie est le plus élevé. La solution C correspond à la plus chère alternative pour laquelle le taux de pénétration de la GED est le plus élevé et donc le coût

des pertes d'énergie le plus faible. La solution B est une alternative intermédiaire pour laquelle les deux fonctions objectives sont minimisées simultanément.

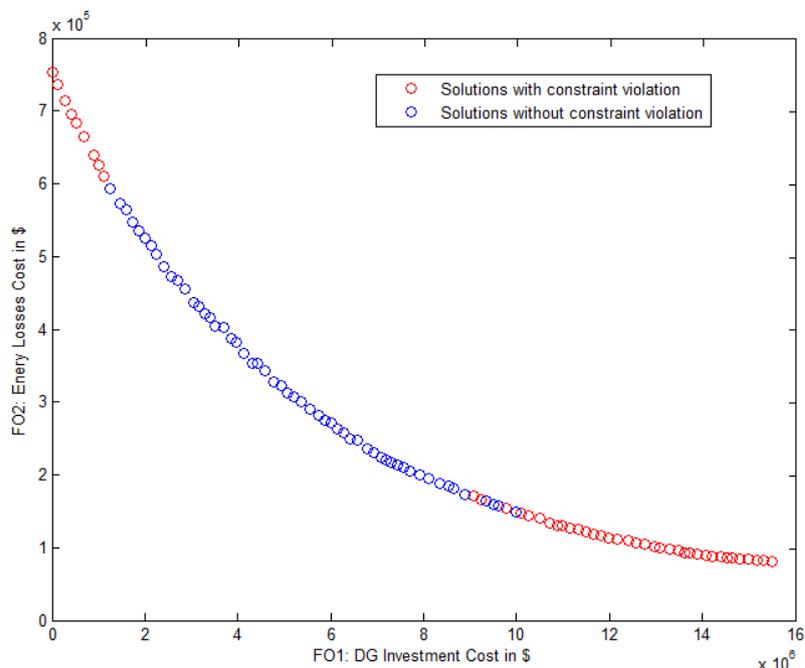


Figure 5.8: Front de Pareto des solutions optimales avec violation de contraintes

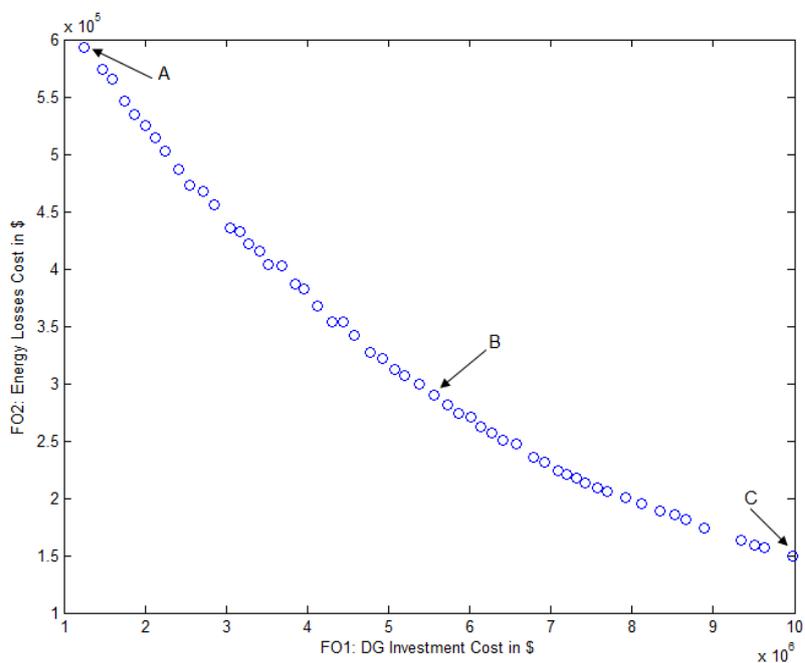


Figure 5.9: Front de Pareto des solutions optimales sans violation de contraintes

Les valeurs des fonctions objectives et le coût d'énergie achetée de la station HTB/HTA, dans chaque solution A, B et C, sont présentées dans le tableau 5.4. Les emplacements, les

capacités et la date de chaque unité de GED installée, pour les solutions extrêmes A et C, sont présentés dans le tableau 5.5 et le tableau 5.6. Par exemple, dans la solution C quatre unités de GED de capacités : 500, 100, 70 et 70 kVA sont installées respectivement aux nœuds 14 aux années 1, 3, 5 et 8,. Quatre unités de 30, 70, 100 et 100 kVA sont installées au nœud 24 aux années 1, 3, 5 et 8 respectivement. Deux unités de 500 et 70 kVA sont installées au nœud 30 aux années 1 et 3 respectivement. Enfin, trois unités de 500, 30 et 100 kVA sont installées au nœud 31 aux années 1, 3 et 5 respectivement. À la fin de la période de planification, la charge de la demande totale atteint 4992,65 kW et la pénétration de la GED atteint 44,88 % dans cette solution C. Alors que dans la solution A, la pénétration de GED atteint 10,82 % à la fin de la période de planification.

Si nous comparons les coûts totaux des solutions A et B à celui de l'approche conventionnelle de planification ($12.5275 \cdot 10^6$ \$) présentée au chapitre 3, nous concluons que la planification moderne des réseaux de distribution basée sur de l'intégration optimale de la GED peut nous fournir des solutions plus économiques surtout à des taux de pénétration modérés. Cependant, le coût total de la solution C peut être réduit à une valeur acceptable en limitant le taux de pénétration de la GED à des valeurs relativement faibles par l'installation des bancs de condensateurs comme nous le verrons par la suite à l'étude de cas 2.

Table 5.4: Valeurs des fonctions objectives dans les solutions A, B et C

Fonctions objectives	Solution A	Solution B	Solution C
FO1: Coût d'investissement (\$)	$1.253 \cdot 10^6$	$5.561 \cdot 10^6$	$9.982 \cdot 10^6$
FO2: Coût de pertes d'énergie (\$)	$5.931 \cdot 10^5$	$2.902 \cdot 10^5$	$1.493 \cdot 10^5$
Coût d'énergie achetée (\$)	$7.196 \cdot 10^6$	$5.571 \cdot 10^6$	$3.929 \cdot 10^6$
Coût total (\$)	$8.042 \cdot 10^6$	$11.422 \cdot 10^6$	$14.304 \cdot 10^6$

Table 5.5: Détails de la solution A

Nœuds	Capacités installée (kVA)	Années
13	100, 70	5, 7
14	70	5
17	100, 100	5, 6
33	100	6
Capacité totale de GED :	540	Pendant la période de planification

Table 5.6: Détails de la solution C

Nœuds	Capacités installée (kVA)	Années
14	500, 100, 70, 70	1, 3, 5, 8
24	30, 70, 100, 100	1, 3, 5, 8
30	500, 70	1, 3
31	500, 30, 100	1, 3, 5
Capacité totale de GED	2240	Pendant la période de planification

La figure 5.10 illustre les variations des pertes actives pour chaque cas A, B et C au cours de la période de planification pour le niveau haut de la demande de charge. La solution C présente la meilleure alternative pour laquelle les pertes d'énergie actives varient entre une valeur minimale de 98,452 kW mesurée au cours de la première année et une valeur maximale de 160,963 kW mesurée au cours de la dixième année. Ceci explique que l'intégration optimale de la GED (44,88% de) diminuer beaucoup les pertes actives.

Pour la solution A, les pertes d'énergie actives sont les plus importantes et varient entre une valeur minimale de 261,041 kW mesurée pendant la première année et une valeur maximale de 294,704 kW mesurée pendant la dixième année. Alors que dans la solution B, les pertes actives sont de grandeur moyenne et varient entre une valeur minimale de 142,071 kW pendant la troisième année et une valeur maximale de 199,628 kW pendant la dixième année.

La figure 5.11 illustre le profil de tension pour les solutions A, B et C à la fin de la période de planification pendant le niveau haut de la demande de charge. Dans toutes les solutions, le profil de tension demeure entre 1,0 et 0,90 pu. Il est proche de 0,9 pu aux nœuds 18 et 33 dans la solution A. Il est très clair que le profil de tension est très améliorée pour la solution C que dans les solutions A et B. Ceci explique que l'intégration optimale de la GED améliore également le profil de tension.

Figure 5.12 schématise les variations de tension minimale des nœuds pour les solutions A, B et C au cours de la période de planification pendant le haut niveau de la demande de charge. Cette figure montre que la tension n'a jamais descendu sous la limite minimale (0,90 pu). Elle montre également que la tension minimale s'approche plus de la tension minimale admissible 0,9 pu dans la solution A que dans les solutions B et C pendant toute la période de planification.

La figure 5.13 présente l'influence du nombre d'emplacements de GED sur le front optimal de Pareto. Quatre nombres d'emplacement différents sont considérés: 2, 3, 4 et 5. Les fronts optimaux de Pareto se confondent presque, sauf à des taux de pénétration de GED plus élevés où le coût d'investissement est plus élevé. Dans cette zone, les solutions, qui proposent plus d'emplacements de GED, conduisent plus à la diminution des coûts des pertes d'énergie. En conclusion, le nombre d'emplacements de GED influence beaucoup plus seulement à des niveaux de pénétration plus élevés de GED.

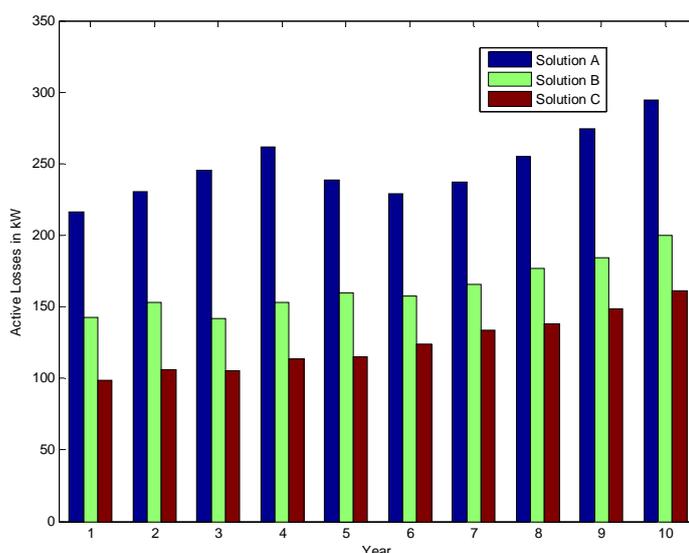


Figure 5.10: Variations des pertes actives dans les solutions A, B et C Durant la période de planification pendant le niveau haut de la demande charge.

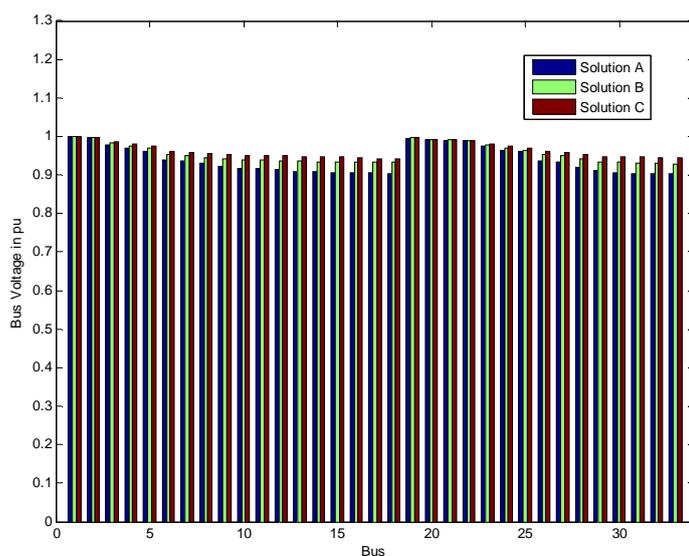


Figure 5.11: Profil de tension aux nœuds pour les solutions A, B et C à la fin de la période de planification pendant le niveau haut de la demande de charge.

