



HAL
open science

Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution

Florin Bogdan Enacheanu

► **To cite this version:**

Florin Bogdan Enacheanu. Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2007. Français. NNT : . tel-00245652

HAL Id: tel-00245652

<https://theses.hal.science/tel-00245652>

Submitted on 7 Feb 2008

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

N° attribué par la bibliothèque

□□□□□□□□□□

T H E S E

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'INP Grenoble

Spécialité : « *Génie Electrique* »

préparée au laboratoire de Génie Electrique de Grenoble

dans le cadre de l'**Ecole Doctorale « EEATS »**

présentée et soutenue publiquement

par

Florin Bogdan ENACHEANU

le 26 octobre 2007

Outils d'aide à la conduite pour les opérateurs des réseaux de distribution

DIRECTEUR DE THESE : Nouredine HADJSAID
CO-ENCADRANTS : Bertrand RAISON, Raphaël CAIRE

JURY

M. Jean Paul HAUTIER,
M. Ronnie BELMANS,
M. Roberto NAPOLI,
M. Nouredine HADJSAID,
M. Bertrand RAISON,
M. Raphaël CAIRE,
M. Wojciech BIENIA,
M. Olivier DEVAUX,

Président
Rapporteur
Rapporteur
Directeur de thèse
Co-encadrant
Co-encadrant
Examineur
Examineur

Cette thèse a été réalisée dans le laboratoire G2ELab (*Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble*), dans le cadre du GIE IDEA.

Dans les quelques lignes qui suivent je vais essayer d'exprimer par des mots simples mes sincères remerciements à :

Monsieur Jean – Paul Hautier, Professeur des Universités, directeur général d'Arts et Métiers ParisTech (ENSAM), pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de cette thèse.

Monsieur Ronnie Belmans, Professeur ordinaire à la Katholieke Universiteit Leuven, Président du conseil d'administration d'ELIA, pour avoir accepté de rapporter sur cette thèse.

Monsieur Roberto Napoli, Professeur ordinaire au Politecnico di Torino, pour avoir accepté de rapporter sur cette thèse et pour avoir participé à la soutenance et au jury.

Je remercie également Monsieur Olivier Devaux, ingénieur de recherche EDF, d'avoir participé au jury de cette thèse ainsi que pour les nombreux conseils, les nombreux échanges scientifiques et techniques que nous avons eus durant les trois années de thèse et pour ses remarques expertes et très pertinentes lors de la soutenance.

Je tiens à exprimer mes remerciements pour Monsieur Wojciek Bienia, Maître de Conférence à l'ENSIMAG - INPG pour avoir accepté de participer au jury de cette thèse et pour tous les longs et passionnants après-midis de discussions autour de différents concepts et théories mathématiques qui donnent parfois des maux de tête mais qui sont très enrichissantes. Ses conseils et ses idées ont mis du sel et du pigment dans cette thèse.

Je remercie l'ancienne (MM. Yves Brunet et Jean Paul Ferrieux) et la nouvelle (MM. James Roudet, Yves Marechal et Olivier Lesaint) directions du G2ELab pour m'avoir accueilli dans ce magnifique laboratoire et de me permettre d'y achever mes études de Master de Recherche et de Doctorat.

Je remercie également Messieurs Seddik Bacha et Daniel Roye, responsables de l'équipe Systèmes et Réseaux Electriques, pour m'avoir accueilli au sein de cette équipe mais aussi pour leur gentillesse et leur bonne humeur.

Je remercie Monsieur Nouredine Hadjsaid, Professeur des Universités à l'ENSIEG - INPG, pour m'avoir accepté au sein de GIE IDEA et m'avoir fait l'honneur de travailler sous sa direction. Sa confiance et l'autonomie qu'il m'a laissée durant les trois années m'ont permis d'être plus confiant en moi-même et d'aller explorer des nouveaux horizons scientifiques.

Toi, lecteur, qui décide de te lancer dans la lecture de ce mémoire, sache que cette aventure aurait été beaucoup plus rude et le contenu aurait été d'une richesse scientifique moindre si les deux personnes que je vais citer ci-après n'avaient pas été là.

Je tiens donc à remercier Monsieur Bertrand Raison, Maître de conférences à l'ENSIEG – INPG, co-encadrant de cette thèse, pour m'avoir montré que dans la vie tout peut être simple et amusant si on garde toujours notre dose d'humour et si on cherche à se détendre en faisant du sport. Ce fut un plaisir d'aller dans son bureau pendant ces trois années avec une mine parfois pessimiste et sortir chaque fois plus confiant et avec les idées plus claires. Il eut une forte contribution à l'amélioration de mon niveau de connaissance de la langue française par les nombreuses expressions rigolotes et par les corrections très claires et précises qu'il a apportées à ce mémoire.

Je tiens également à remercier Monsieur Raphael Caire, Maître de conférences à l'ENSIEG – INPG, co-encadrant de cette thèse, tout d'abord pour sa qualité humaine, pour tout ce qu'il a apporté à ma formation humaine et scientifique, pour la confiance qu'il m'a insufflée, pour toutes ces idées qui ont permis de mieux cadrer et façonner le travail réalisé pendant cette thèse. Ses remarques critiques et constructives m'ont permis parfois de me remettre en cause et de chercher à faire mieux.

Je remercie Monsieur Christophe Andrieu, ingénieur chez Schneider Electric, qui m'a encadré pendant mon stage de DEA et avec qui j'ai démarré les travaux de thèse pour m'avoir partagé son expérience sur les réseaux de distribution et pour m'avoir transmis une partie de sa rigueur scientifique et de son esprit critique.

Je remercie Monsieur Miguel Fontela, doctorant au G2ELab, qui m'a encadré pendant le projet de fin d'étude pour son amitié et pour ses conseils et encouragements face aux différents défis scientifiques.

Je remercie chaleureusement Monsieur Mircea Eremia, Professeur à l'Université « Politechnica » de Bucarest, pour m'avoir transmis sa passion pour les réseaux électriques et pour m'avoir donné l'envie et l'occasion de continuer mes études dans ce domaine aussi passionnant. Sans lui, je sais que mon parcours aurait été tout autre.

Un grand merci à tous les permanents du laboratoire pour leur contribution à l'ambiance chaleureuse qui règne entre les murs du laboratoire. Une pensée forte au personnel administratif et informatique du laboratoire qui a contribué d'une manière ou d'une autre à l'aboutissement de ce travail. Je pense particulièrement à Danielle et Monique secrétaires au G2ELab, Julie et Florence, secrétaires au GIE, qui m'ont toujours reçu avec gentillesse dans leurs bureaux.

Je tiens à préciser que les trois années de thèse sont beaucoup plus agréables quand tu es entouré d'une belle bande d'amis. Je ne vais citer ici que ceux que j'ai eu la chance de côtoyer un peu plus, sur les pistes de ski, sur le terrain de foot, les bars de Grenoble, les repas à midi, etc : Adi M., Alexandre M., Anca, Benoit, Carolinita, Costy, Daniel, Damien, Delcho, Didier, Diem, Erwan, Guillaume F., Jérémie, Maria (ma petite stagiaire), Maxime, Monica, Nicolas, Natalia, Olivier, Petre, Stefan, Sylvie, Szymon et Teu.

Je remercie également à tous mes amis de Grenoble pour les inoubliables moments passés ensemble : Maria Jose, Point, Sonya, Tacko, Fatou, Estelle, Frantz, Damien, Gautier, Irina, Michel et Roger.

Je remercie mes parents pour leur soutien permanent et pour leur amour.

Je finie en remerciant mon frère Octavian, qui a toujours été à côté de moi et qui a su me motiver et m'encourager dans les moments difficiles.

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE	11
CHAPITRE I.....	15
I.1. INTRODUCTION	17
I.2. LE SYSTEME ELECTRIQUE D'HIER, D'AUJOURD'HUI ET DE DEMAIN	17
I.3. LE CADRE UNIVERSITAIRE ET LES COLLABORATIONS INDUSTRIELLES	20
I.4. DES ARCHITECTURES ELECTRIQUES ET DES MODES D'EXPLOITATION ADAPTES POUR UNE INSERTION MASSIVE DES GED	22
I.4.1. <i>La conduite actuelle des réseaux de distribution.....</i>	23
I.4.2. <i>Vers de nouvelles stratégies d'exploitation.....</i>	24
I.4.3. <i>Vers de nouvelles stratégies de conduite de réseau.....</i>	25
I.5. LA PROBLEMATIQUE DES PERTES JOULE	27
I.5.1. <i>Etat des lieux.....</i>	27
I.5.2. <i>Les stratégies possibles de réduction des pertes Joule</i>	28
I.5.3. <i>La méthode retenue.....</i>	29
I.6. VERROUS SCIENTIFIQUES A LEVER POUR RESOUDRE NOS OBJECTIFS	30
I.7. CONCLUSIONS.....	31
CHAPITRE II	33
II.1. INTRODUCTION	36
II.2. RESEAUX DE DISTRIBUTION : STRUCTURE ET MODELISATION	36
II.2.1. <i>Les postes de transformation HTB/HTA.....</i>	36
II.2.2. <i>Les charges.....</i>	38
II.2.3. <i>Les producteurs indépendants.....</i>	43
II.2.4. <i>Les organes de coupure.....</i>	45
II.2.5. <i>Les lignes électriques.....</i>	47
II.2.6. <i>La structure et la topologie du réseau de distribution.....</i>	49
II.3. TECHNIQUES DE REPRESENTATION DES RESEAUX ET PARCOURS DE GRAPHES	55
II.3.1. <i>Méthode de codage et de parcours de graphes</i>	55
II.3.2. <i>Techniques de codage des arbres couvrants</i>	58
II.4. CALCUL DE REPARTITION DES CHARGES (LOAD FLOW).....	63
II.4.1. <i>Méthodes adaptées pour les réseaux radiaux.....</i>	63
II.4.2. <i>Méthodes adaptées pour les réseaux maillés.....</i>	64
II.5. CALCULS DE SURETE DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION	66
II.5.1. <i>Définitions, données nécessaires et méthodes pour les calculs de sûreté.....</i>	66
II.5.2. <i>Approche simplifiée pour les calculs de sûreté.....</i>	69
II.6. RESEAUX D'ETUDE	71
II.7. CONCLUSIONS	73
CHAPITRE III.....	75
III.1. INTRODUCTION	78
III.2. FORMULATION MATHEMATIQUE DU PROBLEME D'OPTIMISATION	78
III.2.1. <i>Généralités</i>	78
III.2.2. <i>Formulation des critères à optimiser</i>	79
III.2.3. <i>Formulation des contraintes</i>	82
III.2.4. <i>Optimisation combinatoire.....</i>	85
III.3. APPROCHES DE RESOLUTION TESTEES	90
III.3.1. <i>Positionnement des méthodes utilisées par rapport à l'existant</i>	90
III.3.2. <i>Approche exhaustive pour la recherche de la topologie optimale</i>	91
III.3.3. <i>Méthode de type « glouton » pour la recherche de la configuration optimale.....</i>	93
III.3.4. <i>Méthode heuristique de type permutation de branches.....</i>	99
III.3.5. <i>Approche de résolution avec un algorithme génétique</i>	109
III.4. CONCLUSIONS	126

CHAPITRE IV	127
IV.1. INTRODUCTION	129
IV.2. ANALYSE DES PERFORMANCES POUR LES DIFFERENTES APPROCHES D'OPTIMISATION	130
IV.2.1. Recherche exhaustive de la configuration optimale (sans GED)	130
IV.2.2. Recherche exhaustive de la configuration optimale (avec GED)	132
IV.2.3. Recherche de la configuration optimale par les différentes approches d'optimisation (sans GED)	136
IV.3. ANALYSE DES PERFORMANCES DES DIFFERENTES VARIANTES DE L'ALGORITHME DE TRANSFERT DE CHARGES	137
IV.3.1. Analyse des performances des méthodes de transfert de charge face aux changements des configurations de départ	137
IV.3.2. Optimisation par différentes variantes de l'algorithme de transfert de charge	139
IV.4. ANALYSE DES PERFORMANCES DE L'ALGORITHME GENETIQUE POUR L'OPTIMISATION DES PERTES JOULE	156
IV.4.1. Introduction	156
IV.4.2. Optimisation des pertes pour le réseau IEEE 1	156
IV.4.3. Optimisation du réseau IEEE2	161
IV.4.4. Optimisation du réseau EDF	165
IV.4.5. Conclusions sur l'optimisation avec l'algorithme génétique	166
IV.5. CONCLUSIONS GENERALES SUR L'OPTIMISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION RADIAUX	166
CHAPITRE V	169
V.1. INTRODUCTION	171
V.2. RECHERCHE DE CONFIGURATIONS OPTIMALES : CRITERE DE FIABILITE	171
V.2.1. Introduction	171
V.2.2. Illustration pour un réseau réel	172
V.2.3. Conclusions sur l'optimisation des réseaux avec un critère de fiabilité	174
V.3. CHEMINEMENT ENTRE DEUX CONFIGURATIONS	175
V.3.1. Introduction	175
V.3.2. Procédure pour la transition entre deux configurations	176
V.3.3. Cheminement entre les manoeuvres : exemple sur le réseau EDF	179
V.3.4. Conclusion sur le cheminement entre deux configurations	186
V.4. RECONFIGURATION TEMPORELLE POUR LA REDUCTION DES PERTES JOULE	186
V.4.1. Introduction	186
V.4.2. Simulation de la reconfiguration horaire sur une journée	189
V.4.3. Simulation de la reconfiguration horaire sur une semaine	194
V.4.4. Conclusion sur la reconfiguration temporelle	196
V.5. RECONFIGURATION DES RESEAUX PARTIELLEMENT MAILLES	198
V.5.1. Introduction	198
V.5.2. Choix du degré de maillage pour un réseau de distribution partiellement maillé	200
V.5.3. Calcul d'une topologie d'exploitation avec un degré de maillage minimal par l'algorithme OSB	201
V.5.4. Optimisation des topologies partiellement maillées par le transfert de charges	204
V.6. CONCLUSIONS	209
CHAPITRE VI	211
VI.1. INTRODUCTION	213
VI.2. LA GESTION ACTUELLE DES DEFAUTS SUR LE RESEAU HTA FRANÇAIS	213
VI.3. LE PRINCIPE D'UN ALGORITHME DE REPRISE DE SERVICE	215
VI.4. L'UTILISATION DES NTIC POUR LA GESTION DES DEFAUTS DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION HTA	216
VI.4.1. Définitions	216
VI.4.2. Gestion des défauts dans une cellule de niveau 1 par un système d'information et de communication	219
VI.4.3. Mise en place d'une plateforme expérimentale pour la gestion des défauts avec des ICT	222
VI.4.4. Scénario de simulation	227
VI.5. CONCLUSIONS	230
CONCLUSIONS	231
PERSPECTIVES	235
BIBLIOGRAPHIE	237

ANNEXE 1 : ALGORITHME POUR LA DETERMINATION DE L'ENSEMBLE DE CONFIGURATIONS RADIALES DANS UN RESEAU DE DISTRIBUTION (ECRIT EN LANGAGE PROLOG)..... 249

ANNEXE 2 : JUSTIFICATION DE LA METHODE D'OUVERTURE SEQUENTIELLE DE BRANCHE, DE MERLIN ET BACK [MER - 75], [GOT - 97]..... 255

ANNEXE 3 : L'ALGORITHME (EN META LANGAGE) POUR LES TROIS STRATEGIES DE L'ALGORITHME DE TRANSFERT DE CHARGES..... 257

Glossaire

HTA : Tension haute, niveau A.