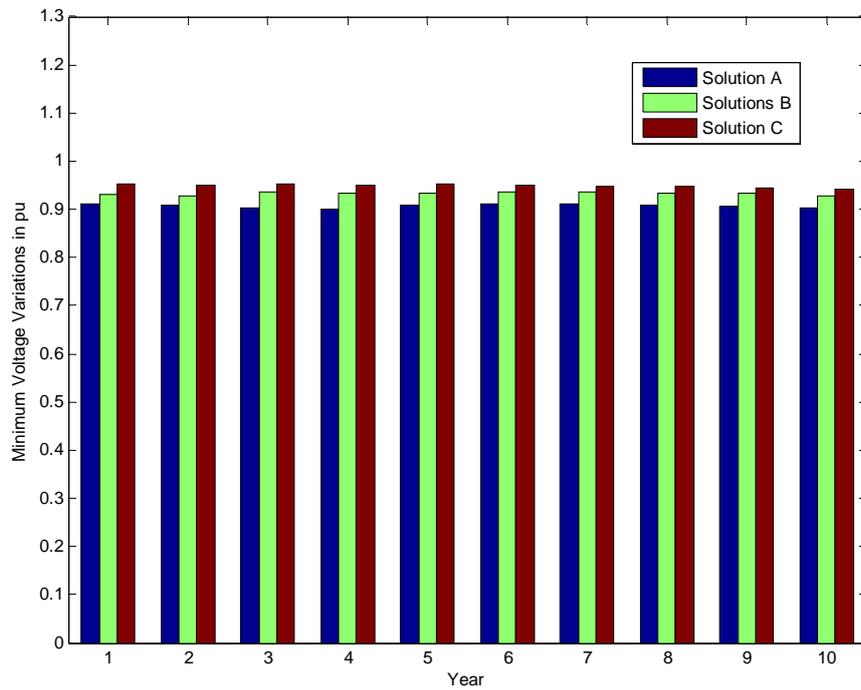


Figure 5.12: Variations de la tension minimale pour les solutions A, B et C durant la période de planification pendant le niveau de la demande de charge.

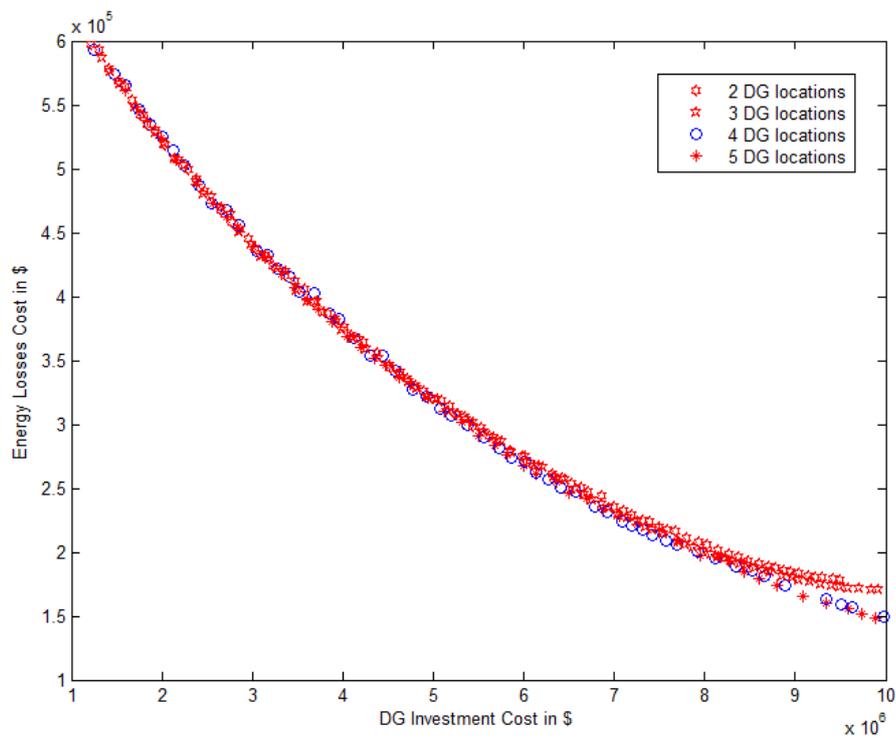


Figure 5.13: Fronts optimaux de Pareto pour différents nombres d'emplacement de GED.

5.3.2. CASE 2: PLANIFICATION DE LA GED ET LES BANCS DE CONDENSATEURS

Comme il a été mentionné dans l'introduction, l'installation de la GED peut diminuer les pertes d'énergie active dans les lignes de distribution, mais elle si cher qu'elle n'est pas justifiée pour être installée seule pour minimiser les pertes d'énergie dans les lignes. Pour alléger ce problème, nous allons utiliser les bancs condensateurs en association avec la GED pour réduire davantage les pertes dans les lignes, améliorer le profil de tension et de diminuer le coût total des investissements.

Dans cette deuxième étude de cas, deux fonctions objectives sont considérées: la fonction coût d'investissement de la GED et des bancs de condensateurs et la fonction coût des pertes actives.

La fonction coût d'investissement FO_1 est définie par la valeur nette actualisée du coût d'investissement de GED et des bancs de condensateurs:

$$FO_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_n} \left((C_{inv}^{GED} + C_{OM}^{GED}) \cdot P_{i,t}^{GED} + (C_{inv}^{BC} + C_{OM}^{BC}) \cdot Q_{i,t}^{BC} \right) \cdot \frac{1}{(1+d)^t} \quad (5-19)$$

Où, $Q_{i,t}^{BC}$ est la puissance réactive de l'ensemble des condensateurs connectés au nœud i à l'année t , C_{inv}^{BC} et C_{OM}^{BC} sont respectivement le coût d'installation et le coût d'opération et de maintenance des batteries de condensateurs BC .

La fonction coût des pertes actives FO_2 est donnée par l'équation (5-5). Les contraintes du problème sont données par les équations (5-9) à (5-14).

Six variables de décision sont considérées dans ce cas d'étude. Ce sont l'emplacement, la capacité et la date d'installation des unités de la GED et l'emplacement, la capacité et la date d'installation des bancs de condensateurs.

Le principe même de codage que celui utilisé précédemment est employé. Chaque chromosome (solution) est composé de deux blocs. Le premier bloc est réservé aux emplacements des unités de GED et des bancs de condensateurs. Le second bloc est réservé aux capacités des unités de la GED et des bancs de condensateurs qui peuvent être installées à chaque année t de la période de planification T . La figure 5.14 présente un exemple de structure de chromosome dans ce cas d'étude.

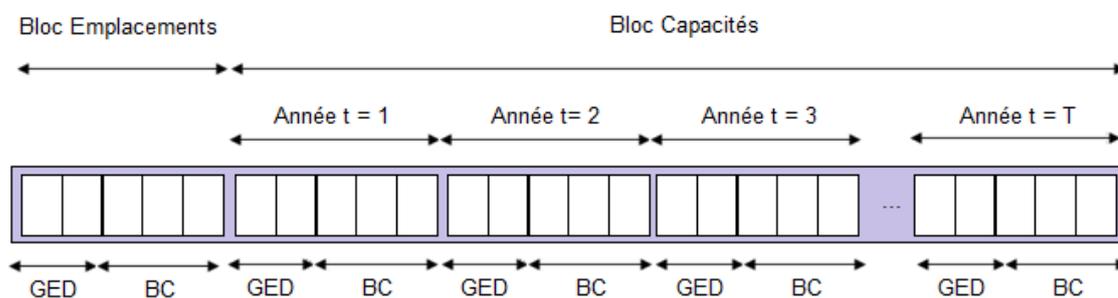


Figure 5.14: Structure de chromosome dans le cas 2 d'étude

La même procédure pour créer la population initiale, utilisée dans le cas 1, est employée dans ce deuxième cas d'étude, sauf que les capacités des unités de GED sont exprimées en kW et les capacités des bancs de condensateurs sont exprimées en kVA. Le même tournoi de sélection binaire et les mêmes opérations de croisement et de mutation utilisés dans le cas 1 sont utilisés dans le cas 2.

Les mêmes paramètres de l'algorithme SPEA2 indiqués dans le tableau 5.1 sont utilisés dans le cas 2. L'algorithme SPEA2 est appliqué au réseau d'étude à 33 nœuds avec les données de la GED utilisées dans le cas 1.

Le nombre d'emplacement total est choisi égal à quatre: deux emplacements pour la GED et deux emplacements pour les bancs de condensateurs afin de diminuer le coût total d'investissement. Les capacités de condensateurs sont choisies parmi les valeurs: 150, 300 et 450 kVAR [144]. Le coût d'installation et le cout de fonctionnement et l'entretien des bancs de condensateurs sont respectivement $(3000 + 35 / \text{kVAR})$ \$ et 1 \$ par kVAR [144]. Le taux maximal de pénétration de GED est fixé à 30.5 % pour limiter le coût d'investissement et favoriser l'installation des bancs de condensateurs.

Résultats:

Le problème a été résolu et 72 Pareto solutions optimales sans violation de contraintes ont été trouvées. Ce front de Pareto de solutions optimales obtenu est représenté sur la figure 5.15. Les solutions extrêmes A et C et une solution intermédiaire B sont calculées et rapportées dans le tableau 5.7. Les emplacements, les capacités et les dates d'installation des unités de GED et des bancs de condensateurs pour les solutions extrêmes A et C sont présentés dans les tableaux 5.8 et 5.9. Dans la solution A, seulement les bancs de condensateurs sont proposés pour l'installation. C'est l'alternative conventionnelle la moins chère qui consiste à compenser l'énergie réactive et par conséquent, améliorer le profile de tension. De plus, nous constatons dans ce cas d'étude que toutes les solutions trouvées ont

un coût total inférieur au coût de référence relative à l'approche conventionnelle présentée précédemment au chapitre 3.

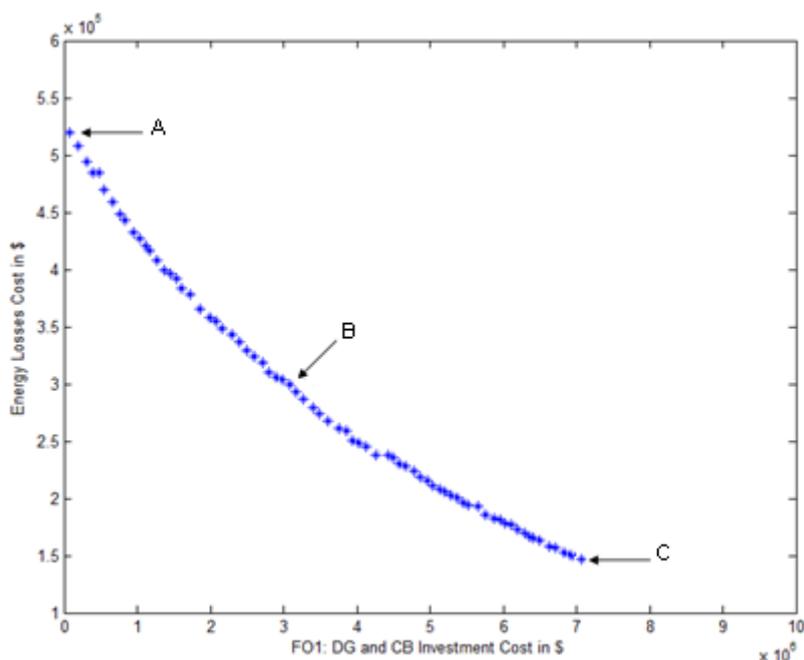


Figure 5.15: Front de Pareto optimal de la planification bi-objective de la GED et des bancs de condensateurs

Table 5.7: Valeurs des fonctions objectifs dans les solutions A, B and C

Fonction objectif	Solution A	Solution B	Solution C
FO1: Coût d'investissement (\$)	$7.827 \cdot 10^4$	$2.9426 \cdot 10^6$	$7.0436 \cdot 10^6$
FO2: Coût de pertes actives (\$)	$5.202 \cdot 10^5$	$3.0171 \cdot 10^5$	$1.4959 \cdot 10^5$
Coût d'énergie achetée (\$)	$7.5485 \cdot 10^6$	$6.4983 \cdot 10^6$	$4.9269 \cdot 10^6$
Coût total (\$)	$8.1470 \cdot 10^6$	$9.7426 \cdot 10^6$	$12.2202 \cdot 10^6$

Tableau 5.8: Détails de la solution A

Nœuds	Capacités de GED installées (kW)	Capacités de BC installées (kVAR)	Année d'installation
14	00	--	--
32	00	--	--
11	--	300, 150	1, 3
30	--	300, 450, 150	1, 2, 3
Capacité totale	00	1350	Pendant la période de planification

Tableau 5.9: Détails de la solution C

Nœuds	Capacités de GED installée (kW)	Capacités BC installées (kVAR)	Année d'installation
14	500, 100, 70	--	1, 6, 7
32	500, 100, 70, 30, 100	--	1, 2, 5, 6, 7
24	--	300	1
30	--	450, 300	1, 2
Capacité totale	1470	1050	Pendant la période de planification

La figure 5.16 présente les solutions optimales de la planification de la GED sans et avec les bancs de condensateurs. Il est très clair que la combinaison de la GED avec les bancs de condensateurs réduit simultanément le coût d'investissement et le coût des pertes et, par conséquent, le coût total d'investissement.

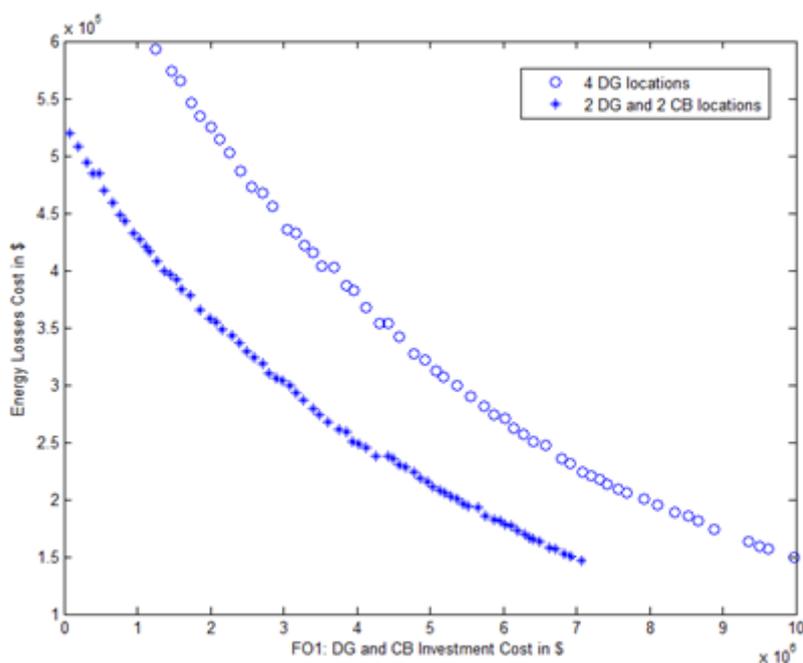


Figure 5.16: Front de Pareto optimal de la planification de la GED seule et avec les bancs de condensateurs

5.3.3. CASE 3: PLANIFICATION DE LA GED POUR L'AMELIORATION DE LA FIABILITE DES RESEAUX ELECTRIQUES DE DISTRIBUTION

L'un des objectifs principaux des compagnies de réseaux électriques de distribution est de planifier un réseau de distribution fiable de manière économique. Cet objectif est conventionnellement réalisé par la planification des éléments qui améliorent la fiabilité du réseau tels que les interrupteurs de sectionnement (manuels et automatiques) et les lignes de bouclage. Une ligne de bouclage est une ligne de secours équipée d'un interrupteur, ouvert à l'état normal, pour transférer un ensemble de charges isolées, lors d'un défaut, d'un départ HTA à un autre ou d'une station à une autre. Ces lignes de bouclage sont des dispositifs très fiables pour alimenter l'ensemble de charges isolées après une interruption de l'alimentation. Cependant, l'incorporation de la GED avec ces éléments dans la planification des réseaux de distribution pourra améliorer davantage la fiabilité de ces réseaux.

En effet, nous allons développer, dans cette section, un modèle multi-objectif de planification de réseaux électriques de distribution basé sur l'utilisation de la GED en association avec les interrupteurs et les ligne de bouclage pour améliorer d'une part la fiabilité de ces réseaux et, d'autre part, pour réduire le coût de l'investissement.

Deux fonctions objectives sont considérées dans ce modèle :

- fonction coût d'investissement,
- fonction coût d'énergie non-distribuée.

La fonction de coût d'investissement $FO1$ est définie comme étant la valeur nette actualisée des coûts d'investissement des unités de GED, des interrupteurs de sectionnement (IS) et des lignes bouclage (LB).

$$FO_1 = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_n} \left((C_{ins}^{GED} + C_{OM}^{GED}) \cdot P_{i,t}^{GED} + C_{ins,j,t}^{IS} + C_{OM,j,t}^{IS} + C_{ins,t}^{LB} + C_{ins,t}^{LB} \right) \cdot \frac{1}{(1+d)^t} \quad (5-20)$$

où $C_{ins,j,t}^{IS}$ et $C_{OM,j,t}^{IS}$ sont le coût d'installation et le coût d'opération et de maintenance des interrupteurs de sectionnement installés dans la ligne j à l'année t respectivement, $C_{ins,t}^{LB}$ et $C_{ins,t}^{LB}$ sont le coût d'installation et le coût d'opération et de maintenance des lignes de bouclage installées à l'année t .

La fonction coût $FO2$ d'énergie non-distribuée est définie par les équations (5-6), (5-7) et (5-8). Les contraintes sont données par les équations (5-9), (5-11) à (5-14) et (5-16).

Quatre variables de décision sont prises en compte dans ce modèle: l'emplacement, la capacité et la date d'installation des unités de la GED et l'emplacement des sectionneurs. Toutes les lignes du réseau sont considérées comme candidates pour recevoir un sectionneur. Tous les sectionneurs proposés pour la planification sont supposés installés juste au début de la période de planification. Les liaisons de bouclage de 33 à 37 sont supposées faire partie de la configuration initiale du réseau d'étude.

Le principe même de codage des chromosomes utilisé dans les cas 1 et 2 est employé dans ce cas 3 d'étude. Chaque chromosome (solution) est composé de deux blocs principaux. Le premier bloc est réservé aux emplacements, aux capacités et aux dates d'installation des unités de la GED. Le second bloc est réservé pour indiquer les emplacements des Interrupteurs sectionneurs. Les interrupteurs sectionneurs sont installés en tête des lignes et toutes les lignes de 2 à 32 du réseau d'étude peuvent recevoir un interrupteur sectionneur. La figure 5.17 illustre la structure du chromosome utilisé dans ce modèle. Dans ce chromosome exemple, quatre sectionneurs sont installés dans les branches 3, 6, 11 et 28.

Cinq emplacements pour la connexion de la GED sont considérés et chaque nœud du réseau d'étude peut recevoir plus d'une unité de GED. L'artère principale du réseau d'étude est protégée par un disjoncteur à ré-enclenchement automatique placé en tête de la ligne 1.

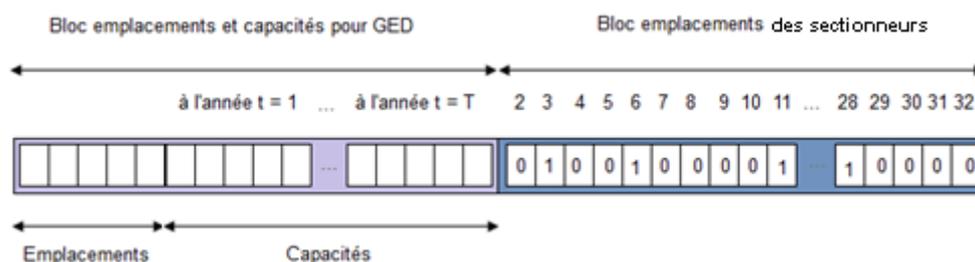


Figure 5.17: Structure de chromosome dans le cas 3 d'étude.

Le même principe pour créer la population initiale utilisée dans les cas 1 et 2 a été utilisé dans ce cas 3. Les emplacements des sectionneurs sont déterminés de manière aléatoire. Pour chaque ligne, un nombre aléatoire, entre 0 et 1, est tiré. Si ce nombre est supérieur ou égal à 0.5, la case de la ligne en question reçoit le nombre 1, sinon elle reçoit le nombre 0.

Le même tournoi de sélection binaire, les mêmes opérations de croisement et de mutation, utilisés dans les cas 1 et 2, sont utilisés dans ce cas 3. Les mêmes paramètres de SPEA2 indiqués dans le tableau 5.1 utilisés dans les cas 1 et 2 sont utilisés dans ce cas 3.

Dans cette troisième étude de cas, deux scénarios sont envisagés pour évaluer l'énergie non distribuée. Dans le premier scénario, la restauration de l'alimentation du réseau, après l'isolation du défaut, est réalisée à travers les liaisons de bouclage seulement. Dans le deuxième scénario et afin d'augmenter la fiabilité du réseau, la restauration de l'alimentation du réseau est réalisée par l'utilisation des liaisons de bouclage et l'ilotage des zones qui contiennent des unités de GED capables d'alimenter la charge de la section isolée et maintenir la tension et la fréquence dans la plage de valeurs permises. On suppose, dans ce deuxième scénario que les conditions nécessaires pour ce mode de fonctionnement sont toutes disponibles (coordination des systèmes de protection et de contrôle commande fréquence/tension).

L'algorithme SPEA2 est appliqué au même réseau de d'étude à 33 nœuds avec les mêmes données de la GED utilisées dans le cas 1. Le nombre d'emplacement de la GED est choisi égal à 5. Les coûts d'installation, d'opération et de maintenance des interrupteurs-sectionneurs sont respectivement 2500 \$ et 540 \$ / an.

Résultats:

a) Premier scénario :

Le problème d'optimisation bi-objectif de la GED, pour l'amélioration de la fiabilité du réseau d'étude, a été résolu et 54 solutions optimales sans contraintes ont été obtenues dans ce premier scénario, voir la figure 5.18. Les fonctions objectives des quatre solutions A, B, C et D sont calculées et présentées dans le tableau 5.10. Les emplacements, les capacités et les dates d'installation des unités de la GED et les emplacements des interrupteurs-sectionneurs pour les solutions A et D sont présentés respectivement dans les tableaux 5.11 et 512.