HTB : Tension haute, niveau B.

GED – Génération d'énergie dispersée.

NTIC : Nouvelles technologies de l'information et de la communication.

ICT : Information and communication technology

Load Flow : Calcul de répartition des charges.

Calcul de répartition des charges : calcul permettant de trouver l'état électrique (P, Q, V) ainsi que les pertes Joule d'un réseau d'énergie.

GRD : Gestionnaire du Réseau de Distribution.

OMT : Organe de manœuvre télécommandé.

END : Energie non distribuée.

AG : Algorithme Génétique.

Prolog : Environnement de programmation logique.

FSB : méthode heuristique de type « fermeture séquentielle de branches » pour l'optimisation des réseaux électriques de distribution.

OSB : méthode heuristique de type « ouverture séquentielle de branches » pour l'optimisation des réseaux électriques de distribution.

TC : méthode heuristique de type « transfert de charges » pour l'optimisation des réseaux électriques de distribution.

TC_VC : méthode heuristique de type « transfert de charges » fondée sur l'exploration complète du voisinage d'une configuration radiale de réseau.

TC_VR : méthode heuristique de type « transfert de charges » fondée sur l'exploration réduite du voisinage d'une configuration radiale de réseau.

TC_VD : méthode heuristique de type « transfert de charges » fondée sur l'exploration dynamique du voisinage d'une configuration radiale de réseau.

Introduction générale

Suite à des décisions politiques liées principalement à la création d'un environnement concurrentiel et aux stratégies de développement durable, les systèmes électriques ne cessent de subir des changements importants depuis quelques années.

La libéralisation du marché de l'énergie a atteint son apogée en France au cours de cette année avec la possibilité pour tout type de consommateur de choisir son fournisseur. Cela implique entre autres une concurrence entre les distributeurs d'énergie, phénomène qui n'existait pas il y a quelques dizaines d'années.

Les subventions financières de l'état et la structure dérégulée des systèmes électriques favorisent une insertion massive de producteurs d'énergies au sein du réseau de distribution. Ces producteurs sont caractérisés par des puissances installées relativement réduites (entre 0.1 et 10 MVA) et, dans la plupart des cas, par un fort caractère intermittent.

Ces deux aspects impactent fortement sur la structure et l'exploitation des réseaux électriques de distribution.

Ce travail concerne l'exploitation économique des réseaux électriques de distribution tout en respectant les contraintes de sécurité liées à l'alimentation des consommateurs.

La concurrence entre les distributeurs d'énergie induit une préoccupation de plus en plus importante sur les aspects économiques et sur la qualité de l'énergie fournie. Une amélioration de ces deux aspects peut être réalisée par le choix d'une topologie adaptée lors de l'exploitation des réseaux de distribution.

Une partie importante de cette étude a été consacré au développement des algorithmes d'optimisation qui permettront aux opérateurs des réseaux de distribution d'identifier des topologies optimales de réseau. Ces algorithmes devront prendre en compte la présence des producteurs indépendants ainsi que les différentes contraintes sur la topologie des réseaux. Les principaux critères d'optimisation considérés sont la réduction des pertes Joule et la fiabilité des réseaux.

Plusieurs questions se posent. Tout d'abord quel est l'algorithme à choisir ? Ensuite, peut-on l'utiliser à d'autres fins (exploitation en maillé, amélioration de la fiabilité, ...) ? Et quels sont alors les besoins en moyens de communication pour mener à bien le nouveau fonctionnement de cet ensemble ?

Par rapport à ces différents objectifs, nous avons structuré ce manuscrit en six chapitres.

Le premier chapitre présente le contexte général de cette étude tant par rapport à la structure actuelle des systèmes électriques et leur évolution que par rapport aux projets de recherche en cours sur la distribution électrique dans un contexte dérégulé

Le deuxième chapitre est dédié à la modélisation des différents éléments du réseau de distribution ainsi qu'aux algorithmes utilisés pour le calcul de réseau, le calcul de fiabilité. Nous présentons également à la fin de ce chapitre les caractéristiques des réseaux étudiés

Le troisième chapitre a trait aux différentes approches d'optimisation que nous avons implémentées. Diverses méthodes ont été étudiées (approche exhaustive, méthodes d'optimisation heuristiques et méta heuristiques). Nous avons exploré ces méthodes dans la perspective d'identifier celle qui permet d'avoir le meilleur compromis entre la qualité des solutions proposées, l'effort de calcul et la possibilité de l'utiliser pour plusieurs critères d'optimisation.

Le quatrième chapitre est dédié à l'application des algorithmes précédemment décrits pour l'optimisation des réseaux de distribution en régime normal, c'est-à-dire pour des topologies radiales. Nous mettons en évidence les avantages et les inconvénients de ces différentes méthodes d'optimisation.

Le cinquième chapitre s'intéresse à l'application des outils d'optimisation pour d'autres objectifs que les pertes Joule. Nous étudions ainsi la fiabilité, le cheminement entre deux topologies radiales et à l'identification d'une fréquence appropriée de changement de topologie pour des raisons économiques. Nous terminons ce chapitre par l'optimisation des réseaux partiellement maillés.

Le sixième chapitre est consacré à l'analyse de l'impact que les nouvelles technologies d'information et de communication pourront avoir sur la gestion des défauts au sein du réseau de distribution.

A la fin du manuscrit, nous présenterons les conclusions et les perspectives de cette étude.

Chapitre I

Contexte de l'étude

CHAPITRE I	15
I.1. INTRODUCTION	17
I.2. LE SYSTEME ELECTRIQUE D'HIER, D'AUJOURD'HUI ET DE DEMAIN	17
I.3. LE CADRE UNIVERSITAIRE ET LES COLLABORATIONS INDUSTRIELLES	20
I.4. DES ARCHITECTURES ELECTRIQUES ET DES MODES D'EXPLOITATION ADAPTES POUR UNE INSERTION MASSIVE DES GED	22
<i>I.4.1. La conduite actuelle des réseaux de distribution</i>	23
<i>I.4.2. Vers de nouvelles stratégies d'exploitation</i>	24
<i>I.4.3. Vers de nouvelles stratégies de conduite de réseau</i>	25
I.5. LA PROBLEMATIQUE DES PERTES JOULE	27
<i>I.5.1. Etat des lieux</i>	27
<i>I.5.2. Les stratégies possibles de réduction des pertes Joule</i>	28
<i>I.5.3. La méthode retenue</i>	29
I.6. VERROUS SCIENTIFIQUES A LEVER POUR RESOUDRE NOS OBJECTIFS	30
I.7. CONCLUSIONS	31

I.1. Introduction

Au cours de ce premier chapitre, nous allons présenter le contexte et les objectifs des travaux de cette thèse. Dans une première partie, nous décrivons la structure générale du système électrique actuel ainsi que les dernières évolutions dans son organisation. Ensuite, nous décrivons le cadre universitaire et industriel dans lequel ces travaux ont été réalisés. Nous allons préciser la pertinence de notre étude par rapport au paradigme électrique d'aujourd'hui. Nous allons également situer notre étude par rapport aux travaux qui ont déjà été réalisés sur notre sujet de recherche de par le monde. Par rapport au contexte actuel et futur des systèmes électriques, nous allons présenter les objectifs qui ont été fixés pour cette étude ainsi que l'ensemble des hypothèses que nous avons établies.

I.2. Le système électrique d'hier, d'aujourd'hui et de demain

Le système électrique représentant l'ensemble de la chaîne production-transport-distribution et commercialisation de l'énergie électrique est l'un des systèmes critiques parmi les plus complexes et les plus étendus d'un pays. Sa complexité est due principalement aux facteurs suivants :

- le nombre important de composants (i.e. sources, consommateurs, infrastructure matérielle, entre autres) ;
- la multitude des phénomènes physiques qui y interviennent (i.e. propagation, effet Joule, entre autres) ;
- la diversité et l'emplacement des sources d'énergie par rapport aux zones de consommation ;
- l'obligation d'assurer, à chaque instant, un équilibre entre les puissances produites et consommées (aux pertes près), liée aux possibilités limitées de stockage de l'électricité ;
- les fortes interactions et les objectifs souvent antithétiques entre le fonctionnement du système électrique, son organisation, les phénomènes sociétaux, politiques et les contraintes environnementales.

Par rapport à ce dernier point, on a pu assister, ces dernières années, à la libéralisation du marché de l'électricité dans de nombreux pays du monde. Cette ouverture a eu un impact important sur l'organisation et donc sur le fonctionnement des systèmes électriques.

Par exemple, avant l'avènement de ce phénomène, une même entité administrative gérait, à l'échelle d'un pays, d'une région ou d'une juridiction, l'ensemble de la production ainsi que son acheminement vers les consommateurs à travers l'infrastructure globale. Nous illustrons cette organisation, appelée *verticalement intégrée*, sur la Figure I-1. Sur cette même figure, on peut retrouver les différents segments (la production, les réseaux électriques et la consommation) qui coexistent au sein d'un même système. La structure intégrée est caractérisée par une hiérarchie bien établie (transferts d'énergie depuis la production, le réseau de transport, de répartition et ensuite de distribution pour être finalement acheminée vers les consommateurs).

Les raisons pour lesquelles cette architecture centralisée avait été retenue sont multiples [CAI - 04]. On peut en citer particulièrement :

- les coûts très élevés de la construction et de l'entretien des infrastructures de production, de transport et de distribution ; ces coûts impliquaient indirectement la notion de monopole ;
- l'obligation « légale » de l'entreprise d'un service public de qualité comme par exemple : l'obligation de fourniture, l'évolution du réseau en fonction du besoin des consommateurs, l'égalité de traitement ainsi que la continuité de service. Cette structuration centralisée permettait la surveillance et le contrôle du système électrique à tout instant. La production était ajustée à la consommation aux pertes près avec un souci global d'efficacité.

Suite aux décisions politiques au niveau européen, concernant la constitution des marchés d'énergie (directive 96/92/CE du Parlement Européen), cette structure centralisée a été remise en cause dans de nombreux pays. L'objectif principal consistait à supprimer le « monopole » sur l'industrie d'électricité au niveau de chaque pays. On encourage ainsi l'apparition de plusieurs acteurs au niveau de quelques segments de cette chaîne électrique (i.e. la production et la commercialisation entre autres) et donc l'apparition de la concurrence entre ces différents acteurs, élément d'ailleurs indispensable pour le fonctionnement d'un marché libéralisé et une réduction des prix pour le client final.

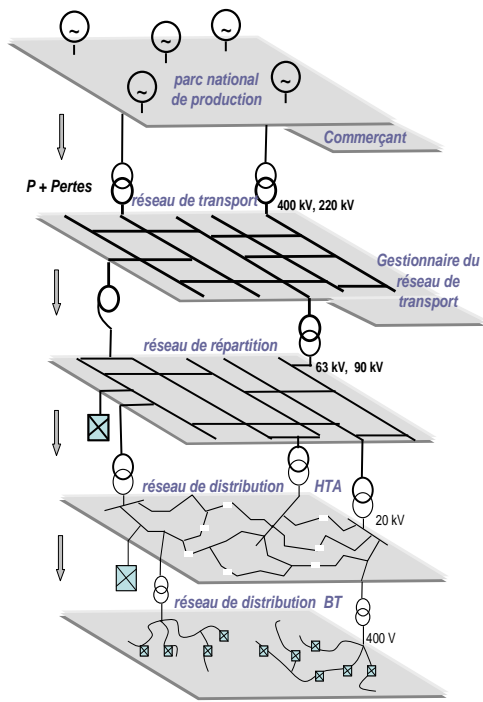


Figure I-1 : La structure d'un système électrique verticalement intégré, à l'échelle d'un pays ou d'une région

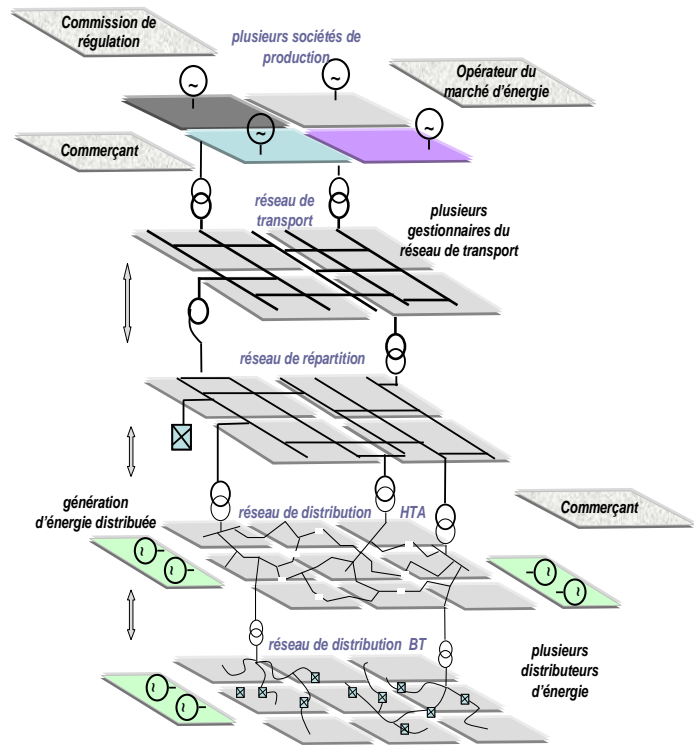


Figure I-2 : La structure actuelle du système électrique suite à la libéralisation du marché de l'énergie électrique

D'autres acteurs sont également apparus dans la vie du système électrique : commissions de régulation, opérateurs de marché d'électricité, concessionnaires pour la gestion et la maintenance des réseaux, grossistes en énergie, propriétaires de réseaux entre autres. Nous illustrons sur la Figure I-2 une vision schématique de la structure actuelle des systèmes électriques européens.