Tableau 5.10 Valeurs des fonctions objectives dans les solutions A, B, C et D

Solutions :	A	B	C	D
FO1 : Coût d'investissement (\$)	$2.1598 \cdot 10^{+6}$	$2.4045 \cdot 10^{+6}$	$2.7324 \cdot 10^{+6}$	$3.6839 \cdot 10^{+6}$
FO2 : CEND (\$)	$1.0324 \cdot 10^{+5}$	$9.8233 \cdot 10^{+4}$	$9.7683 \cdot 10^{+4}$	$9.7270 \cdot 10^{+4}$

Nous rappelons qu'au cours du chapitre 4, l'END sans utilisation de la GED était estimée pour une période de 10 ans est trouvée égale à 100000 \$. Par comparaison, nous pouvons constater, dans ce premier scénario, que l'utilisation optimale de la GED en mode anti-ilotage a pu réduire le coût d'END pendant la période de planification jusqu'à une valeur de

97270 \$. Cette réduction relativement petite du coût d'END peut devenir plus en moins importante lorsqu'on utilise la GED en mode d'ilotage intentionnel.

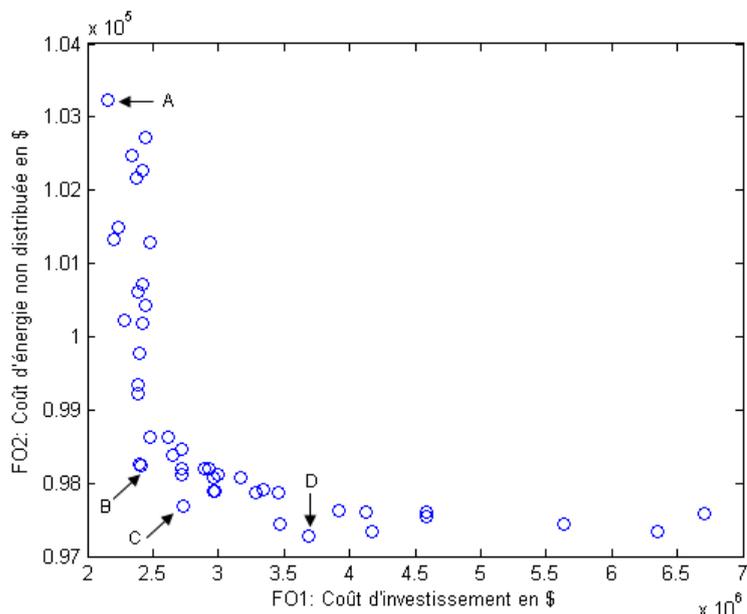


Figure 5.18 Front optimal de Pareto de planification de la GED pour améliorer la fiabilité en mode sans ilotage.

Tableau 5.11 Détails de la solution A

Unités de la GED		
Emplacements (Nœuds)	Capacités (KVA)	Années
11	70, 30, 30, 70, 70	2, 7, 8, 9, 10
18	100, 70, 30	4, 5, 10
26	100, 100, 100	7, 9, 10
27	30, 30, 70, 100, 30, 70	3, 5, 6, 7, 9, 10
28	70 100	2, 7
Interrupteurs sectionneurs		
Emplacements (lignes)	3, 4, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 15, 16, 17, 18, 19, 22, 25, 27, 28, 30, 31	

Tableau 5.12 Détails de la solution D

Unités de la GED		
Emplacements	Capacités	Années
13	500	5
18	500, 70	6, 7
18	100, 70, 30	4, 5, 10
26	100, 100, 100	7, 9, 10
29	30, 100, 30, 70, 70, 30	1, 2, 5, 8, 9, 10
Interrupteurs sectionneurs		
Emplacements (lignes)	2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17, 18, 19, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32	

b) Deuxième scénario :

Dans le deuxième scénario, où l'option d'ilotage est supposé autorisée, l'ensemble de Pareto des solutions optimales obtenues sont illustrés sur la figure 5.19. Les fonctions objectives des trois solutions A, B et C sont calculées et présentées dans le tableau 5.13. Les emplacements, les capacités et les dates d'installation des unités de la GED et les emplacements des interrupteurs sectionneurs pour les solutions A, et C sont présentés respectivement dans les tableaux 5.14 et 5.15.

Tableau 5.13 Valeurs des fonctions objectives dans les solutions A, B et C

	Solution A	Solution B	Solution C
FO1 : Coût d'investissement (\$)	$8.8292 \cdot 10^5$	$1.9660 \cdot 10^6$	$5.6985 \cdot 10^6$
FO2 : CEND (\$)	$9.7679 \cdot 10^4$	$9.6407 \cdot 10^4$	$9.5905 \cdot 10^4$

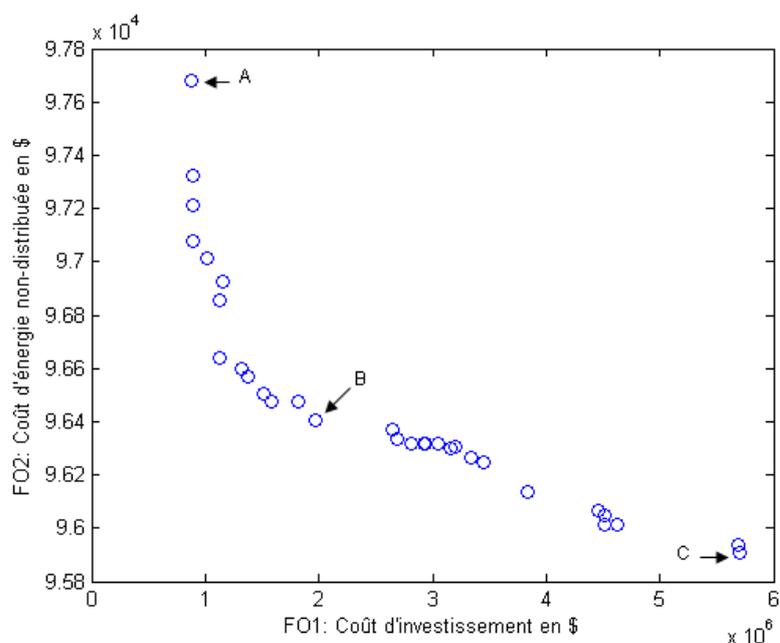


Figure 5.19 Front optimal de Pareto de planification de la GED pour améliorer la fiabilité en mode d'ilotage.

D'une manière générale, nous constatons que l'utilisation de la GED en mode d'ilotage intentionnel a pu réduire davantage le coût d'END. La solution C, que l'on considère comme solution théorique, est une alternative de planification trop chère à cause du taux de pénétration le plus élevé qui se rapproche de 100 %. Elle exige que chaque ligne doive être équipée d'un interrupteur-sectionneur, chose pratiquement non réalisable dans les réseaux

de distribution aériens. La solution A, la solution moins chère, est une alternative plus pratique. Elle consiste à installer 24 interrupteurs-sectionneurs avec un taux de pénétration de GED moins de 50 %. La solution B peut être choisie comme alternative de planification optimale de la GED pour réduire à la fois le coût d'investissement et le coût d'END.

Par cette analyse quantitative de fiabilité, nous avons pu montrer finalement que l'intégration optimale de la GED en association avec les dispositifs de sectionnement puisse participer considérablement à la réduction de l'énergie non-distribuée en faisant diminuer le nombre de charges interrompues par l'utilisation de la GED en mode d'ilotage intentionnel. Cette alternative peut devenir plus pratique dans les réseaux futurs de distribution surtout avec le développement du concept des réseaux de distribution intelligents.

Tableau 5.14 Détails de la solution A

Unités de la GED		
Emplacements (Nœuds)	Capacités (KVA)	Années
05	30, 30, 100	6, 7, 8
17	100, 70	5, 9
18	-	-
27	100	8
30	30, 30, 70	3, 6, 10
Interrupteurs sectionneurs		
Emplacements (lignes)	2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 12, 14, 15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32	

Tableau 5.15 Détails de la solution C

Unités de la GED		
Emplacements (Nœuds)	Capacités (KVA)	Années
13	100, 70, 100, 500, 100	1, 2, 3, 9, 10
17	100, 70	5, 9
24	30, 30, 100, 30, 500, 100, 100, 70, 70	1, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10
31	30, 70, 30, 500	1, 6, 7, 8
32	70, 70, 100, 500, 500	2, 7, 8, 9, 10
Interrupteurs sectionneurs		
Emplacements (lignes)	2, 3, 4, 7, 8, 9, 10, 12, 14, 15, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32	

5.4 CONCLUSION

Dans ce chapitre, l'intégration optimale de la génération d'énergie dispersée est utilisée comme une alternative dans la planification des réseaux électriques de distribution. Un

modèle dynamique multi-objectif de planification à long terme a été développé pour l'intégration optimale de la GED dans les réseaux de distribution moyenne tension. Trois fonctions objectives sont considérées dans ce modèle: le coût total d'investissement, le coût des pertes actives et le coût d'énergie non distribuée. Les contraintes pour assurer la satisfaction des exigences minimales de fonctionnement du système et éviter la surcharge des équipements sont incorporées dans ce modèle. Trois études de cas sont analysées. Dans la première étude, la GED est utilisée seule pour optimiser simultanément le coût d'investissement et le coût de pertes d'énergie dans le réseau test prévu pour l'étude. L'algorithme SPEA2, qui s'adapte bien avec ce type de problème, fournit un ensemble de Pareto de solutions optimales qui touche tout l'espace de recherche. Pour des taux de pénétration relativement faibles, l'utilisation de la GED comme alternative, pour satisfaire la croissance de la charge à long terme, peut conduire à des solutions plus économiques. Cependant, cette alternative de planification à base de GED conduit à des solutions plus au moins chères lorsque le taux de pénétration devient relativement élevé. Dans la deuxième étude de cas, la GED est utilisée en association avec les bancs de condensateurs pour réduire davantage le coût total d'investissement. Les solutions obtenues, dans cette deuxième étude de cas, sont plus meilleures que si la GED est utilisée seule. Ceci encourage l'utilisation de telle association de la GED avec les bancs de condensateurs. Enfin, dans la troisième étude de cas, la GED est utilisée en association avec les interrupteurs-sectionneurs comme alternative pour améliorer la fiabilité des réseaux de distribution. Les résultats obtenus dans ce cas d'étude montrent que la GED peut améliorer la fiabilité des réseaux de distribution particulièrement en mode d'îlotage intentionnel. Cette amélioration de fiabilité peut être augmentée par l'utilisation des interrupteurs automatiques qui permettent de diminuer le temps d'isolation des défauts.

CONCLUSION GENERALE

La dérégulation du système d'énergie électrique, l'introduction de nouvelles technologies et l'intégration de la génération d'énergie dispersée ont influencé considérablement le processus de planification traditionnelle des réseaux électriques de distribution. Le développement de nouvelles méthodes de planification capables de faciliter les décisions pour réduire les capitaux d'investissement, les pertes d'énergie et améliorer la fiabilité et la qualité d'alimentation sont devenues indispensables pour les opérateurs du système électriques.