Cette nouvelle structuration des systèmes électriques favorise l'intégration d'une nouvelle catégorie de producteurs d'énergie : la génération d'énergie dispersée (GED). Il faut cependant rappeler que le développement de ce type de production n'est pas imputable directement au phénomène de la libéralisation du marché de l'énergie électrique. Ce dernier constitue plus un contexte politique et économique favorable.

Compte tenu de leurs faibles puissances produites par rapport aux sites de productions classiques, certains de ces nouveaux producteurs sont raccordés au niveau de la Haute Tension de niveau A (en France principalement 20 kV) et de la basse tension (BT, en France principalement 400/230 V). De nombreux avantages peuvent être identifiés quant à

l'intégration de ces producteurs dans le paysage électrique actuel. Nous pouvons lister les suivants [CAI – 04] :

- le moyen de production peut être installé à proximité des consommateurs ; ceci conduit à une réduction des coûts de transport et de distribution et, parfois, à une réduction des pertes Joule sur les différents réseaux d'acheminement ;
- la facilité de trouver des sites d'implantation pour ces producteurs (taille plus modeste) ;
- le temps d'installation réduit ;
- la majorité de ces nouvelles technologies de production sont silencieuses et moins polluantes ;
- l'amélioration du rendement énergétique (i.e. la cogénération).

Cependant, l'arrivée de ces nouveaux producteurs sur le réseau de distribution ne reste pas sans impact sur son fonctionnement. En effet, des inversions des flux de puissances sont possibles surtout pour des taux importants d'insertion (voir les flèches bidirectionnelles sur la Figure I-2). Sur un réseau de distribution, conçu initialement pour un fonctionnement caractérisé par des transits d'énergie unidirectionnels, la présence de ces producteurs nécessite une analyse détaillée de leurs impacts.

I.3. Le cadre universitaire et les collaborations industrielles

Cette thèse a été réalisée au laboratoire G2Elab (*Laboratoire de Génie Electrique de Grenoble*) au sein de l'équipe SYREL (*Systèmes et Réseaux Electriques*). Le laboratoire G2ELab est issu de la fusion récente de trois laboratoires :

- LEG (*Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble*) ;
- LEMD (*Laboratoire d'Electrostatique et de Matériaux Diélectriques*) ;
- LMN (*Laboratoire du Magnétisme du Navire*) ;

Cette thèse a été financée dans le cadre d'un *partenariat industriel représenté par le groupement IDEA (Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir)*. IDEA est un GIE (*Groupement d'Intérêt Economique*) entre trois partenaires :

- Electricité de France SA ;
- Schneider Electric Industries SAS ;
- L'institut National Polytechnique de Grenoble.

Ces trois partenaires se sont associés en 2000 afin de réaliser des opérations communes de recherche et de développement de solutions innovantes adaptées à la nouvelle distribution électrique.

Cette thématique de recherche s'est révélée très motivante pour de nombreux chercheurs pendant ces dernières années. Cette même thématique intéresse également les trois partenaires d'IDEA. Parmi les travaux de recherche entrepris, nous pouvons citer :

- l'électrification rurale dans les pays en voie de développement, avec la prise en compte dans le choix de la stratégie d'électrification, de la production d'énergie à partir de sources d'énergie renouvelable [THI - 04];
- l'analyse des impacts et la gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution [CAI - 04] ;
- la participation des producteurs indépendants au réglage de la tension fondé sur une stratégie de contrôle centralisé [RIC - 06] et sur une stratégie de contrôle local [RAM - 06] ;
- la sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de la production décentralisée [MEG - 04] ;
- la détection et la localisation des défauts dans les réseaux de distribution [PEN - 06] [PHA - 05] ; l'impact de la production décentralisée sur les différentes méthodes de localisation a été considérée ;
- l'étude des systèmes de protections adaptés pour des topologies radiales et partiellement maillées en présence de GED [MAR - 07] ;

IDEA est impliqué dans différents projets de recherche nationaux et européens qui traitent de la valorisation des GED dans les réseaux de distribution : FENIX (*Flexible Electricity Network to Integrate the eXpected energy evolution*), CRISP (*Distributed Intelligence in Critical Infrastructures for Sustainable Power Systems*) ainsi que le projet qui fait suite : INTEGRAL (*Integrated ICT-platform based Distributed Control (IIDC) in electricity grids with a large share of Distributed Energy Resources and Renewable Energy Sources*), REFLEX (*Réseaux Flexibles*).

L'idée principale du projet FENIX consiste en une agrégation de plusieurs GED au sein d'une seule entité (une sorte de coopérative énergétique appelée en anglais *Virtual Power Plant*, ou encore, Centrale Virtuelle) afin de pouvoir permettre à ces nouvelles sources d'avoir une masse critique suffisante pour participer au marché de l'énergie et même de fournir des services système pour une meilleure gestion des réseaux électriques.

Le but principal des projets CRISP et INTEGRAL est d'étudier l'apport des nouvelles technologies d'information et de communication (NTIC) sur la protection des réseaux électriques afin de rendre ces derniers auto-cicatrisants.

Le projet REFLEX est dédié au développement de méthodes, matériels et outils d'exploitation des réseaux de demain et à l'analyse de leur comportement d'ensemble en termes de fiabilité, accessibilité et réalisme économique.

C'est dans ce contexte électrique en pleine effervescence que se situent nos travaux. En effet, les études que nous avons réalisées au sein d'IDEA s'intègrent dans les projets REFLEX et CRISP.

Les problématiques de recherche explorées durant cette thèse nous ont aussi conduits vers une collaboration avec le laboratoire G-SCOP, du Département de Mathématiques Discrètes de l'ENSIMAG (*École Nationale Supérieure d'Informatique et de Mathématiques Appliquées de Grenoble*).

Afin de spécifier le cadre de notre étude d'une manière plus précise, nous allons attirer l'attention du lecteur sur deux aspects encore plus d'actualité dans ce nouveau paysage électrique :

- les nouvelles stratégies de conduite des réseaux de distribution pour faire face à une insertion massive de GED ;
- les pertes Joule dans le réseau de distribution et leur tarification ;

Ces deux points méritent être analysés d'une façon plus détaillée à cause des fortes implications sur une exploitation économique et fiable des réseaux, dans un contexte dérégulé.

I.4. Des architectures électriques et des modes d'exploitation adaptés pour une insertion massive des GED

Nous allons maintenant décrire le contexte de notre étude par rapport au sujet de la conduite des réseaux électriques de distribution. Nous allons tout d'abord spécifier la pratique actuelle d'exploitation. Ensuite, nous allons parler d'une nouvelle tendance concernant la conduite de ces réseaux, telle qu'elle est envisagée dans différents projets de recherche internationaux et telle que nous l'envisageons. Nous allons également présenter les objectifs de cette thèse par rapport à ces nouvelles tendances.

1.4.1. La conduite actuelle des réseaux de distribution

La conduite du réseau comprend l'ensemble des actions réalisées afin de maintenir la fourniture à un bon niveau de qualité et rétablir la distribution d'électricité lorsque celle-ci a été interrompue [TEC - 03]. De nos jours, les actions principales de conduite concernent :

- la réalimentation des consommateurs affectés par l'apparition d'un défaut (i.e. court circuit sur un ouvrage du réseau)
- le réglage de la tension. Différentes actions peuvent être conduites afin de délivrer aux clients la tension dans des limites contractuelles

Ces actions de conduite sont réalisées à partir d'un *poste de conduite de distribution* qui communique, à travers un *système de communication*, avec des *organes manœuvrables à distance* (i.e. un interrupteur télécommandé sur le réseau) ou sur le terrain par des actions sur les organes manœuvrables manuellement. On constate aujourd'hui, et dans la plupart des réseaux, une convergence d'information dans un point central (le poste de conduite). Nous illustrons cette stratégie de conduite sur la Figure I-3.

Le *poste de conduite* représente donc un point où convergent les informations nécessaires à la conduite. Il est muni d'un système informatique qui peut comprendre :

- une fonction de conduite temps réel intégrant le traitement des alarmes, des télécommandes et des télésignalisations et la gestion des alarmes;

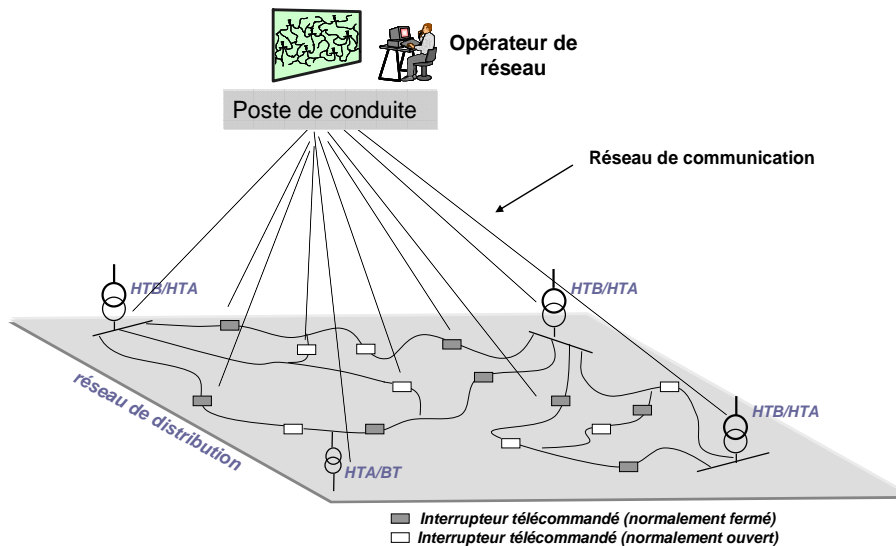


Figure I-3 : Conduite centralisée des réseaux de distribution

- une fonction de représentation des ouvrages, avec une visualisation des alarmes des ouvrages du réseau (postes sources et réseau HTA)

- des fonctions de calcul (courant, court-circuit, chutes de tension,...) ;
- des fonctions évoluées de conduite (DMS : *Distribution Management System*) proposant, à partir des données d'exploitation et des fichiers informatiques descriptifs du réseau et éventuellement de la clientèle, des traitements complémentaires : gestion de la courbe de charge, gestion des appels client sur panne. La mémorisation de séquences automatiques de manœuvres ou la conception de séquences en fonction de l'état du réseau pouvant être engagées automatiquement en cas de défaut sur un ouvrage peuvent aussi être envisagées ;
- un système de communication pour mettre en relation le point central avec les postes asservis.

Par rapport à cette structure centralisée de conduite du réseau, les différents outils, qui permettent la recherche d'une topologie optimale de réseau trouvent leur place au niveau du poste de conduite, et particulièrement dans le cadre des fonctions de conduite évoluées de type DMS.

La nécessité d'évolution de la stratégie actuelle de conduite est de plus en plus envisagée par plusieurs acteurs du système. Ainsi, plusieurs projets de recherche nationaux ou internationaux sont lancés pour traiter cette évolution. Nous faisons par exemple référence au projet développé par l'EPRI (*Electric Power Research Institut*) dans le cadre du consortium CEIDS (*Consortium for Electricity Infrastructure to Support a Digital Society*) devenu Intelligrid [EPRI - 04]. Les changements visent le système d'information centralisé et l'exploitation des réseaux avec des topologies radiales. Nous allons discuter, dans le paragraphe suivant, des nouvelles tendances dans l'exploitation des réseaux de distribution.

1.4.2. Vers de nouvelles stratégies d'exploitation

Les réflexions sur une nouvelle façon d'exploiter les réseaux de distribution ainsi que sur le système d'information adapté à la conduite sont engendrées par des multiples facteurs. Nous discutons ici quatre de ces facteurs : la présence des GED, la qualité de la fourniture et le renforcement des réseaux face à la croissance de la consommation.

La présence des GED au niveau des réseaux impacte souvent en premier la gestion de la tension [CAN - 00], [RAM - 06]. En effet, leur raccordement sur un réseau radial provoque une élévation locale de la tension hors des intervalles imposés par les normes sur la qualité de l'énergie fournie (par exemple, la norme européenne EN 50160). De plus, le réglage en charge au niveau des transformateurs HTB/HTA n'a plus l'impact attendu sur la tension pour l'ensemble des nœuds du réseau si des GED y sont présentes.

Un autre facteur est lié aux *aspects de fiabilité* au niveau du réseau. Dans un environnement concurrentiel, la réduction des durées de coupure dans l'alimentation est toujours une priorité pour les distributeurs.

Lors de la planification des réseaux de distribution, l'évolution de la consommation est prise en compte. Des *renforcements* (changement de câbles, construction de nouvelles lignes, construction de nouveaux postes source) sont ensuite prévus pour faire face à une augmentation donnée de la charge. Cependant, pour certains distributeurs, exploiter les réseaux au plus proche de leurs limites (en particulier thermiques) peut permettre de retarder ces investissements.

Par rapport à ces trois aspects (tension, fiabilité et investissement), une question émerge : est-ce que l'exploitation des réseaux avec des topologies radiales est toujours une solution pertinente ? De ce fait, des bouclages (connexions entre deux départs, par la fermeture des interrupteurs normalement ouverts, Figure I-3) pourraient être envisagés. Par rapport à ce sujet, nous faisons ici référence aux travaux [PIL - 04], [PIL - 03].

L'inconvénient principal de telles structures de réseaux réside dans l'augmentation des courants de court-circuit. Cela implique des changements de matériel sur le réseau (i.e. des disjoncteurs avec des pouvoirs de coupure plus importants). Un compromis doit donc être fait entre le nombre de bouclages à réaliser par rapport aux pouvoirs actuels de coupure des disjoncteurs et des coûts associés à ces changements de structure.

1.4.3. Vers de nouvelles stratégies de conduite de réseau

En ce qui concerne le système d'information, la stratégie caractérisée par une concentration des informations en un seul point (Figure I-3) est remise en cause dans plusieurs projets de recherche. Une synthèse des travaux sur ce sujet ainsi qu'une description de l'évolution des systèmes de conduite des réseaux est réalisée dans [WU - 05]. Les raisons sont les suivantes : l'insuffisance du système de communication à concentrer un volume de plus en plus important en un seul point et l'accès restreint aux informations à une seule entité (i.e. le gestionnaire du réseau de distribution).

L'augmentation du volume d'information à faire transiter est généralement liée à la présence de GED, au nombre de capteurs, aux moyens de réglage ainsi qu'au rôle actif que les charges pourront de plus en plus avoir dans le réseau de distribution.

Le nombre et la diversité des acteurs qui interagissent sur le réseau de distribution imposent un partage de l'ensemble des données transitées. Chacun de ces acteurs transmet et doit recevoir des flux de données.

Le système d'information et de communication envisagé dans le projet CRISP supposait une décentralisation de l'intelligence sous la forme d'un ensemble d'*agents*, présents à différents endroits du réseau. Ces agents sont des entités avec un pouvoir décisionnel au niveau local. Ils devront échanger des informations avec l'ensemble de dispositifs et d'acteurs capables d'en envoyer et de recevoir. Le but est de pouvoir prendre et mettre en œuvre certaines décisions locales de conduite de réseau sans avoir besoin de remonter vers un point central l'ensemble d'informations échangées sur le réseau. Un découpage du réseau en plusieurs *cellules* a été envisagé dans ce projet ; chacune de ces cellules serait pilotée par un *agent*. Nous allons revenir dans les chapitres II et VI sur ce découpage ainsi que sur les avantages envisagés. Nous illustrons sur la figure ci-dessous le système de conduite envisagé pour une exploitation où plusieurs acteurs échangent des informations dans une optique de conduite décentralisée.

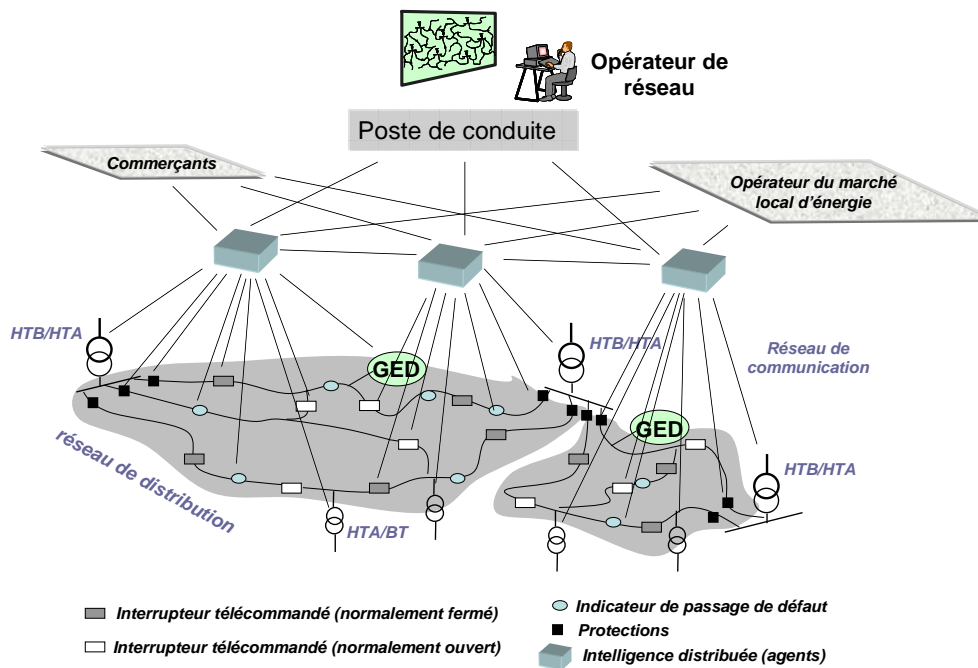


Figure I-4 : Vision sur la structure d'un réseau de distribution décentralisée

Ce système permettra le développement d'un ensemble de fonctions avancées de conduite des réseaux de distribution. L'ensemble de ces fonctions constitue ce que l'on appelle la distribution automatique avancée (en anglais *Advanced Distribution Automation*). Nous listons ici quelques unes de ces fonctions [WU - 05], [EPR - 04] :

- **calcul de l'état du réseau** suite à une modification qui intervient sur le réseau ;
- **détection, localisation, isolation et restauration** après défaut (en anglais FLIR : *Fault Location Isolation and Restoration*) ;

- **reconfiguration optimale du réseau** : cette fonction sera appelée par la fonction *FLIR* dans les situations où elle est incapable de réaliser la restauration (retour à un état normal du réseau) ;
- **re – coordination des relais de protection** ;
- **contrôle de la tension et de la puissance réactive** (en anglais VVC : *Volt Var Control*) ;
- **coordination des mesures d'urgence** ;

Parmi toutes ces fonctions avancées envisagées, nous nous intéressons à la **reconfiguration optimale des réseaux**. L'objectif principal de cette étude consiste donc à développer des outils qui permettront aux opérateurs des réseaux de distribution d'identifier des topologies qui assurent des pertes minimales sur l'ensemble du réseau.

1.5. La problématique des pertes Joule

1.5.1. Etat des lieux

Les pertes par effet Joule, dues au passage d'un courant dans un conducteur électrique, ont toujours préoccupé les exploitants des réseaux électriques.

Ces pertes font partie des coûts d'exploitation de réseaux. A l'échelle d'un pays, l'énergie perdue dans l'ensemble des lignes et transformateurs électriques n'est pas une quantité négligeable par rapport à la quantité d'énergie consommée. Par exemple, en France, en 2006, les pertes d'énergie sur l'ensemble des réseaux s'élèvent à 32 TWh/an (soit 6.68 % de l'énergie consommée à l'intérieur du pays [RTE - 06]). Une quantité supplémentaire d'énergie doit donc être produite afin de compenser le déficit engendré par les pertes. Il est évident que, d'une certaine manière, le coût des pertes se retrouve finalement sur la facture d'électricité des consommateurs finaux.

Cependant, cette gestion semble d'autant moins évidente dans le contexte dérégulé du système électrique (que nous avons illustré sur la Figure I-2). Etant donné l'ensemble des acteurs qui trouvent leur place dans le paysage électrique actuel, la question de la tarification des pertes est d'autant plus intéressante. Qui, parmi ces différents acteurs, devrait payer les pertes Joule ? La solution adoptée aujourd'hui en France est le sujet de la loi n°2004 – 803 du 9 août 2004 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité. Les distributeurs d'électricité assurent la compensation des pertes sur leurs réseaux par l'achat

de l'énergie auprès des fournisseurs. C'est-à-dire que, par rapport à la structure actuelle des systèmes électriques, la tarification de l'énergie électrique injectée sur le réseau d'un distributeur, ainsi que l'énergie qui correspond aux pertes Joule sur ce même réseau, est réalisée au niveau des postes de transformation HTB/HTA (Haute Tension niveau B et Haute Tension niveau A, voir sur la Figure I-5). Ce sont donc les gestionnaires de réseau qui voient apparaître, dans leur bilan financier, les pertes au sein de leur réseau. Les recettes qui permettent de couvrir ces dépenses sont incluses dans les taxes d'utilisation de leur réseau.

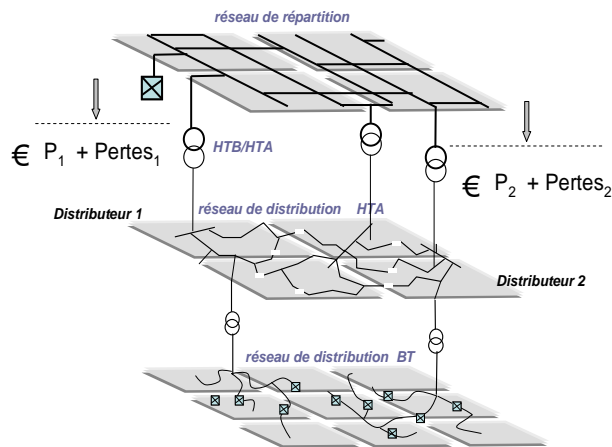


Figure I-5 : Tarification des pertes au niveau de chaque distributeur, dans un système électrique déréglé

Une préoccupation plus importante sur la réduction de ces pertes est donc requise au niveau de chaque distributeur. En plus de cette motivation financière à court terme, la réduction des pertes d'énergie se traduit par une réduction de l'énergie produite et donc par la réduction des émissions des gaz à effet de serre. Or les stratégies de développement des systèmes électriques sur les années à venir devront également prendre en compte les spécifications du protocole de Kyoto [NU - 1997] signé par un ensemble de 34 pays, dont la France.

1.5.2. Les stratégies possibles de réduction des pertes Joule

Au niveau du réseau de distribution, la réduction des pertes Joule peut être réalisée de plusieurs manières. Nous citons, entre autres :

1. par un réglage approprié de la tension ;
2. par des changements de la topologie du réseau ;
3. par une stratégie combinée des deux premières ;
4. par un pilotage des charges (déplacement de consommation) ;

Les trois premières actions listées sont liées à l'exploitation des réseaux de distribution en régime normal. Ce régime est caractérisé par un fonctionnement du réseau avec une topologie radiale tout en respectant les contraintes électriques (les tensions en tout point du réseau se trouvent dans un intervalle spécifié et les courants sur les lignes sont inférieurs aux valeurs admissibles).

Concernant la première stratégie, la référence [RIC - 06] présente un réglage coordonné de tension au niveau du réseau de distribution. Un des objectifs secondaire de ce réglage est de minimiser les pertes Joule au niveau du réseau. Pour ce faire, des réglages coordonnés des consignes de puissance réactive au niveau de chaque GED sont prévues afin de répondre aux objectifs et aux contraintes fixées.

Dans notre étude, nous nous intéressons à la deuxième stratégie.

1.5.3. La méthode retenue

Nous envisageons donc des changements de la topologie du réseau qui vont conduire, sur une période de temps donnée, à une réduction des pertes d'énergie, tout en respectant un ensemble de contraintes (que nous allons présenter dans le chapitre II). Ces changements de topologie en question représentent des manœuvres de fermeture et d'ouverture réalisées par les opérateurs du réseau de distribution sur les interrupteurs télécommandés, installés sur le réseau.

Notre travail consiste donc à **développer** et à **mettre en œuvre** des **méthodes d'optimisation capables d'identifier l'ensemble des interrupteurs à ouvrir au niveau du réseau**, conduisant aux pertes Joule minimales. Les différents outils que nous allons décrire dans le chapitre III devront également indiquer le **passage d'une topologie de réseau à une autre** sans pour autant que les consommateurs soient affectés.

L'ensemble de manœuvres à réaliser afin de réduire les pertes sera appelé dans la suite du manuscrit : ***la reconfiguration optimale***.

Nous tenons à préciser qu'actuellement le changement de la topologie d'un réseau de distribution n'est réalisé que de manière saisonnière (quelque fois) ou pour des raisons de maintenance ou suite à un défaut sur un des éléments de ce réseau.

Cependant, une présence croissante des GED attendues pour les années à venir pourrait changer les habitudes liées à l'exploitation des réseaux.

En effet, l'énergie produite par la plupart de ces sources a un caractère intermittent [CAN - 00]. Par conséquent, les valeurs et le sens des courants qui transitent dans le réseau de distribution peuvent varier d'une façon considérable durant une journée. Ceci justifierait une

adaptation de la topologie du réseau afin d'obtenir des transits de courant qui génèrent le minimum de pertes.

I.6. Verrous scientifiques à lever pour résoudre nos objectifs

Les outils envisagés doivent également permettre aux opérateurs de réseau de simuler des changements périodiques de topologie, en considérant la variation temporelle de la charge et de la production locale le long d'une journée et aussi d'identifier la périodicité optimale pour les changements de topologie.

Généralement, le choix du schéma d'exploitation d'un réseau de distribution, en régime normal, est fait lors de l'étape de planification. Ce calcul prend en compte des évolutions de la puissance consommée sur le réseau ainsi que des contraintes liées à la fiabilité dans l'alimentation des consommateurs. Les outils en question devront donc être capables d'identifier des topologies de réseaux qui sont optimales par rapport à des critères de fiabilité. Ce sujet a été abordé par de nombreux chercheurs ces dernières années. Ce sujet a déjà fait l'objet d'une thèse soutenue en 1997 par Bernhard Gotzig [GOT - 97] au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble.

Les différentes méthodes d'optimisation développées devront donc prendre en compte la présence des GED. Nous avons, de plus, identifié des insuffisances sur une classe de méthodes d'optimisation souvent utilisées par des chercheurs pour la reconfiguration des réseaux de distribution. Nous nous sommes donc fixé comme objectif d'apporter une valeur ajoutée sur la mise en œuvre effective et optimale de ces méthodes. En effet, la plupart des références bibliographiques sur ce sujet ont comme principale préoccupation l'identification des topologies optimales de réseau pour améliorer un ou plusieurs objectifs. Elles ne se préoccupent pas de la manière de transiter entre deux topologies de réseau (par exemple, entre une topologie utilisée à un moment donné en exploitation et une nouvelle topologie identifiée comme étant optimale). Ceci nous a semblé très pénalisant, lors de l'utilisation pratique de telles méthodes, pour l'exploitation des réseaux réels. Un autre objectif de cette étude consiste donc à indiquer, pour toute topologie optimale calculée, la succession de manœuvres à réaliser pour sa mise en œuvre à partir de la configuration actuelle (ou de toute autre configuration).

I.7. Conclusions

Dans le cadre de ce chapitre, nous avons tout d'abord mis en évidence les évolutions qui sont intervenues ces dernières années sur la structure et sur l'organisation des systèmes électriques. Nous avons également mis en évidence les implications de ces évolutions sur la manière dont les réseaux de distribution seront exploités dans les années à venir. Nous avons ensuite montré les tendances concernant le système d'information ainsi que la structure des réseaux de distribution pour l'exploitation de ceux-ci avec un nombre de plus en plus important de producteurs. Par rapport à tous ces changements et tendances, nous avons présenté quelques projets de recherches nationaux et internationaux, dans lesquels nos travaux prennent part et qui ont comme principaux objectifs de répondre à un certain nombre de questions sur la distribution électrique du futur.