Traditionnellement, le problème de planification de réseaux de distribution est considéré comme un problème d'optimisation mono-objectif où le souci principal du planificateur est de minimiser le coût d'expansion du système de distribution ou de minimiser les pertes de lignes en respectant les contraintes techniques de fonctionnement du système de distribution. Cependant, le problème réel de planification des réseaux de distribution est en général un problème d'optimisation multi-objectif. Plusieurs objectifs économiques, techniques et environnementaux peuvent être formulés sous différents perspectives. Le développement d'un modèle intégral qui permet l'analyse des divers objectifs et contraintes de la planification des réseaux de distribution dans un contexte d'une pénétration massive de la génération d'énergie dispersée est devenu un sujet d'intérêt à la fois pour les chercheurs et les opérateurs du système électrique. Dans ce contexte, nous avons présenté une approche multi-objective d'intégration de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux électriques de distribution.

L'objectif principal de ce travail de thèse était de développer un modèle dynamique multi-objectif de planification à long terme de réseaux de distribution où la génération d'énergie dispersée est utilisée comme une alternative de planification pour répondre à la croissance future de la demande de charges. Dans ce modèle, l'intégration optimale de la GED est utilisée d'abord pour réduire le coût des pertes d'énergie et, par conséquent, améliorer le profile de tension. Puis elle est utilisée, en association avec les bancs de condensateurs, pour réduire le coût d'investissement. Enfin, elle est utilisée en association

avec les dispositifs d'interruption et de sectionnement pour réduire le cout d'énergie non distribuée.

Afin de bien cerner tous les aspects de ce problème de recherches, nous avons d'abord présenté un état de l'art du système d'énergie électrique et les effets de la dérégulation du marché d'électricité sur l'apparition de la génération d'énergie au sein du réseau de distribution. Les conséquences, impacts et intérêts, de l'intégration de la génération d'énergie dispersée sur l'exploitation et la planification des réseaux de distribution sont analysés. Nous avons, ensuite, discuté le processus, les critères, les attributs et les décisions de la planification traditionnelle et moderne des réseaux de distribution. Une revue des travaux de recherches concernant la planification traditionnelle et moderne est présentée à l'occasion. Nous avons également présenté les outils de modélisation, d'analyse et d'évaluation nécessaires pour bien mener ce travail de thèse à sa fin. Une méthode de reconfiguration de réseaux de distribution a été proposée, à l'occasion, pour réduire les pertes actives dans les réseaux de distribution. Cette méthode de reconfiguration a été appliquée à un réseau test pour minimiser les pertes actives, éviter la congestion des lignes et augmenter par conséquent les capacités de charges de ce réseau test.

Une revue des méthodes d'optimisation utilisées pour la résolution du problème de planification des réseaux de distribution a été présentée de manière implicite. Une importance particulière a été donnée aux algorithmes multi-objectifs évolutionnaires. L'algorithme SPEA2 (Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2), choisi pour résoudre le problème de planification de la génération d'énergie dispersée, a été présenté et testé pour optimiser l'intégration de la génération d'énergie dispersée dans le réseau test et minimiser l'énergie non distribuée. Nous avons également proposée une méthode statique d'intégration optimale de la GED pour réduire les pertes actives dans les réseaux de distribution. Cette méthode proposée a été appliquée au réseau test et a donné des résultats comparables à ceux trouvés dans la littérature.

Enfin, un modèle dynamique multi-objectif de planification à long terme a été développé pour l'intégration optimale de la GED dans les réseaux de distribution. Dans ce modèle, l'intégration optimale de la GED a été utilisée comme une alternative de planification des réseaux électriques de distribution. Trois fonctions objectives sont considérées dans ce modèle: le coût total d'investissement, le cout des pertes actives et le cout d'énergie non distribuée. Les contraintes pour assurer la satisfaction des exigences minimales de fonctionnement du système et éviter la surcharge des équipements sont incorporées dans ce modèle. Trois études de cas sont analysées.

Dans la première étude de cas, la GED est utilisée seule pour optimiser simultanément le coût d'investissement et le coût de pertes d'énergie dans le réseau test proposé pour l'étude. L'algorithme SPEA2, qui s'adapte bien avec ce type de problème, fournit un ensemble de Pareto de solutions optimales qui touche tout l'espace de recherche. Pour des taux de pénétration relativement faibles, l'utilisation de la GED comme alternative, pour satisfaire la croissance de la charge à long terme, peut conduire à des solutions plus économiques. Ce pendant, cette alternative de planification à base de GED conduit à des solutions plus au moins chères lorsque le taux de pénétration devient relativement élevé.

Dans la deuxième étude de cas, la GED est utilisée en association avec les bancs de condensateurs pour réduire davantage le coût total d'investissement. Les solutions obtenues, dans ce deuxième cas d'étude, sont plus meilleures que si la GED est utilisée seule. Ceci encourage l'utilisation de telle association de la GED avec les bancs de condensateurs.

Dans la troisième étude de cas, la GED est utilisée en association avec les interrupteurs-sectionneurs comme alternative pour améliorer la fiabilité des réseaux de distribution. Les résultats obtenus montrent que la GED peut augmenter la fiabilité des réseaux de distribution particulièrement en mode d'îlotage intentionnel.

Bien que nous ayons abordé les points essentiels du problème de la planification des réseaux de distribution par l'intégration optimale de la GED, ce travail de thèse restera incomplet. Beaucoup de points pourront être ajoutés dans le futur pour compléter ce travail et le rendre plus réaliste. Nous suggérons, dans ce contexte, les points suivants :

- D'abord, nous proposons que ce travail soit poursuivi par une analyse tri-objective de la planification de la GED qui consiste à optimiser simultanément le coût total des investissements, le coût des pertes d'énergie et le coût d'énergie non distribuée.
- Nous proposons également que ce modèle de planification multi-objectif soit appliqué à un réseau réel pour analyser réellement les impacts de la GED sur les performances de fonctionnement des réseaux de distribution.
- Enfin, nous proposons d'utiliser des données techniques et économiques réelles, pour analyser de manière quantitative et qualitative tous les aspects du problème de planification de la GED notamment les coûts d'investissement, d'opération et de maintenance des unités de la GED, des bancs de condensateurs, des interrupteurs, des lignes et des transformateurs.

BIBLIOGRAPHIE

- [1] CANARD Jean-François, Evolution du secteur électrique, Rapport n01, Schneider Electric, LEG, janvier 1998.
- [2] PERCEBOIS Jacques, La déréglementation de l'industrie électrique en Europe et aux EtatsUnis, Revue de l'Energie, n0490, septembre 1997.
- [3] Planification et évolution des réseaux, Electra, n0170, groupe 37, février 1997.
- [4] GIROD Jacques, Les reformes institutionnelles des secteurs électriques africains: acquis et incertitudes, Revue de l'Energie, n0465, janvier-février 1995.
- [5] A. Goudineau, Les énergie conventionnelles en Algérie, Ubifrance et les missions économiques, version n° 5 du 12 juillet 2010.
- [6] Loi N° 02-01 relative à l'électricité et à la distribution du gaz par canalisations, Journal. Officiel de la République Algérienne N° 5, 5 février 2002, pp. 4-22, 2005
- [7] Chambers, A., "Distributed generation: a nontechnical guide." Penn Well, Tulsa, Oklahoma, p. 283, 2001.
- [8] Dondi P., Bayoumi, D., Haederli, C., Julian, D., Suter, M., " Network integration of distributed power generation" Journal of Power Sources, vol 106, pp. 1–9, 2002.
- [9] T. Ackerman, G. Anderson, and L. Soder, "Distributed generation: a definition," Electric Power System Research, vol. 57, pp. 195–204, 2001.
- [10] CIRED, (1999), Dispersed generation, Preliminary report of CIRED working group WG04, June, p. 9 + Appendix (p.30).
- [11] R. Singh and S. Goswami, "Optimum allocation of distributed generations based on nodal pricing for profit, loss reduction, and voltage improvement including voltage rise issue," International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 32, no. 6, pp. 637 – 644, 2010.
- [12] B. Renders, L. Vandeveld, L. Degroote, K. Stockman, and M. Bollen, "Distributed generation and the voltage profile on distribution feeders during voltage dips," Elec. Power Sys. Res., vol. 80, no. 12, pp. 1452 – 1458, 2010.
- [13] A. Zangeneh, S. Jadid, and A. Rahimi-Kian, "Promotion strategy of clean technologies in distributed generation expansion planning," Renewable Energy, vol. 34, no. 12, pp. 2765 – 2773, 2009.
- [14] N. Khalesi, N. Rezaei, and M.-R. Haghifam, "Dg allocation with application of dynamic programming for loss reduction and reliability improvement," International Journal of Electrical Power and Energy Systems, vol. 33, no. 2, pp. 288 – 295, 2011.
- [15] A. Piccolo and P. Siano, "Evaluating the impact of network investment deferral on distributed generation expansion," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 3, pp. 1559–1567, Aug. 2009.

- [16] J. F. Canard « Impact de la génération d'énergie dispersée dans les réseaux de distribution », Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 12 décembre 2000.
- [17] F. van Overbeeke, "Active Networks: Distribution Networks facilitating integration of Distributed Generation" in 2nd International Symposium on Distributed Generation. Stockholm: Royal Institute of Technology, 2002.
- [18] R.C. Dugan, S.K. Price, Issues for Distributed Generation in the US, Proc. of IEEE PES Winter Meeting 2002, New York (USA), 27-31 January 2002, Vol. 1, pp. 121-126.
- [19] V. H. M. Quezada, J. R. Abbad, and T. G. S. Roman, "Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation," IEEE Trans. Power Systems, vol. 21, no. 2, pp. 533-540, May 2006.
- [20] IEEE - Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, IEEE Standard 1547-2003, 2003.
- [21] Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems, IEEE Standard. 929-2000, 2000.
- [22] Willis H. L., "*Power Distribution Planning Reference Book*", Ed. Marcel Dekker, New York, USA, 2004, ISBN 0-8247-4875-1.
- [23] Willis H. L., Scott, W. G., "*Distributed Power Generation. Planning and Evaluation*", Ed. Marcel Dekker, New York, USA, 2000, ISBN 0-8247-0336-7.
- [24] Alarcon-Rodriguez, A.D., Ault, G.W., Curie, R.A.F., McDonald, J.R., "*Planning Highly Distributed Power Systems: Effective Techniques and Tools*", International Journal of Distributed energy Resources, Vol. 4, No. 1, January 2008
- [25] V. Neimane, "*On Development Planning of Electricity Distribution Networks*", Doctoral Dissertation, Royal Institute of Technology, Department of Electrical Engineering, University of Stockholm, November 2001.
- [26] Burke, W.J., Schweppe, F.C., Lovell, B.E., "*Trade Off Methods in System Planning*", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 3, No. 3, August 1988
- [27] Augusto, O.B., Rabeau, S., Depince, Ph., Bennis, F., "*Multi-objective Genetic Algorithms: A Way to Improve the Convergence Rate*", Engineering Applications of Artificial Intelligence, Volume 19, Issue 5, Pages 501-510, August 2006
- [28] Haesen, E., Driesen, J., Belmans, R., "*A Long-Term Multi-Objective Planning Tool for Distributed Energy Resources*", IEEE PES Power Systems Conference & Exposition , Atlanta, Georgia, USA, pp. 741-747, Oct.29-Nov.1, 2006
- [29] Espie, P., "*A Decision Support Framework for Distribution Utility Planning and Decision Making*", Doctoral Dissertation, Institute for Energy and Environment, Department of Electronic and Electrical Engineering, University of Strathclyde, August 2003
- [30] Hobbs, B.F., Meier, P., "*Energy Decisions and the Environment: A Guide to the Use of Multicriteria Methods*", Springer, 2000, ISBN 079237875X, 9780792378754