Au cours de ce chapitre, nous avons également fixé le contexte de cette thèse ainsi que ses objectifs et les hypothèses considérées. Nous allons décrire, dans le chapitre suivant, la structure des réseaux de distribution et les principaux outils de calcul utilisés dans le cadre de cette thèse.

Chapitre II

La modélisation des réseaux électriques de distribution

CHAPITRE II.....	33
II.1. INTRODUCTION	36
II.2. RESEAUX DE DISTRIBUTION : STRUCTURE ET MODELISATION	36
<i>II.2.1. Les postes de transformation HTB/HTA.....</i>	<i>36</i>
II.2.1.a) Caractéristiques	37
II.2.1.b) Modèle électrique des transformateurs HTB/HTA.....	37
II.2.1.c) Modèle topologique des transformateurs HTB/HTA.....	38
<i>II.2.2. Les charges</i>	<i>38</i>
II.2.2.a) Modèle électrique	38
II.2.2.b) Modélisation topologique des charges HTA/BTA	40
II.2.2.c) Variation temporelle des charges.....	41
<i>II.2.3. Les producteurs indépendants</i>	<i>43</i>
II.2.3.a) Modèle électrique	44
II.2.3.b) Variation temporelle de la production d'énergie sur le réseau de distribution.....	44
II.2.3.c) Modèle topologique.....	45
<i>II.2.4. Les organes de coupure</i>	<i>45</i>
<i>II.2.5. Les lignes électriques.....</i>	<i>47</i>
II.2.5.a) Modèle électrique	48
II.2.5.b) Modèle topologique pour les lignes et pour les organes de coupure	48
<i>II.2.6. La structure et la topologie du réseau de distribution.....</i>	<i>49</i>
II.2.6.a) Introduction	49
II.2.6.b) Définition et différents types de topologies.....	49
II.2.6.c) Cellules dans les réseaux de distribution	52
II.2.6.d) Modélisation de la topologie pour la reconfiguration.....	54
II.3. TECHNIQUES DE REPRESENTATION DES RESEAUX ET PARCOURS DE GRAPHS.....	55
<i>II.3.1. Méthode de codage et de parcours de graphes</i>	<i>55</i>
II.3.1.a) Codage des graphes	55
II.3.1.b) Algorithme de parcours de graphe	56
<i>II.3.2. Techniques de codage des arbres couvrants</i>	<i>58</i>
II.4. CALCUL DE REPARTITION DES CHARGES (<i>LOAD FLOW</i>).....	63
<i>II.4.1. Méthodes adaptées pour les réseaux radiaux.....</i>	<i>63</i>
<i>II.4.2. Méthodes adaptées pour les réseaux maillés.....</i>	<i>64</i>
II.5. CALCULS DE SURETE DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION	66
<i>II.5.1. Définitions, données nécessaires et méthodes pour les calculs de sûreté</i>	<i>66</i>
<i>II.5.2. Approche simplifiée pour les calculs de sûreté.....</i>	<i>69</i>
II.6. RESEAUX D'ETUDE	71

II.7. CONCLUSIONS 73

II.1. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons décrire les différentes structures des réseaux de distribution ainsi que leur modélisation. Nous mettrons l'accent plus particulièrement sur l'utilisation de la théorie des graphes pour la modélisation des réseaux électriques. Nous décrirons ensuite les différents algorithmes pour le parcours d'un graphe et leur application dans le cas des réseaux de distribution. Nous rappelons brièvement les techniques usuelles de calcul de répartition de charges, en détaillant la méthode retenue pour cette étude (calcul par la méthode matricielle Newton - Raphson). Ce calcul nous permettra de déterminer, par exemple, les pertes Joule, utilisées pour la recherche de la meilleure configuration du réseau.

Puis une brève présentation des méthodes d'évaluation de la fiabilité d'une configuration sera donnée. Une approche simplifiée, retenue pour ces travaux de choix de configurations optimales, sera ensuite décrite. Ce chapitre se termine par la présentation des réseaux d'étude qui nous serviront aux chapitres IV et V pour la validation des outils développés au chapitre III.

II.2. Réseaux de distribution : structure et modélisation

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 différents 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) (HTB/HTA). Les éléments d'un réseau de distribution qui doivent être pris en compte dans notre étude sont les suivants : les postes HTB/HTA, les conducteurs électriques, les organes de coupure, les charges et les producteurs décentralisés. Chacun des éléments précédents sera décrit dans la suite du chapitre d'un point de vue structurel, électrique et topologique.

II.2.1. 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. Le réseau de distribution est lui-même divisé en réseaux moyenne tension et basse tension. La limite entre ces deux niveaux de tension se trouve au niveau des postes de distribution publique HTA/BT. Ces postes représentent la limite inférieure de notre domaine d'étude.

II.2.1.a) Caractéristiques

Les postes HTB/HTA sont généralement alimentés par une et plus souvent plusieurs lignes HTB [TEC - 01]. Ils contiennent un ou plusieurs transformateurs. Ils assurent également la répartition de l'énergie entre les départs HTA ainsi que la protection du réseau HTA par des disjoncteurs pilotés par différents types de protection. La structure typique d'un poste 63/20 kV est illustrée sur Figure II-1.

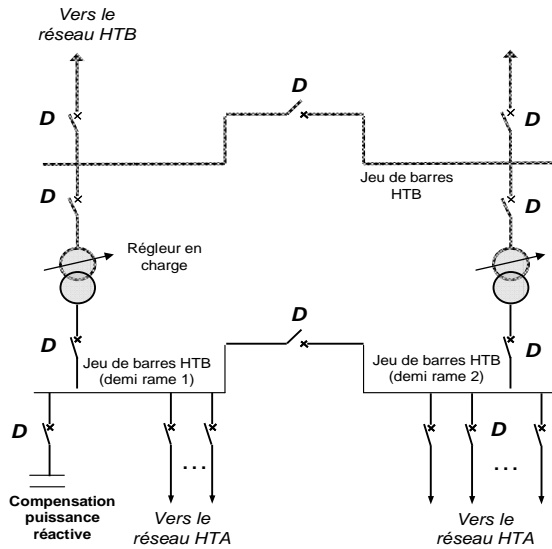


Figure II-1 : Schéma général d'un poste source 63/20 kV à double alimentation

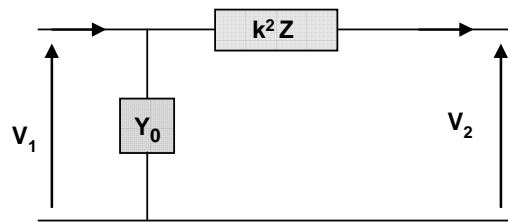


Figure II-2 : Schéma électrique d'un transformateur

II.2.1.b) Modèle électrique des transformateurs HTB/HTA

Dans notre étude, nous avons fait l'hypothèse que les systèmes électriques étudiés sont des **systèmes triphasés équilibrés**. Pour la modélisation des transformateurs triphasés symétriques, de type HTB/HTA, nous avons retenu le schéma en gamma, illustré sur la Figure II-2 [KUN - 94]. Les paramètres du schéma sont calculés à partir des données des constructeurs. Les différentes impédances Z traduisent les pertes Joule et les fuites du transformateur ramenées au secondaire et Y_0 traduit l'impédance à vide ramenée côté HTA. Le paramètre k symbolise le ratio du régulateur en charge (lorsque les tensions sont exprimées en valeurs réduites ou en *per unit*, k est en général très proche de 1). Dans notre étude, la référence de tension pour le calcul de répartition de charge est la tension au secondaire des transformateurs HTB/HTA, c'est-à-dire 20 kV. Pour une modélisation plus exacte des transformateurs avec régulateur en charge, le lecteur pourra se reporter à [KUN - 94], [ERE - 00].

II.2.1.c) *Modèle topologique des transformateurs HTB/HTA*

La modélisation topologique d'un élément du réseau fait référence à son état (connecté/déconnecté) et à la possibilité que son état puisse être modifié dans l'exploitation du réseau.

Pour la modélisation topologique d'un transformateur, il est donc important de savoir s'il fait partie de la topologie du réseau analysé à un instant donné (i.e. si les deux disjoncteurs qui entourent chaque transformateur sur la Figure II-1 sont fermés). Nous considérons que les transformateurs HTB/HTA sont toujours connectés. Ils seront donc représentés d'un point de vue topologique par des branches reliant deux nœuds (le jeu de barres au niveau HTB et le jeu de barres au niveau HTA). Cette branche est donc considérée comme étant *non manœuvrable*.

II.2.2. Les charges

Dans le réseau de distribution et pour les besoins de notre modélisation, les charges représentent deux types de consommateurs :

- consommateurs raccordés directement au niveau du réseau HTA.
- consommateurs raccordés au niveau du réseau BT, à travers des transformateurs HTA/BT.

Dans cette étude, nous avons distingué trois aspects de la modélisation du comportement des charges : modélisation du comportement face à la variation de la tension au nœud de raccordement (modèle électrique), modélisation de l'évolution temporelle et modélisation topologique. Nous allons détailler ces différents modèles dans les paragraphes ci-dessous.

II.2.2.a) *Modèle électrique*

Dans le cas des réseaux de transport, les charges (représentées par les charges raccordées directement à ces réseaux y compris ceux de répartition ainsi que les réseaux de distribution, moyenne et basse tension) sont vues comme des soutirages de puissances complexes constantes. Les puissances actives et réactives consommées ne varient généralement pas avec la tension (surtout pour les études du régime permanent). Ceci est dû aux régulateurs en charge qui équipent les transformateurs HTB/HTA et qui permettent de maintenir une tension constante au niveau de leur niveau de tension secondaire (i.e. 20 kV dans notre cas).

Néanmoins, les transformateurs HTA/BT sont équipés avec des régulateurs hors charge. Dans ce cas, le rapport de transformation est fixe ou, en fonction des besoins, peut être réglé manuellement lors de la maintenance du transformateur par exemple.

Au niveau des réseaux de distribution, les charges peuvent être modélisées plus finement en

prenant en compte la variation de la puissance consommée en fonction de la tension de raccordement. On écrit la puissance soutirée dans un nœud i du réseau de distribution sous la forme :

$$\underline{S}_i = P_i(V_i) + j \cdot Q_i(V_i) \quad \text{II-1}$$

\underline{S}_i : puissance apparente complexe soutirée au nœud i

P_i : puissance active soutirée au nœud i

Q_i : puissance réactive soutirée au nœud i

V_i : module de la tension au nœud i .

Dans la référence [CHE - 92], l'auteur effectue un développement polynomial (dans le voisinage de la tension nominale) de chacun des termes de l'expression (II-1). En négligeant les termes d'ordre supérieur à deux, on obtient les expressions des puissances active et réactive en chaque nœud (II-3). Ces modèles sont nommés modèles ZIP (impédance, courant et puissance constante):

$$P_i(V_i) = P_i(V_{in}) + P'_i(V_{in})(V_i - V_{in}) + \frac{1}{2} P''_i(V_{in})(V_i - V_{in})^2 + \dots \Rightarrow \quad \text{II-2}$$

$$Q_i(V_i) = Q_i(V_{in}) + Q'_i(V_{in})(V_i - V_{in}) + \frac{1}{2} Q''_i(V_{in})(V_i - V_{in})^2 + \dots \Rightarrow$$

$$\Rightarrow P_i(V_i) = a_{1i} + b_{1i} V_i + c_{1i} (V_i)^2$$

$$\Rightarrow Q_i(V_i) = a_{2i} + b_{2i} V_i + c_{2i} (V_i)^2 \quad \text{II-3}$$

où

' et '' : dérivées première et seconde par rapport à V_i ;

a_{1i} et a_{2i} coefficients exprimés en Watt et Var ;

b_{1i} et b_{2i} coefficients exprimés en Ampères ;

c_{1i} et c_{2i} coefficients exprimés en Siemens;

A partir de la relation II-3, on déduit que la charge dans un nœud HTA, quand la tension est proche de la tension nominale, peut être représentée par la mise en parallèle de trois types de charges :

- une première charge de type puissance constante (invariante avec la tension) ;
- une seconde de type courant constant (variation linéaire entre la puissance active, réactive et la tension) ;
- une troisième de type impédance constante (les puissances active et réactive varient avec le carré de la tension au nœud de raccordement).

Cet auteur a choisi de modéliser la charge par un modèle de type charge à puissance constante pour une étude sur l'optimisation de l'architecture des réseaux de distribution. Pour plus de détails concernant les différences de ces trois types de modèles en fonction du schéma de connexion (étoile, triangle), le lecteur pourra se référer à [KER - 2002]. Dans [GOT - 97], une analyse de l'importance du modèle de charge sur les résultats du calcul de répartition de charges est réalisée. L'auteur insiste surtout sur la modification potentielle des valeurs des pertes Joule induites par un changement de topologie, pour différentes modélisations des charges. On conclut que le choix entre un modèle de type *courant constant* ou *puissance constante* n'influence pas sur le choix d'une configuration par rapport à une autre si l'on considère le critère de minimisation des pertes.

Dans la littérature, les opinions sont partagées. Broadwater [BRO - 93] conseille fortement un modèle mixte, qui tient compte de l'influence de la variation de la tension. D'autres références comme [BAR - 89], [GOS - 92], [SHI - 89] et [LOP - 06] utilisent un modèle de type puissance constante. Dans [PEP - 96], le problème de reconfiguration est traité en considérant plusieurs modèles de charge. Ces auteurs concluent que le modèle de charge n'a que peu d'incidence sur les résultats d'optimisation.

Nous avons choisi un modèle de charge de type puissance constante. Le choix a été fait en concordance avec les travaux précédents dans la même thématique au laboratoire [GOT - 97], ainsi qu'en fonction du modèle retenu pour les producteurs indépendants (que nous détaillerons dans § II.3) et de l'outil de calcul de répartition des charges envisagé (paragraphe II.4). Nous expliciterons dans les parties relatives à ces deux derniers points, la relation qui peut exister avec le modèle de charge retenu.

II.2.2.b) *Modélisation topologique des charges HTA/BTA*

Afin de comprendre la modélisation de la topologie du réseau de distribution retenue, il faut connaître les schémas de connexions des charges (transformateurs HTA/BTA). Sur la Figure II-3, nous avons représenté les principaux schémas d'alimentation présents sur le réseau français [TEC - 02].

On distingue deux topologies d'alimentation très répandues dans les réseaux souterrains :

- en coupure d'artère ;
- en double dérivation (moins répandu) ;

Pour les réseaux aériens, on peut avoir une alimentation:

- en simple dérivation (radial), souvent secourue par un autre départ du même type ;
- en coupure d'artère.

La modélisation topologique de ces différents schémas d'alimentation est expliquée dans le paragraphe II.2.6.

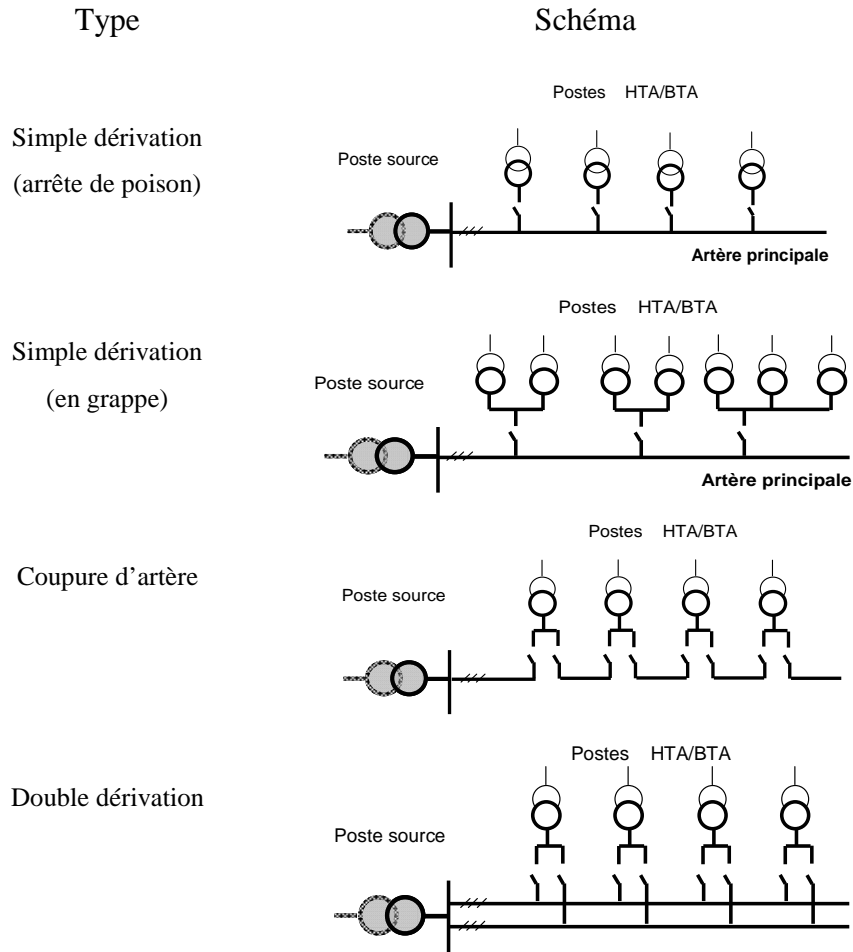


Figure II-3 : Schémas pour l'alimentation des postes HTA/BT [TEC - 02]

A ce stade du mémoire, nous considérons les charges, du point de vue de la modélisation topologique comme des nœuds (points), liés entre eux (et avec les postes sources) par des branches. Une description plus détaillée est donnée dans le paragraphe II.2.6, après la description de tous les éléments intervenant dans la topologie du réseau.

II.2.2.c) Variation temporelle des charges

Dans le but d'analyser l'impact de la variation des charges sur l'évolution des pertes Joule

dans les réseaux de distribution, nous allons prendre en compte la variation temporelle des puissances active et réactive consommées en chaque nœud du réseau. Cette variation est spécifique pour chaque type de consommateur. Généralement, on trouve trois grands groupes de consommateurs sur les réseaux de distribution : résidentiel, industriel et commercial. Sur la Figure II-4, on peut voir la variation de la puissance active, pendant une journée pour ces trois types de charges. Cette variation est exprimée sous la forme d'un pourcentage de la puissance souscrite par le consommateur. Concernant la puissance réactive, nous considérons la même variation temporelle que la puissance active, avec un facteur de puissance spécifique pour chaque consommateur.

La connaissance exacte de la puissance consommée au niveau des transformateurs HTA/BT est très importante pour les exploitants des réseaux afin d'éviter une exploitation du réseau proches de ses limites admissibles. Au niveau du réseau de transport, des capteurs précis qui sont étalonnés régulièrement permettent de connaître la courbe de charge au niveau des points de soutirage HTB (secondaire des transformateurs HTB/HTA) ; certains postes sources peuvent donner des mesures de la puissance consommée au niveau de chaque départ.

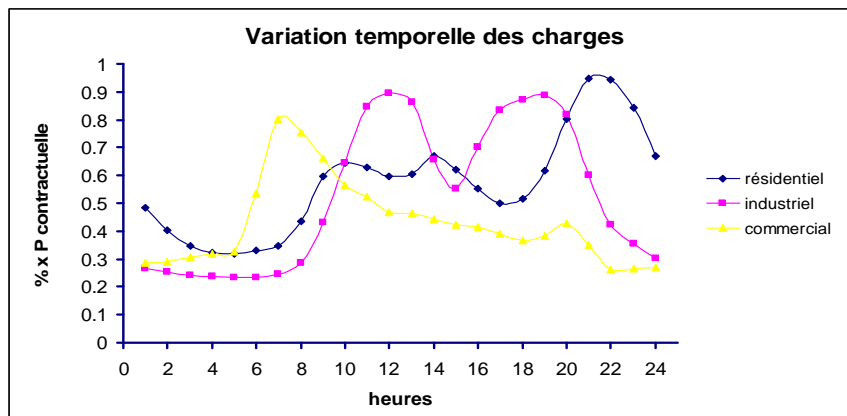


Figure II-4 : Variation temporelle des charges

Par contre, au niveau des départs et même des transformateurs HTA/BT des postes de distribution publique, il n'y a pratiquement pas de mesures permanentes de la puissance soutirée. Seuls certains clients éligibles en HTA ont des compteurs demi horaires pour la facturation de l'énergie consommée.

De nombreuses techniques ont été développées afin de fournir une estimation aussi précise que possible de la puissance consommée par les charges. Certains outils reposent sur des analyses statistiques et/ou des mesures de puissances ponctuelles. D'autres outils, encore en

développement, utilisent les estimateurs d'état, initialement développés pour le réseau de transport. De nombreux travaux sont menés sur la réalisation d'estimateurs d'état pour le réseau de distribution [FUK - 01], [SAR - 03], [HOF - 06], [NOR - 05], [ABU - 03].

Ces outils prennent des mesures répétitives des valeurs d'état du réseau et en dressent un bilan estimatif (tension et courants sur les lignes). Ils permettent de valider le plan de charge du réseau en simulant son état en cours et à l'étape suivante de son évolution, compte tenu de sa topologie. Ce genre d'outils a été initialement développé pour une application aux réseaux de transport et sont utilisés dans les centres de dispatching. Les contraintes d'exploitation des réseaux de transport étaient, jusqu'à aujourd'hui, plus sévères compte tenu de l'importance de la sécurité des réseaux de transport. La production décentralisée, le manque d'investissement dans le renforcement des réseaux (dans certains pays) et le besoin d'automatisation de certaines fonctions des réseaux de distribution obligent, de plus en plus, à considérer leur application aux réseaux de distribution. Leur intégration dans l'ensemble des outils et fonctions de téléconduite de type *DMS (Distribution Management Systems)* fait sens et devient une réalité.

Une prévision de plus en plus exacte de la charge et de la production est donc souhaitable pour permettre, en exploitation, une meilleure estimation des contraintes à venir. Nous citons ici les travaux de [BAR - 05], [SHA - 05].

Nous supposons, dans notre étude, que ces outils existeront dans les centres de conduite des réseaux de distribution du futur. Pour évaluer alors l'état du réseau, nous réalisons seulement un calcul de répartition de charge (voir le paragraphe II.4), en supposant parfaitement connues les valeurs des charges à un instant donné.

Nous utilisons dans nos calculs deux types de valeurs des charges :

- lorsque l'on applique les algorithmes d'optimisation à un instant donné (voir le chapitre IV.2), les valeurs de consommation à la pointe seront utilisées car elles sont censées provoquer plus de contraintes au niveau du réseau.
- lorsque l'on va appliquer les algorithmes d'optimisation sur un intervalle de temps donné (voir chapitre IV.3), on aura recours aux courbes de charge de chaque consommateur mises à jour par pas d'une heure (i.e. intégrant les évolutions montrées à la Figure II-4).

II.2.3. Les producteurs indépendants

Dans notre étude, nous nous intéressons principalement aux producteurs indépendants raccordés au niveau du réseau HTA. Dans ce mémoire, ils sont nommés *générateurs*

d'énergie dispersés ou décentralisés (GED). L'appellation *génération d'énergie dispersée* existera également dans ce manuscrit.

Ces producteurs d'énergie pourront provoquer des changements dans les transits de puissance au niveau du réseau de distribution auquel ils sont raccordés [CAN - 00]. Par le caractère intermittent et leur niveau de puissance injectée, ces sources pourront justifier le changement de stratégie d'exploitation (et donc de topologie) d'un réseau de distribution. Par exemple, une topologie de réseau qui s'avère adaptée (i.e. pour les pertes Joule et les chutes de tension) pour une variation anticipée de la charge pourrait ne plus l'être si l'on superpose les fortes variations de la production locale. **Bien évidemment, cela suppose également une bonne prévision de la production.**

II.2.3.a) *Modèle électrique*

La manière dont les producteurs indépendants sont modélisés est fortement liée à la nature de l'étude menée (études statiques, dynamiques). Cette modélisation doit être également liée aux spécifications réglementaires de raccordement au réseau de distribution [ARR - 03]. Dans le cas de la France, ces réglementations imposent aux producteurs ayant une puissance installée inférieure à 10 MW de pouvoir ajuster à la demande du GRD (Gestionnaire du Réseau de Distribution) leur production de puissance réactive (à l'intérieur des plages prévues) afin de régler la tension au point de raccordement. Par contre, les producteurs ayant une puissance supérieure à 10 MW doivent être équipés d'un régulateur de tension supervisé par le gestionnaire du réseau de distribution et qui va ajuster automatiquement la puissance réactive injectée afin de maintenir une tension constante au nœud de raccordement. Dans [CAN - 00], l'auteur présente les différents types de producteurs ainsi que leur modélisation associée pour les calculs statiques (transits de puissance, calculs de courants de court circuit) et dynamiques (stabilité des producteurs).

Dans notre étude, les **GED sont modélisés comme des injections constantes de puissance active et réactive** (conformément à la réglementation pour les sources ayant une puissance installée inférieure à 10 MW). Nous n'avons pas considéré dans nos calculs que ces sources pouvaient maintenir une tension constante au nœud de raccordement.

II.2.3.b) *Variation temporelle de la production d'énergie sur le réseau de distribution*

Comme pour les charges, nous avons considéré la variation temporelle des puissances injectées par les sources raccordées au niveau du réseau de distribution. Pour ce faire, les GED étudiées correspondent à différents types d'éoliennes. Pour un certain profil annuel de vent et en fonction de la technologie utilisée, on a une variation annuelle de la puissance

produite par une éolienne. Pour les relations entre la vitesse du vent et la puissance produite par une éolienne, le lecteur pourra se référer aux travaux de [LAV - 05]. La Figure II-5 présente la puissance injectée par une éolienne de 330 kW (puissance nominale) pendant une journée et la consommation d'un client de type commercial (puissance suscrite de 330 kW), connecté au même nœud. Sur la Figure II-6, nous avons illustré le bilan horaire de la puissance dans ce même nœud.

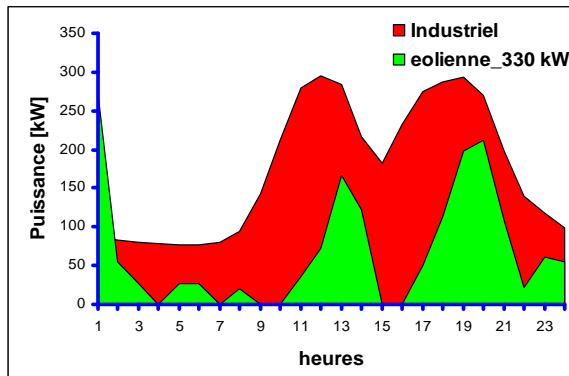


Figure II-5 : Variation de la charge (type commercial) et la production d'une GED

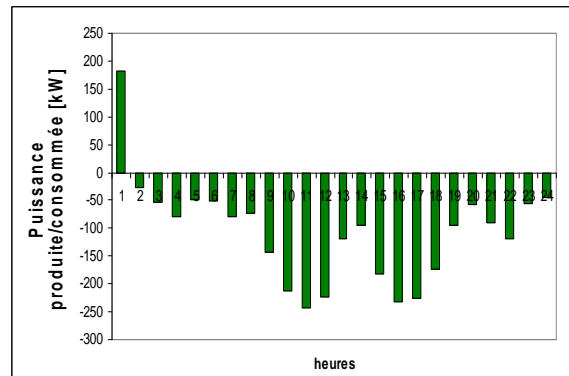


Figure II-6 : Bilan de puissance dans un nœud avec GED et charge

On peut constater que la consommation et la production peuvent ne pas varier de la même façon pendant la journée (Figure II-5). Cela pourrait produire des changements (de valeur et de sens) des courbes de charges usuelles et qui pourrait justifier une mise à jour plus fréquente de la topologie du réseau en fonction des critères d'exploitation.

II.2.3.c) Modèle topologique

Les producteurs indépendants sont raccordés sur un départ dédié ou non dédié en fonction de la puissance apparente de l'installation et des contraintes qui sont apparues lors de l'étude de la demande de raccordement. Nous préférons considérer uniquement les producteurs raccordés sur des départs non dédiés. En effet, ce sont eux qui ont un impact sur les modifications de transits de puissance pouvant justifier une reconfiguration régulière des réseaux de distribution. D'un point de vue topologique, ils seront représentés par des nœuds (i.e. points) connectés avec les autres nœuds (charges, postes sources, nœuds d'étoilement) par des branches.