- [31] Adams R.N., Laughton M.A., A Dynamic Programming network flow procedure for distribution system planning, Procc. 8th Power Industry Computer Application (PICA) Conference Minneapolis USA 3th-6th June 1973, 1973, pp.348-354.
- [32] Adams R.N., Laughton M.A., Optimal Planning of Networks Using Mixed-Integer Programming, Proc. IEE, 121, 2, 1974, pp.139-148.
- [33] Masud E., An Interactive Procedure for Sizing and Timing Distribution Substations using Optimization Techniques, IEEE Trans. PAS, 93, 5, 1974, pp.1281-1286.
- [34] Crawford D.M., Holt Jr S.B., A Mathematical Optimization Technique for locating and Sizing Distribution Substations, and Deriving Their Optimal Service Areas, IEEE Trans. PAS, 94, 2, 1975, pp.230-234.
- [35] Holt Jr S.B., Crawford D.M., Distribution Substation Planning using optimization methods, IEEE Tutorial Course, 1976, pp.69-76.
- [36] Masud E., Distribution Planning: state of the art and extensions to substation sizing, Elec. Power Syst. Res, 1, 1978, pp.203-212.
- [37] Wall D. L., Thompson G. L., Northcote-Green J.E.D., An Optimization Model for Planning Radial Distribution Networks, IEEE Trans. PAS, 98, 3, 1979, pp.1061-1065.
- [38] Gönen T., Foote B.L., Distributions System Planning using Mixed-Integer Programming, IEE Proc-C, 128, 2, 1981, pp.70-79.
- [39] Thompson G. L., Wall D. L., A Branch and Bound model for Choosing Optimal Substations Locations, IEEE Trans. PAS, 100, 5, 1981, pp.2683-2687.
- [40] Afuso A., Geréz V., Rodríguez A., And Integrated System for distribution planning, Procc. 4th IEEE International Symposium on Large Engineering Systems, Canada, 9th-11th June 1982, 1982.
- [41] Fawzi T.H., Ali K.F., El-Sobki S.M., A New Planning Model For Distributionm Systems, IEEE Trans. PAS, 102, 9, 1983, pp.3010-3017.
- [42] Adams R.N., Afuso A., Rodríguez A., Pérez V., A Methodology for Distribution System Planning, 8th Power Systems Computation Conference, Finland 19th-24th August 1984, 1984
- [43] El-Kadi M.A., Computer-Aided Planning of Distribution Substations and Primary Feeders, IEEE Trans. PAS, 103, 6, 1984, pp.1183-1189.
- [44] Mikic O.M. , Mathematical Dynamic Model for Long-term Distribution System Planning, IEEE Trans. Power System, 1, 1, 1986.
- [45] Aoki K., Nara K., Satoh T., Kitagawa M., Yamanaka K., New Aproximate Optimization Method for Distribution System Planning , IEEE Trans. Power System, 5, 1, 1990, pp.126-132.
- [46] M. Vaziri, K. Tomsovic, and T. Gönen. Distribution expansion problem revisited. part 1 categorical analysis and future directions. *Mathematical Programming*, 13:26, 2000.

- [47] J. Partanen, "A Modified Dynamic Programming Algorithm for Sizing, Locating and Timing of Feeder Reinforcements", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.5, No.1, January 1990, pp. 277-283.
- [48] K. Kauhaniemi, *Long-Term Investment Planning of Electricity Distribution Networks Considering the Uncertainty of Load Forecasts*, Tampere University of Technology, Thesis for the degree of Doctor of Technology, 1993.
- [49] Hongwei Dai, Yixin Yu, Chunhua Huang, Chengshan Wang, Shaoyun Ge, Optimal Planning of Distribution Substation Locations and Sizes -- Model and Algorithm, IEEE TENCON'93 BEIJING, 1993, pp.351-354.
- [50] Bouchard D.E., Salama M.M.A., Chikhani A.Y., Optimal Distribution Feeder Routing and Optimal Substation Sizing and Placement Using Evolutionary Strategies, IEEE, 1994, pp.661-664.
- [51] V. Miranda, L.M. Proenca, L. Oliveira, L. Carvalho, "Dynamic Planning of Distribution Networks for Minimum Regret Strategies", *13th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Belgium, Liege, 1995.
- [52] V. Miranda, L.M. Proenca, "A general Methodology for Distribution Planning under Uncertainty, Including Genetic Algorithms and Fuzzy Models in a Multi-Criteria Environment", *IEEE/KTH Stockholm Power Tech Conference*, Stockholm, Sweden, June 18-22, 1995, pp. 832-837.
- [53] Y.Y. Hsu, Y. Jwo-Hwu, "Planning of Distribution Substations, Feeders and Sectionalizing Switches Using Heuristic Algorithms", *Electrical Power & Energy Systems*, Vol.18, No.5, 1996, pp. 315-322.
- [54] Y. Tang, "Power Distribution System Planning with Reliability Modeling and Optimization", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.11, No.1, February 1996, pp. 181-187.
- [55] V. Bochkareva, *Development Planning of Electricity Distribution Networks*, Licentiate Thesis at the Royal Institute of Technology, ISSN 1100-1607, Stockholm, Sweden, 1997.
- [56] Z. Krishans, V. Neimane, G. Andersson, "Dynamic model for planning of reinforcement investments in distribution networks", *Power Systems Computation Conference (PSCC'99)*, Trondheim, Norway, June 1999.
- [57] J. Peco, E.F. Sanchez-Ubeda, T. Gomez, "Enhancing Optimal Transmission or Subtransmission Planning by Using Decision Trees", *Proceedings of Budapest Power Tech*, Budapest, September 1999.
- [58] I.J. Ramirez-Rosado, J.A. Dominguez-Navarro, J.M. Yusta-Loyo, "A New Model for Optimal Electricity Distribution Planning Based on Fuzzy Set Techniques", *IEEE/PES Summer Meeting*, 1999, Vol. 2, pp. 1048-1054.

- [59] Narayan, S., Rau, S.M., Yih-heu Wan, M., "Optimum Location of Resources in Distribution Planning", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 9, No. 4, November 1994
- [60] Kim, J.O., Nam, S.W., Park, S.K., Singh, C., "Dispersed Generation Planning Using Improved Hereford Ranch Algorithm", Electric Power Systems Research, Volume 47, Number 1, pp. 47-55, October 1998
- [61] Dugan, R.C., McDermott, T.E., Ball, G.J., "Planning for Distributed Generation", IEEE Industry Applications Magazine, March/April 2001
- [62] Celli, G., Pilo, F., "Optimal Distributed Generation Allocation in MV Distribution Networks", 22nd IEEE PES Intl. Conf. on Power Industry Computer Applications PICA 2001, 20-24 May 2001, Sydney, Australia, pp. 81-86, 2001.
- [63] Celli, G., Mocci, S., Pilo, F., Cicoria, R., "Probabilistic Optimization of MV Distribution Networks in Presence of Distributed Generation", Proceedings of the 14th PSCC, Sevilla, 24-28 June 2002
- [64] Wallace, A.R., Harrison, G.P., "Planning for Optimal Accommodation of Dispersed Generation in Distribution Networks", Proceedings 17th International Conference on Electricity Distribution CIRED 2003, 12 - 15 May 2003, Barcelona, Spain, 2003
- [65] Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S., Pilo, F., "A Multi-objective Formulation for the Optimal Sizing and Siting of Embedded Generation in Distribution Networks", Power Tech Conference Proceedings, 2003 IEEE Bologna Volume: 1 , 23-26 June 2003
- [66] C. Wang and M. H. Nehrir, "Analytical Approaches for Optimal Placement of Distributed Generation Sources in Power Systems", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 19, No 4, pp. 2066-2076, November 2004
- [67] Celli, G., Ghiani, E., Mocci, S., Pilo, F., "A Multi-objective Evolutionary Algorithm for the Sizing and Siting of Distributed Generation", IEEE Transactions on Power System, Vol. 20, No. 2, May 2005
- [68] Harrison, G.P., Wallace, A.R., "OPF Evaluation of Distribution Network Capacity for the Connection of Distributed Generation", IEE Proc. Generation, Transmission & Distribution, 152 (1), pp. 115-122, January 2005
- [69] Haesen, E., Espinoza, M., Pluymers, B., Goethals, I., Van Thong, V., Driesen, J., Belmans, R., de Moor, B., "Optimal Placement and Sizing of Distributed Generator Units using Genetic Optimization Algorithms", Electrical Power Quality and Utilisation Journal, Vol. 11, No.1, pp. 97-104, 2005
- [70] El-Khattam, W., Hegazy, Y.G., Salama, M.M.A., "An Integrated Distributed Generation Optimization Model for Distribution System Planning", IEEE Transactions on Power System, Vol. 20, No. 2, May 2005.
- [71] Keane, A., O'Malley, M., "Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks", IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, No 3, pp. 1640-1646, August 2005

- [72] Achayra, N., Mahat, P., Mithulanathan, N., "An Analytical Approach for Distributed Generation Allocation in Primary Distribution Network", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 28, Issue 10, Pages 669-678, December 2006
- [73] Borges, C.L.T., Falcao, D.M., "Optimal Distributed Generation Allocation for Reliability, Losses, and Voltage Improvement", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 28, Issue 6, Pages 413-420, , July 2006
- [74] Le, A.D.T., Kashem, M.A., Negnevitsky, M., Ledwich, G., "Optimal Distributed Generation Parameters for Reducing Losses with Economic Consideration", *Power Engineering Society General Meeting*, 24-28 June 2007, Vol. 1, pp 1-8, 2007
- [75] Teng, J.H., Liu, Y.H., Chen C.Y., Chen C.F., "Value-based Distributed Generator Placements for Service Quality Improvements", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 29, Issue 3, Pages 268-274, March 2007
- [76] Harrison, G.P., Piccolo, A., Siano, P., Wallace, A.R., "Exploring the Trade-offs Between Incentives for Distributed Generation Developers and DNO's", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 2, May 2007
- [77] Harrison, G.P., Piccolo, A., Siano, P., Wallace, A.R., "Distributed Generation Capacity Evaluation Using Combined Genetic Algorithm and OPF", *International Journal of Emerging Electric Power Systems*: Vol. 8 : Issue 2, Article 7, 2007.
- [78] Keane, A., O'Malley, M., "Optimal Utilization of Distribution Networks for Energy Harvesting", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 22, No. 1, pp. 467-475, February 2007
- [79] Harrison, G.P., Piccolo, A., Siano, P., Wallace, A.R., "Hybrid GA and OPF Evaluation of Network Capacity for Distributed Generation Connections", *Electric Power Systems Research*, Volume 78, Issue 3, Pages 392-398, March 2008
- [80] Celli, G., Mocci, S., Pilo, F, Soma, G., "A Multi-objective Approach for the Optimal Distributed Generation Allocation with Environmental Constraints", *Proceedings of the 10th Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems PMAAPS*, Rincon, Puerto Rico, 25-29 May, 2008.
- [81] A. Soroudi, M. Ehsan, "Multi-objective planning model for integration of distributed generation in deregulated power systems", *Iran. J. of Sci. Technol., Trans. B: Eng.*, Vol. 34, N°3, pp. 307-324, June 2010.
- [82] A.G. Esposito, E.R. Ramos, "Reliable Load Flow Technique for Radial Distribution Networks", *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol.14, No.3, August 1999, pp.1063-1069.
- [83] M.S. Srinivas, "Distribution Load Flow: A Brief Review", *IEES PES Winter Meeting* 2000.
- [84] Jianwei Liu, Salama,M.M.A.,Mansour,R.R.: 'An efficient power flow algorithm for distribution systems with polynomial load', *International Journal of Electrical Engineering Education*,2002,39,(4),pp372-386

- [85] Ulas Eminoglu, Hakan Hocaoglu, M.: 'A new power flow method for radial distribution systems including voltage dependent load models', *Electric Power Systems Research*, 2005, 76, pp.106-114
- [86] Chang, G.W., Chu, S.Y., Wang, H.L.: 'An Improved Backward/Forward Sweep Load Flow Algorithm for Radial Distribution Systems', *IEEE Trans. on Power Systems*, 2007, 22, (2), pp.882-884
- [87] Eminoglu, U., Hocaoglu, M.H.: 'Distribution Systems Forward / Backward Sweep based Algorithms: A Review and Comparison Study', *Electric Power Components and Systems*, 2009, 37, pp. 91-110.
- [88] R. Billinton and R. N. Man, "*Reliability Evaluation of Power Systems*", Second Edition, Plenum Press, New York, 1996.
- [89] R.L. Chen, K. Allen, R. Billington, "Value-Based Distribution Assessment and Planning", *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol.10, No.1, January 1995, pp. 421-429.
- [90]. A. Merlin, G. Back, *Search for Minimum-Loss Operational Spanning Tree Configuration for an Urban Power Distribution System, the Fifth Power System Conferenc. Cambridge, 1975.*
- [91] M. E. Baran, F. U. Wu, *Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing*, *IEEE Trans. Power Deliv.*, 4, 2, pp. 1401–1407, (1989).
- [92]. M. A. Kashem, G. B. Jasmon, V. Ganapathy, *A new approach of distribution system reconfiguration for loss minimization*, *Electrical power and Energy Systems*, 22, pp. 269–276, (2000).
- [93] F. V. Gomes, S. Carneiro, J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia, *A new distribution system reconfiguration approach using optimum power flow and sensitivity analysis for loss reduction*, *IEEE Trans. Power Syst.*, 21, 4, pp. 1616–1623, (2006).
- [94] A. Y. Abdelaziz, F. M. Mohammed, S. F. Mekhamer, M. A. L. Badr, *Distribution Systems Reconfiguration using a modified particle swarm optimization algorithm*, *Elect. Power Syst. Res.*, 79, 11, pp. 1521–1530, (2009).
- [95] A. Hajizadeh, E. Hajizadeh, *PSO-Based Planning of Distribution Systems with Distributed Generation*, *World Academy of science, Engineering and Technology*, 21, pp. 598-603, 2008.
- [96] S. PORKAR KOUMLEH, *Planification technico-économique de la production décentralisée raccordée aux réseaux de distribution*, Thèse de Doctorat de l'université Henri Poincaré, Nancy-1, 2011.
- [97] Deb, K., "Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms", John Wiley and Sons, 2001, ISBN 047187339X
- [98] A. Aissaoui, H. Sayah, M. Brahami, "New Optimization Method of Dispersed Generation in Electrical Distribution Systems for Reducing Losses", *Journal for Electrical Engineering*, Vol. 15, Edition 1, pp.1-6, 2015.

- [99] R. P. Payasi, A. K. Singh, D. Singh, "Review of distributed generation planning: objectives, constraints, and algorithms", *International Journal of Engineering, Science and Technology*, Vol. 3, No. 3, pp. 133-153, 2011.
- [100] P.S. Georgilakis, N.D. Hatziargyriou, " optimal distributed generation placement in power distribution networks: models, methods, and future research", *IEEE Trans. Power Syst.* 28, 3, pp. 3420-3428, 2013.
- [101] L. F. Ochoa, C. J. Dent, and G. P. Harrison, "Distribution network capacity assessment: Variable DG and active networks," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 87–95, Feb. 2010.
- [102] C. J. Dent, L. F. Ochoa, and G. P. Harrison, "Network distributed generation capacity analysis using OPF with voltage step constraints," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 25, no. 1, pp. 296–304, Feb. 2010.
- [103] L. F. Ochoa and G. P. Harrison, "Minimizing energy losses: Optimal accommodation and smart operation of renewable distributed generation," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 26, no. 1, pp. 198–205, Feb. 2011.
- [104] A. Kumar and W. Gao, "Optimal distributed generation location using mixed integer non-linear programming in hybrid electricity markets," *IET Gener. Transm. Distrib.*, vol. 4, no. 2, pp. 281–298, Feb. 2010.
- [105] S. Porkar, P. Poure, A. Abbaspour-Tehrani-Fard, and S. Saadate, "Optimal allocation of distributed generation using a two-stage multi-objective mixed-integer-nonlinear programming," *Eur. Trans. Electr. Power*, vol. 21, no. 1, pp. 1072–1087, Jan. 2011.
- [106] Miranda, V., Srinivasan, D., Proenca, D.M., "Evolutionary Computation in Power Systems", *International Journal of Power & Energy Systems*, Vol. 20, No. 2, pp. 89-98, February 1998.
- [107] Song, Y.H., Irving, M.R., "Optimisation Techniques for Electrical Power Systems - Part 2 Heuristic Optimisation Methods", *Power Engineering Journal*, Vol. 15, No. 3, June 2001.
- [108] R. K. Singh and S. K. Goswami, "Optimum siting and sizing of distributed generations in radial and networked systems," *Elect. Power Compon. Syst.*, vol. 37, no. 2, pp. 127–145, Jan. 2009.
- [109] T. N. Shukla, S. P. Singh, V. Shrinivasarao, and K. B. Naik, "Optimal sizing of distributed generation placed on radial distribution systems," *Elect. Power Compon. Syst.*, vol. 38, no. 3, pp. 260-274, Jan. 2010.
- [110] R. K. Singh and S. K. Goswami, "Optimum allocation of distributed generations based on nodal pricing for profit, loss reduction, and voltage improvement including voltage rise issue," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 32, no. 6, pp. 637–644, Jul. 2010
- [111] Carpinelli G., Celli G., Mocci S., Pilo F. and Russo A., Optimisation of embedded generation sizing and siting by using a double trade-off method. *IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 152, No. 4, pp503-513, 2005.

- [112] Singh D., Singh D., and Verma K. S., GA based energy loss minimization approach for optimal sizing and placement of distributed generation," *Int. J. Knowledge-Based and Eng. Intell. Syst.*, vol. 12, no. 2, pp.147-159, 2008.
- [113] Abou A.A., Allama S.M., and Shatlab M.M., Maximal optimal benefits of distributed generation using genetic algorithms," *Electric Power Systems Research* vol. 80, no. 7 pp. 869–877, 2010.
- [114] Rodriguez A. A., Haesen E, Ault G., Driesen J., and Belmans R., Multi-objective planning framework for stochastic and controllable distributed energy resources", *IET Renew. Power Gener.* vol 3, no. 2 pp. 227-238, 2009.
- [115] Kumar Vishal, Kumar Rohith., Gupta Indra, and Gupta Hari Om, DG Integrated approach for service restoration under cold load pickup," *IEEE Trans. Power Del.*, vol. 25, no. 1, pp. 398-406, 2010.
- [116] Popović D.H., Greatbanks J.A., Begović M., and Pregelj A. Placement of distributed generation and reclosers for distribution network security and reliability. *Int. J, Electrical Power & Energy Systems*, Vol. 27, no. 5-6, pp. 398-408, 2005.
- [117] Teng J. H., Luur T S, and Liu Y. H., Strategic distributed generator placements for service reliability improvements", *IEEE Power Engg. Society summer meeting*, vol 2, pp 719-724, 2002.
- [118] Ochoa L. F., Feltrin A. Padilha, and Harrison G. P., 2008. Time-series based maximization of distributed wind power generation integration," *IEEE Trans. Energy Conv.*, vol. 23, no. 3, pp. 968–974.
- [119] Sutthibun T., and Bhasaputra P., Multi-objective optimal distributed generator generation placement using simulated annealing,. *Int. Conf. on Electrical Engineering / Electronics Comp. Telecom. and info. Tech.* pp.810-813, 2010.
- [120] Golshan M.E. Hamedani and Arefifar S.A., 2006. Distributed generation, reactive sources and network configuration planning for power and energy-loss reduction. *in IEE Proc.-Gener. Transm. Distrib.*, Vol. 153, No. 2, pp 127-136, 2006.
- [121] Nara K., Hayashi Y., Ikeda K., and Ashizawa T., Application of tabu search to optimal placement of distributed generators," *Proc. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting*, Columbus, USA, pp. 918–923, 2001.
- [122] Kennedy, J. and Eberhart, R. C. (1995). Particle swarm optimization. *Proc. IEEE Int'l. Conf. on Neural Networks*, IV, 1942–1948. Piscataway, NJ: IEEE Service Center.
- [123] Krueasuk Wichit and Oongsakul Weerakorn. Optimal Placement of Distributed Generation Using Particle Swarm Optimization. M. Tech Thesis. AIT, Thailand, 2005.
- [124] Lalitha M. P., Reddy. V. C., Usha V., and Reddy N. S., Application of fuzzy and PSO for DG placement for minimum loss in radial distribution system. *ARNP Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 5, no. 4 pp 32-37, 2010.

- [125]] W. Prommee and W. Ongsakul, "Optimal multiple distributed generation placement in microgrid system by improved reinitialized social structures particle swarm optimization," *Euro. Trans. Electr. Power*, vol. 21, no. 1, pp. 489–504, Jan. 2011.
- [126] M. H. Moradi and M. Abedini, "A combination of genetic algorithm and particle swarm optimization for optimal DG location and sizing in distribution systems," *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 66–74, Jan. 2012.
- [127] M. Gomez-Gonzalez, A. López, and F. Jurado, "Optimization of distributed generation systems using a new discrete PSO and OPF," *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 84, no. 1, pp. 174–180, Mar. 2012.
- [128] Deb, K., *"Multi-Objective Optimization using Evolutionary Algorithms"*, John Wiley and Sons, 2001, ISBN 047187339X.
- [129] Coello-Coello, C.A., *"Twenty Years of Evolutionary Multi-Objective Optimization: A Historical View of the Field"*, IEEE Computational Intelligence Magazine, Vol. 1, No. 1, pp. 28-36, February 2006
- [130] Zitzler .E. , *"Two Decades of Evolutionary Multi-objective Optimisation: A Glance Back and a look Ahead" (Presentation)*, IEEE symposium on Computational Intelligence in Multi Criteria Decision Making (MCDM), 5 April 2007, Honolulu, Hawaii, USA.
- [131] Goldberg D.E., *"Genetic Algorithms in Search, Optimization, and Machine Learning"*, Addison-Wesley, 1989, ISBN 0201157675.
- [132] Deb, K., Paratap, A., Agarwal, S., Meyarivan, T., *"A Fast and Elitist Multiobjective Genetic Algorithm: NSGA-II"*, IEEE Transactions on Evolutionary Computation, Vol. 6, No. 2, April 2002
- [133] Konak, A., Coit, D.W., Smith, A.E., *"Multi-objective Optimization Using Genetic Algorithms: A Tutorial"*, Reliability Engineering and System Safety 91, pp. 992 – 1007, 2006
- [134] Zitzler, E., Thiele, L., *"Multi-objective Evolutionary Algorithms: A Comparative Case Study and the Strength Pareto Approach"*, IEEE Transactions on Evolutionary Computation, Vol. 3, No. 4, November 1999
- [135] Kunkle, D., *"A Summary and Comparison of MOEA Algorithms" (Report)*, North-eastern University (NU) in Boston, Massachusetts, 2005.
- [136] Rivas-Dávalos F., Irving, M.R., *"An Approach Based on the Strength Pareto Evolutionary Algorithm 2 for Power Distribution System Planning "*, Third International Conference in Evolutionary Multi-Criterion Optimization EMO 2005, pp. 707--720, Guanajuato, México, March 2005
- [137] Zitzler, E., Laumanns, M., Thiele, L., *"SPEA2: Improving the Strength Pareto Evolutionary Algorithm"*, Technical Report 103, Computer Engineering and Communication Networks Lab (TIK), Swiss Federal Institute of Technology (ETH) Zurich, Gloriastrasse 35, CH-8092 Zurich, May 2001