II.2.4. Les organes de coupure

Les organes de coupure, installés au niveau du réseau de distribution, permettent :

- la déconnexion de certaines parties du réseau lors d'un incident (les disjoncteurs de

départ et les Disjoncteurs Réenclencheurs en Réseau, DRR) ;

- l'isolation des portions du réseau affectées par un défaut (interrupteurs à commande manuelle ou télécommandés).

Pour une connaissance exacte des différents types d'organes de coupure installés sur les réseaux de distribution de type français, le lecteur pourra faire référence aux documents de la collection *Techniques de l'Ingénieur* [TEC - 01] et [TEC - 02].

Dans nos travaux, nous avons considéré seulement les actions des opérateurs de réseaux de distribution sur les organes de coupure télécommandés, installés au niveau des départs HTA. Il s'agit de DRR (avec le même fonctionnement que ceux installés en tête de départ) et d'interrupteurs télécommandés installés au niveau des réseaux aériens (i.e. interrupteurs sur poteau) ainsi que sur les réseaux souterrains. Les interrupteurs télécommandés sont installés pour permettre une réalimentation à distance d'un maximum de clients et donc pour réduire les durées des coupures.

Les interrupteurs aériens installés aujourd'hui sur le réseau français peuvent couper des courants allant jusqu'à 400 A [TEC - 02]. Ils sont équipés d'une partie souvent hydraulique qui réalise l'ouverture physique des contacts et qui permet une action locale ou à distance (ouverture/fermeture) par une liaison radio ou par un réseau téléphonique commuté.

Pour les réseaux souterrains, les organes de coupure (disjoncteurs ou interrupteurs) sont abrités dans des cabines (appelés aussi *armoires de coupure*) ou dans des postes de distribution publique. Ils sont quasi exclusivement munis d'une fonctionnalité d'indication du passage du courant de défaut, avec une signalisation envoyée à l'exploitant pour permettre la reprise de service sans action en aveugle. La Figure II-7 présente le schéma de principe d'une armoire télécommandée avec une dérivation. Sur la Figure II-8, nous illustrons la structure d'un départ souterrain avec plusieurs organes de manœuvre.

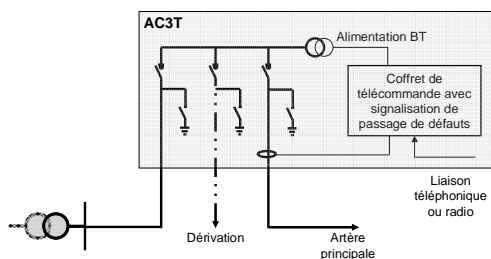


Figure II-7: Armoire de coupure à trois directions, télécommandée (AC3T)[TEC - 03]

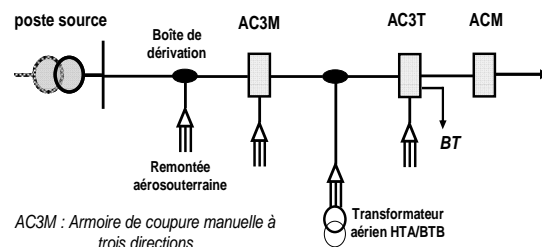


Figure II-8: Structure rurale souterraine [TEC - 03]

Aujourd'hui, les exploitants des réseaux spécifient les interrupteurs pour les réseaux aériens et

souterrains avec des pouvoirs de coupure allant jusqu'à 630 A (bien supérieur au courant de charge) [NOR - 01], [NOR - 03]. Il est à noter que, lors d'un changement planifié de configuration d'un réseau de distribution, l'opérateur réalise tout d'abord une boucle afin de ne pas couper, même temporairement, des clients. Ainsi, dans certaines situations, il faut pouvoir couper certains courants de boucle, créés par la mise en parallèle possible du réseau HTB par le réseau HTA.

Dans le Tableau II-1, nous résumons les principales caractéristiques des interrupteurs proposés aujourd'hui par quelques constructeurs. Comme notre travail de recherche concerne des actions régulières sur ces interrupteurs télécommandés, il peut être intéressant d'identifier les durées mécaniques et électriques, données sous la forme du nombre de cycles ouverture/fermeture, proposé par chaque constructeur.

Tableau II-1:Caractéristiques d'interrupteurs pour différents constructeurs

Constructeur	Référence produit	Tension assignée [kV]	Pouvoir de coupure [A]	Pouvoir de fermeture [kA]	Endurance mécanique/électrique (en charge) [cycles O/F]
Novexia	<i>IA 3T 2000 AUGUSTE</i>	24	400	31.5	5000/100
Schneider Electric	<i>RM6</i>	24	630	50	1000/100
ABB	<i>Switch disconnector NXA 24_</i>	24	630	40	5000/400
Allias Electric	<i>Pole Mounted Load Breaker Switch</i>	24	630	31.5	5000/1000
NU_LEC	<i>RL Series Load Break Switch</i>	27.5	630	31.5	3000/600

Pour les réseaux électriques à notre disposition, nous ne connaissons pas le type de chaque interrupteur installé sur les réseaux étudiés (§II.6). Nous avons choisi de considérer 400 A comme étant la valeur maximale du courant coupé.

D'un point de vue topologique, les interrupteurs sont modélisés avec les lignes électriques auxquelles ils sont rattachés.

II.2.5. Les lignes électriques

Pour les lignes, deux éléments de modélisation nous intéressent :

- leur modélisation électrique (pour analyser l'impact sur le calcul de répartition de charges et sur les pertes) ;

- modélisation topologique : état ouvert/fermé, possibilité de changement d'état (référence à des interrupteurs télécommandés situés au bout de ces lignes).

II.2.5.a) *Modèle électrique*

Dans ce mémoire, le terme *conducteur* fait référence à la fois à une ligne électrique aérienne moyenne tension et à un câble souterrain moyenne tension. Pour notre étude, la plus grosse différence intervient au travers de paramètres électriques différents (pour les calculs de répartition de charges, §II.4) et au travers de probabilités de défaillance différentes pour les calculs de fiabilité (§II.5). D'un point de vue électrique, les conducteurs seront représentés par un schéma en PI (Figure II-9).

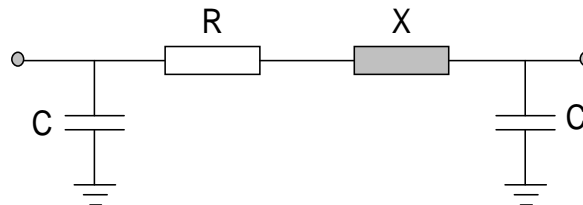


Figure II-9: *Modèle électrique des lignes*

Les paramètres R , X et C sont respectivement la résistance linéique, la réactance linéique et la capacité linéique de la ligne ou du câble.

II.2.5.b) *Modèle topologique pour les lignes et pour les organes de coupure*

Le modèle topologique d'une ligne indique si elle fait partie du schéma d'exploitation du réseau (ouverte ou fermée). Si pour une ou pour les deux extrémités d'une ligne il existe des interrupteurs, nous considérons que la ligne est *manœuvrable*.

Ces extrémités peuvent être constituées par :

- le jeu de barre du poste source (avec le disjoncteur en tête de départ) ;
- une dérivation (Figure II-8) ;
- un interrupteur dans le réseau (sectionneur ou DRR) ;
- un poste HTA/BT raccordé en coupure d'artère (Figure II-3) ; pour ces postes, les deux lignes moyenne tension sont équipées d'interrupteurs.

On peut donc ouvrir un des deux interrupteurs, ou bien fermer les deux. L'état de la ligne est donné, dans ce cas, par l'état des organes de coupure qui se trouvent à ses extrémités. Il peut exister des cas, pour lesquels aucun interrupteur n'est présent en bout de ligne (e.g. le cas d'une ramification sur une artère d'un réseau aérien). Dans ce cas, la ligne en question est

considérée non manœuvrable.

Sur la Figure II-10, nous illustrons le modèle topologique retenu pour trois lignes électriques, avec différents dispositifs à leurs extrémités.

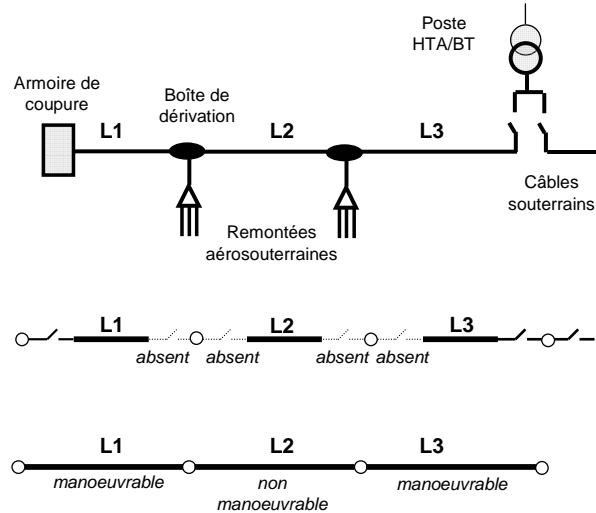


Figure II-10 : Modèle topologique des lignes

II.2.6. La structure et la topologie du réseau de distribution

II.2.6.a) Introduction

Les algorithmes d'optimisation, que nous présenterons dans le chapitre III, utilisent une modélisation topologique des réseaux de distribution afin d'identifier la configuration la mieux adaptée aux critères d'optimisation considérés. Modéliser la topologie revient à indiquer quels sont les chemins d'alimentation de chaque consommateur à partir d'un (pour une topologie radiale) ou plusieurs (pour une topologie maillée) postes source. Nous allons présenter les principales caractéristiques pour quelques topologies de réseau de distribution. Ensuite, nous présenterons la façon dont nous avons modélisé ces topologies en vue de réaliser des calculs d'optimisation de ces différentes topologies.

II.2.6.b) Définition et différents types de topologies

La *structure* d'un réseau de distribution représente l'ensemble de composants (lignes électriques, interrupteurs, postes HTA/BT, etc) et leurs connexions. Synonyme de sa configuration ou de son schéma d'exploitation, la *topologie* d'un réseau correspond à l'assemblage, à un instant donné, de ses éléments (avec un état défini, ouvert/fermé, pour chaque ligne).

Les réseaux de distribution ont été conçus comme des réseaux bouclables mais exploités avec une configuration radiale. Cela se traduit par l'existence d'un seul chemin électrique, entre tout point du réseau et un point d'alimentation (le poste source). Sur la Figure II-11, nous illustrons un réseau de distribution alimenté par trois postes sources. Les différents schémas d'alimentation (coupure d'artère, double dérivation, etc) des postes HTA/BTB, coexistent sur ce même réseau.

Pour les réseaux en coupure d'artère, un interrupteur est normalement ouvert (*NO* sur la Figure II-11) dans l'exploitation normale. De même, les départs en antenne sont parfois secourus par d'autres départs (du même poste ou un autre) par un interrupteur *NO*, appelé interrupteur de secours (les départs A5, C1, C2 et B1 sur la Figure II-11). Pour le schéma en double dérivation, un seul interrupteur est normalement fermé (*NF*) dans l'exploitation normale (les départs A2 et A3 sur la Figure II-11).

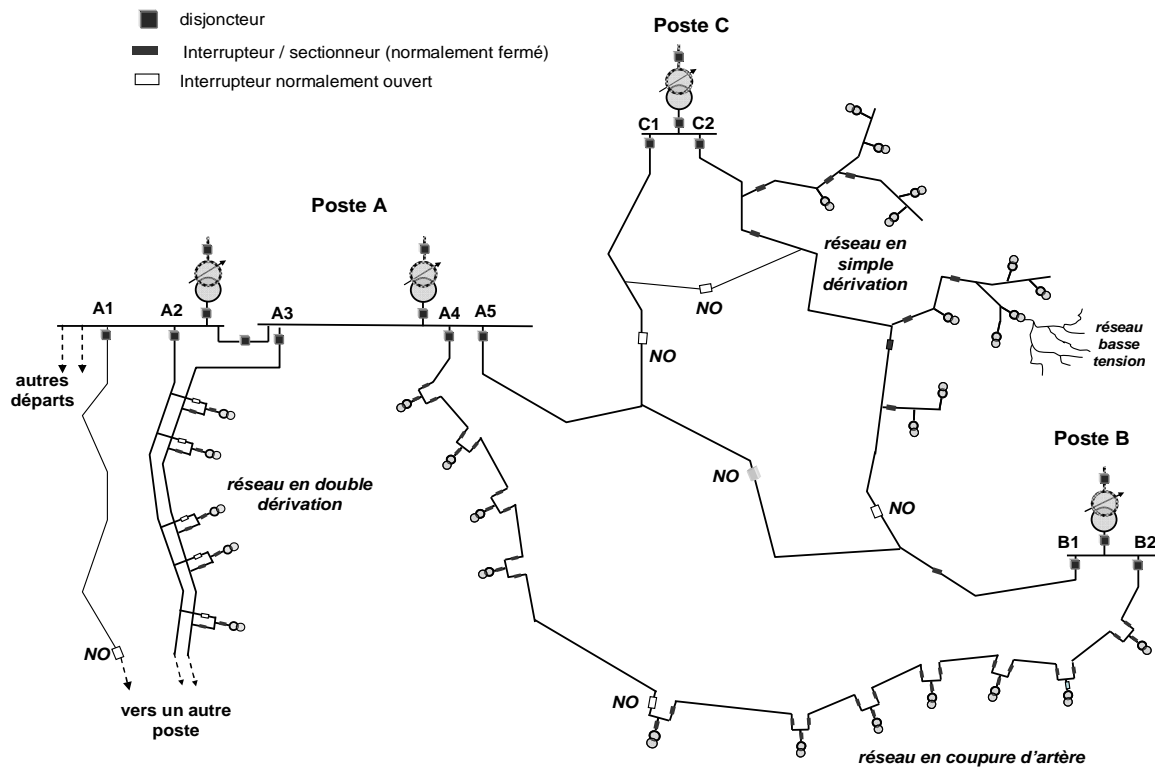


Figure II-11: Structure d'un réseau de distribution (cas français)

Pour la suite du mémoire, nous allons faire référence à quatre possibilités de bouclage, illustrées sur la Figure II-12 :

- a) bouclage sur le même poste source (*ring network*, en anglais) ;
- b) bouclage en fuseau (*clasp network*, en anglais), avec un ou plusieurs points de réflexion (avec organes de coupure) ;

- c) bouclage entre les postes (*interconnective network*, en anglais), avec les départs d'un poste secourus par un ou plusieurs départs d'un autre poste ;
- d) bouclage mixte entre a et c (voir la Figure II-12 et les départs C1, C2, A5, B1 sur la Figure II-11);

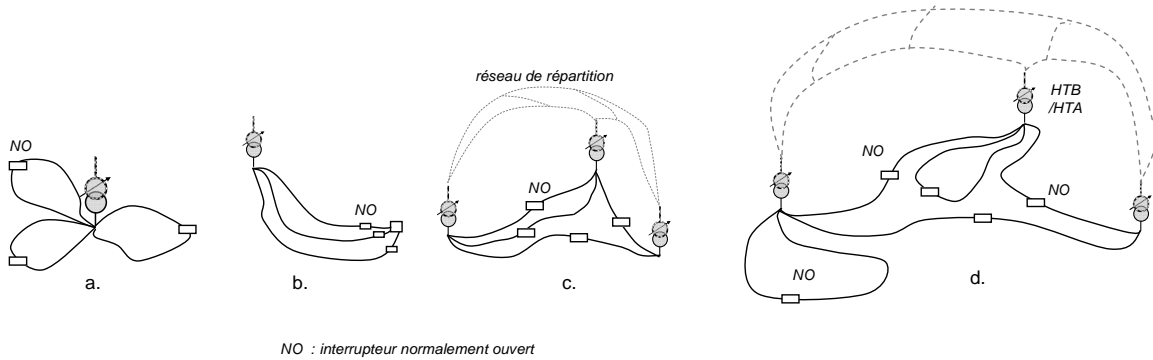


Figure II-12: Possibilités de bouclages dans les réseaux de distribution

La notion de *bouclage* pour le cas *c* et *d* fait référence à la connexion déjà existante entre deux postes HTB/HTA, à travers le réseau de répartition (Figure II-12, c).