- [138] Mori, H., Yamada, Y., "*An Efficient Multi-objective Meta-heuristic Method for Distribution Network Expansion Planning*", Proceedings of the 2007 IEEE Power Tech Conference, Lausanne, Switzerland, 1 - 5 July 2007.
- [139] Silverman, B. W. (1986). *Density estimation for statistics and data analysis* . London: Chapman and Hall.
- [140] Haupt, R.L., Haupt S.E., "*Practical Genetic Algorithms*", John Wiley and Sons, 2004, ISBN 0471455652
- [141] Beasley D., Bull D., Martin R., "*An Overview of Genetic Algorithms: Part 1: Fundamentals*", Technical report, University of Purdue, 1993.
- [142] Beasley D., Bull, D.R., Martin, R.R., "*An Overview of Genetic Algorithms: Part 2, Research Topics*", University Computing, Vol. 15, No. 4., pp. 170-181, 1993.
- [143] G. D. Ferreira, A. S. Bretas, "A nonlinear binary programming model for electric distribution systems reliability optimization", *Electrical Power and Energy Systems*, 43, pp. 384-392, 2012.
- [144] I. Ziari, "Planning of Distribution Networks for Medium Voltage and Low Voltage", PHD thesis, Queensland University of Technology, Australia, August 2011.

ANNEXE A : Réseau test à 33 nœuds

Le réseau test à 33 nœuds tiré de [91] est un réseau de distribution radial de tension 12.66 kV et de charge totale de 3715 kW et 2300 kVAr. Sa configuration initiale est schématisée par la figure A.1. Il est constitué de 32 lignes et 5 liaisons de bouclage. Les lignes de 1 à 9 ont une capacité de transmission maximale de 400 A. Les lignes de 10 à 32 ont une capacité maximale de 200 A.

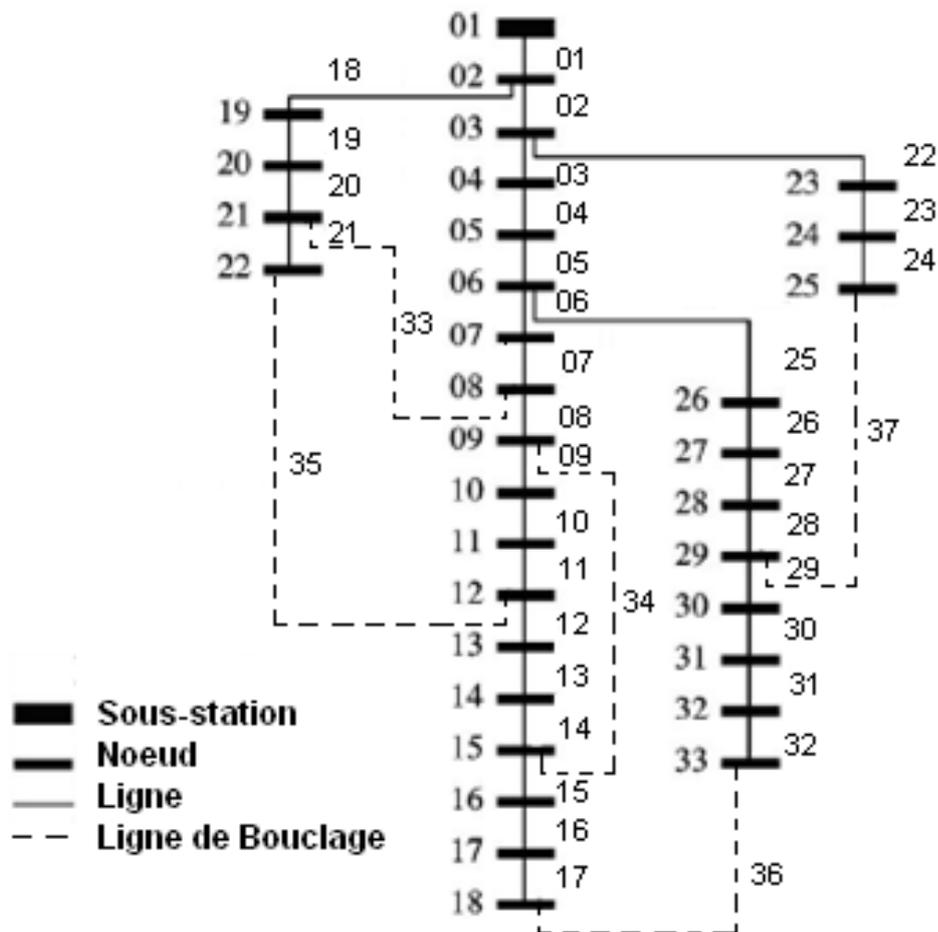


Figure A.1 : Schéma unifilaire du réseau test

Les caractéristiques des lignes et de charges de ce réseau test sont données au tableau A.1. Les longueurs des lignes, qui ne figurent pas dans la référence [91], sont déterminées par un calcul estimatif. On a supposé que les lignes de 1 à 9 ont la même résistance linéique et que la ligne 1 ait une longueur de 0.1 km. De même, les lignes de 10 à 37 sont supposées avoir la même résistance linéique et que la ligne 10 ait une longueur de 0.306 km.

Tableau A.1 : Caractéristiques des lignes et des charges du réseau test

N°	Lignes					Charges		
	Début	Fin	R (Ω)	X (Ω)	L (km)	Nœud	P (KW)	Q (KVAR)
1	1	2	0.0922	0.0470	0.100	2	100	60
2	2	3	0.4930	0.2512	0.534	3	90	40
3	3	4	0.3661	0.1864	0.397	4	120	80
4	4	5	0.3811	0.1941	0.413	5	60	30
5	5	6	0.8190	0.7070	0.888	6	60	20
6	6	7	0.8172	0.6188	0.203	7	200	100
7	7	8	0.7115	0.2351	0.772	8	200	100
8	8	9	1.0299	0.7400	1.117	9	60	20
9	9	10	1.0440	0.7400	1.132	10	60	20
10	10	11	0.1966	0.0651	0.306	11	45	30
11	11	12	0.3744	0.1298	0.583	12	60	35
12	12	13	1.4680	1.1549	2.285	13	60	35
13	13	14	0.5416	0.7129	0.843	14	120	80
14	14	15	0.5909	0.5260	0.920	15	60	10
15	15	16	0.7462	0.5449	1.162	16	60	20
16	16	17	1.2889	1.7210	2.006	17	60	20
17	17	18	0.7320	0.5739	1.139	18	90	40
18	2	19	0.1640	0.1565	0.255	19	90	40
19	19	20	1.5042	1.3555	2.341	20	90	40
20	20	21	0.4095	0.4784	0.637	21	90	40
21	21	22	0.7089	0.9373	1.103	22	90	40
22	3	23	0.4512	0.3084	0.702	23	90	50
23	23	24	0.8980	0.7091	1.398	24	420	200
24	24	25	0.8959	0.7071	1.395	25	420	200
25	6	26	0.2031	0.1034	0.316	26	60	25
26	26	27	0.2842	0.1447	0.442	27	60	25
27	27	28	1.0589	0.9338	1.648	28	60	20
28	28	29	0.8043	0.7006	1.252	29	120	70
29	29	30	0.5074	0.2585	0.790	30	200	100
30	30	31	0.9745	0.9629	1.517	31	150	70
31	31	32	0.3105	0.3619	0.483	32	210	100
32	32	33	0.3411	0.5302	0.531	33	60	40
33	21	8	2.0000	2.0000	3.113			
34	9	14	2.0000	2.0000	3.113			
35	22	12	2.0000	2.0000	3.113			
36	18	32	0.5000	0.5000	0.778			
37	25	29	0.5000	0.5000	0.778			

Résumé : L'objectif de ce travail de thèse de doctorat est de développer un modèle dynamique multi-objectif de planification des réseaux électriques de distribution moyenne tension. Ce dernier utilise la GED (Génération d'Énergie Dispersée) comme une alternative pour résoudre le problème de la croissance de charge. Il s'agit d'un modèle de planification à long terme des réseaux de distribution par intégration optimale de la GED. Il consiste à déterminer les meilleurs emplacements et les meilleures tailles des unités de la GED à installer pour minimiser les coûts d'investissement, des pertes de lignes et d'énergie non distribuée. L'algorithme SPEA2 est utilisé pour trouver les meilleures alternatives de planification des unités de la GED (l'ensemble de Pareto des solutions optimales du problème). Le réseau de distribution typique à 33 nœuds est proposé pour la planification et plusieurs études de cas sont analysés et discutés.

Mots clés : Planification, Réseaux de Distribution, Génération d'Énergie Dispersée, Optimisation Multi-Objectifs.

Abstract: The objective of this doctoral thesis is to develop a dynamic multi-objective planning model of the medium voltage electrical distribution networks. The latter uses the DG (Dispersed Generation) as an alternative to solve the load growth problem. It is a long-term planning model of distribution networks by optimal DG integration. It consists to determine the best locations and the best sizes of DG units to be installed for minimize the costs of investment, line losses and energy not supplied. The SPEA2 algorithm is used to find the best alternatives for the DG units planning (the Pareto optimal solutions of the problem). The typical 33 nodes distribution network is proposed for planning and several case studies are analyzed and discussed.

Key words: Planning, Distribution Networks, Dispersed Generation, Multi-Objective Optimization.

خلاصة : إن الهدف من أطروحة الدكتوراه هذه هو إعداد نموذج ديناميكي للتخطيط متعدد الأهداف لشبكات التوزيع الكهربائي المتوسط الجهد. هذا الأخير يستخدم توليد الطاقة الموزع (ت و) كبديل لحل مشكلة تزايد الحمولة. إنه عبارة عن نموذج للتخطيط على المدى الطويل لشبكات التوزيع عن طريق الإدماج الأمثل لتوليد الطاقة الموزع. إنه يستعمل لتحديد أفضل المواقع وأفضل أحجام وحدات توليد الطاقة الموزع التي يجب إدماجها للحد من تكاليف الاستثمار و خسائر الطاقة عبر خطوط التوزيع والطاقة الغير موزعة. لقد تم استخدام خوارزمية SPEA2 لإيجاد أفضل الحلول لمشكل تخطيط وحدات توليد الطاقة الموزع (جميع الحلول باريتو المثلى). و لقد تم اقتراح شبكة توزيع نموذجية ذات 33 عقدة للدراسة و للتخطيط وتحليل العديد من حالات الدراسة ومناقشتها.

كلمات البحث : التخطيط، شبكات التوزيع الكهربائي، توليد الطاقة الموزع، الأستمثال متعدد الأهداف.