Dans le premier chapitre, nous avons décrit brièvement les régimes de fonctionnement des réseaux de distribution français. Actuellement, dans l'exploitation des réseaux, le bouclage entre les postes ou sur le même poste est réalisé temporairement, lors de manœuvres à la suite d'un incident dans le réseau ou lors de travaux de maintenance. Le bouclage permet donc un passage entre deux topologies radiales sans que les consommateurs soient affectés.

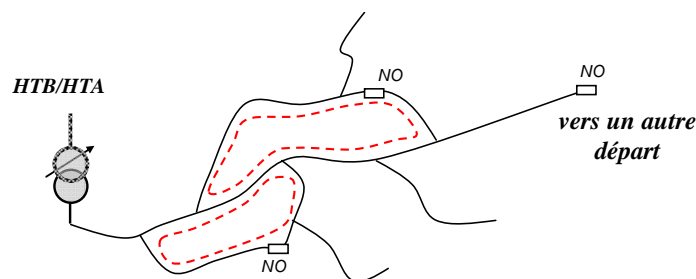


Figure II-13: Maillage du réseau de distribution sur un même départ

Dans cette thèse, nous utilisons souvent la notion de *réseau maillé*. Par cette appellation, nous faisons également référence aux connexions possibles entre les départs du réseau, illustrées sur la Figure II-12. De plus, la notion de *réseau maillé* fait référence à la constitution d'une boucle au sein d'un même départ sans pour autant qu'il y ait une connexion avec un autre départ (voir sur la Figure II-13).

II.2.6.c) Cellules dans les réseaux de distribution

Dans le cadre du projet européen CRISP (*Critical Infrastructures for Sustainable Power Systems*) [AND - 04] et dans le cadre des études menées au G2ELab et à IDEA, des topologies particulières ont été analysées. Celles-ci permettront une exploitation plus flexible et plus robuste des réseaux. Ces topologies ont été appelées « cellules » et représentent des entités structurales et fonctionnelles, avec un certain degré d'autonomie, adaptées pour la réalisation des fonctions avancées de conduite. Nous allons présenter brièvement en termes de structure, infrastructure matérielle et de communication, les trois types de cellules. Elles sont illustrées sur la Figure II-14.

La **cellule de niveau 0**, représente, du point de vue topologique, l'ensemble des conducteurs (aériens ou/et câbles), charges, producteurs indépendants, indicateurs de passages de défauts, interrupteurs manuels et télécommandés, entourés par des disjoncteurs ré-enclencheurs situés en tête des départs et/ou par les disjoncteurs ré-enclencheurs installés sur le réseau de distribution. Cette topologie particulière a été explorée afin de concevoir un système de protection auto adaptatif pour une exploitation flexible des réseaux, avec des bouclages autorisés entre les postes sources, et avec un taux important de production distribuée. De plus, l'hypothèse d'un nombre important et de plusieurs types de protections installées d'ici quelques années sur le réseau (et pas uniquement au niveau des postes HTB/HTA) a été faite. Sur ce sujet, le lecteur peut se référer aux travaux de thèse de A. Martin [MAR - 07] et aux références [BEF - 05] et [INT - 05].

La **cellule de niveau 1** (Figure II-14 *b* et les départs A5, C1, C2, B1 sur la Figure II-11), représente l'ensemble des départs HTA qui peuvent être interconnectés par la fermeture d'interrupteurs de secours (*NO*). La limite de ces cellules est constituée par les disjoncteurs en tête de départ, au niveau des postes sources HTB/HTA [ENA - 05]. Cette entité peut être suffisante pour certaines fonctions de téléconduite (i.e. la reconfiguration rapide suite à un incident ou reconfiguration optimale).

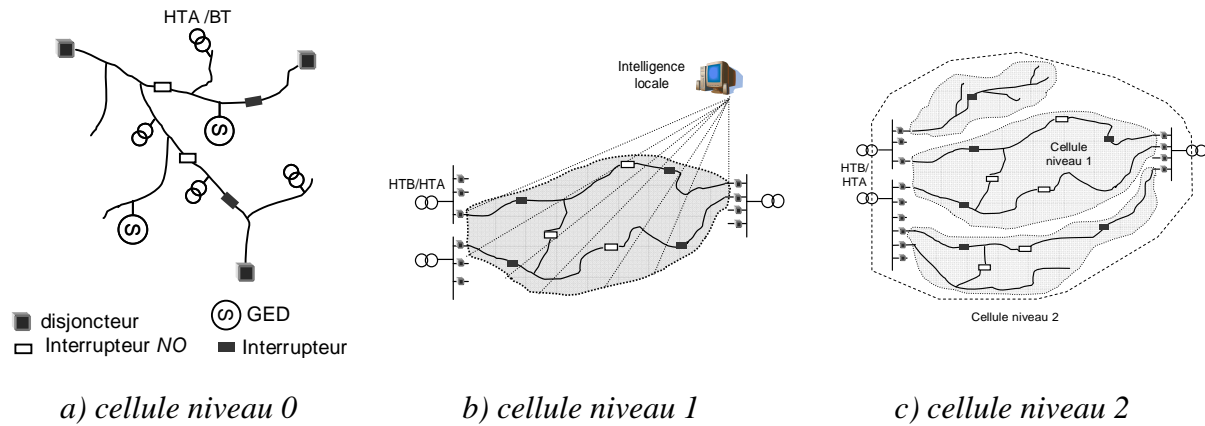


Figure II-14: Cellules dans le réseau de distribution

Une intelligence locale communique avec les composants capables d'échanger des informations (i.e. les indicateurs de passage des défauts, les GED, les interrupteurs télécommandés). On peut imaginer l'existence de cette intelligence locale sous la forme d'un ordinateur muni d'un algorithme qui permettra l'interprétation des données reçues, la prise d'un ensemble de décisions et l'envoi d'un ensemble d'ordres sur certains dispositifs sur le réseau (i.e. interrupteurs télécommandés). Nous revenons sur les caractéristiques de ces agents dans le chapitre VI.

A l'intérieur d'une cellule de niveau 1, les points *NO* (normalement ouverts) peuvent se déplacer de manière discrète afin de changer la répartition des courants, pour une exploitation plus économique (i.e. réduction des pertes Joule). Dans les chapitres III et VI, nous allons détailler respectivement les fonctions de reconfiguration optimale et de reconfiguration après défaut, à l'intérieur d'une telle cellule.

Un ensemble de plusieurs cellules de *niveau 1* peut être agrégé en **cellule de niveau 2**, pour la gestion de la puissance réactive et de la tension. La limite de ces cellules est constituée par le secondaire des transformateurs HTB/HTA afin de prendre en compte tous les dispositifs qui participent au réglage de tension (le régulateur en charge des transformateurs, les condensateurs au niveau des postes sources, les producteurs indépendants) [FON - 05].

L'avantage d'une exploitation des réseaux par des cellules est liée aux possibilités de réaliser localement des décisions de téléconduite, sans avoir besoin de concentrer dans un seul point (i.e. agence de conduite) un volume de plus en plus important d'information. Cela suppose une insertion importante de systèmes de communication qui permettront un échange continu entre certains dispositifs au niveau du réseau (indicateur de passage du défaut, interrupteurs, producteurs indépendants, etc) et des intelligences locales [BAX - 07], [WAR - 06], [ENA - 05].

II.2.6.d) Modélisation de la topologie pour la reconfiguration

Dans les paragraphes précédents, nous avons représenté du point de vue topologique les différents éléments d'un réseau de distribution qui interviennent dans notre étude. Tous ces éléments peuvent être représentés comme un ensemble de nœuds $N = [n_1, n_2, \dots, n_S]$, avec S , le nombre total de nœuds. Les transformateurs et les lignes électriques peuvent être représentés comme un ensemble de branches $B = [b_1, b_2, \dots, b_M]$, avec M , le nombre total de branches. La structure d'un réseau de distribution peut être décrite par un graphe constitué de l'ensemble de nœuds N et branches B ($G = [N, B]$).

La topologie radiale du réseau est équivalente à un arbre couvrant du graphe G . Cet arbre est déterminé par l'ensemble de nœuds N et un sous ensemble de branches K inclus dans l'ensemble B . Il a comme propriété l'unicité d'un chemin entre n'importe quel couple de nœuds. Sur la Figure II-15, nous avons représenté le graphe d'un réseau de distribution avec une seule source et un arbre couvrant (topologie radiale) du graphe.

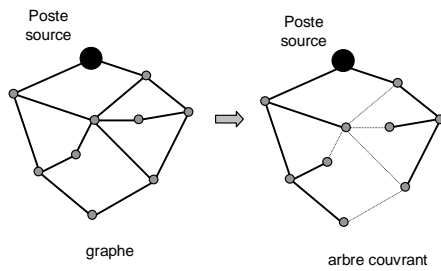


Figure II-15: La structure (graphe) et la topologie (arbre couvrant) d'un réseau de distribution (un seul poste source)

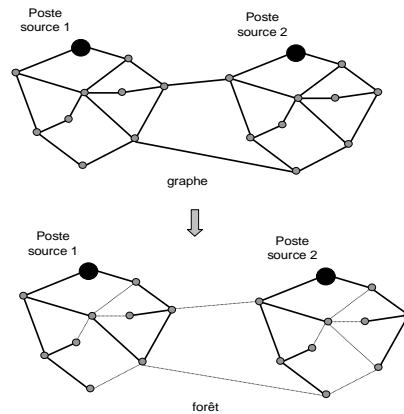


Figure II-16 : La structure (graphe) et la topologie (forêt) d'un réseau de distribution (deux postes sources)

Un réseau de distribution peut être alimenté par plusieurs postes sources. Dans l'exploitation en régime normal, il n'existe pas de connexion entre ces deux sources via le réseau de distribution. Dans ce cas, le graphe pour l'ensemble du réseau n'est plus connexe. En effet, un graphe est connexe s'il existe un chemin entre n'importe quelle paire de nœuds. La topologie radiale est représentée dans ce cas sous la forme d'une forêt (deux arbres, sur la Figure II-16). Cependant, les deux postes source sont en réalité connectés au niveau du réseau de répartition (voir sur la Figure II-12c). Si l'on prend en compte la connexion entre les différents postes source par le réseau de répartition, on peut considérer que le graphe qui modélise le réseau de distribution et ces connexions entre les postes source est un graphe connexe (Figure II-17).

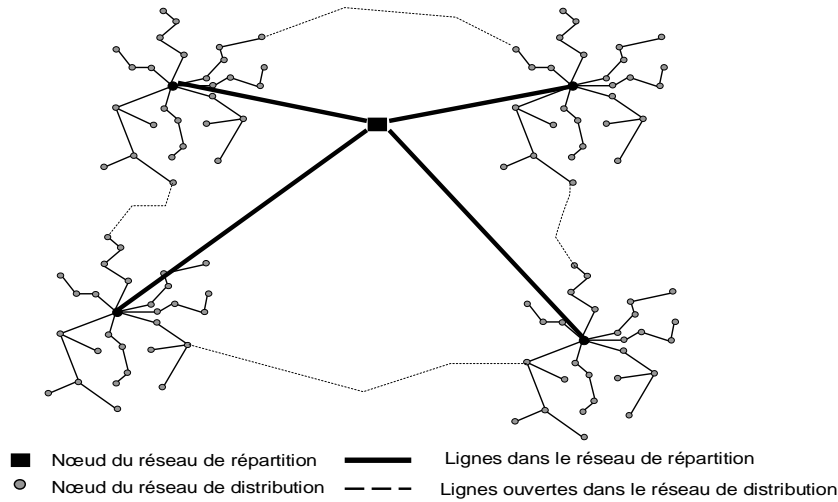


Figure II-17 : Le graphe connexe d'un réseau de distribution avec plusieurs postes sources

II.3. Techniques de représentation des réseaux et parcours de graphes

La manière de représenter les graphes et les arbres couvrants se révèle très importante pour les performances des algorithmes développés au cours de nos études. Nous allons décrire brièvement quelques méthodes, généralement utilisées dans les études sur les réseaux électriques. Nous détaillons ensuite la méthode de codage que nous avons retenue. Cette méthode nous a permis de mettre en œuvre un algorithme de parcours de graphe, que nous allons également présenter.

II.3.1. Méthode de codage et de parcours de graphes

II.3.1.a) Codage des graphes

La *technique de codage* représente la manière (du point de vue informatique) de modéliser les connexions entre les nœuds d'un graphe (orientés ou non orientés). Le plus souvent, ces connexions sont exprimées par des matrices.

Il existe plusieurs types de matrices pour la représentation des graphes :

- les matrices d'incidence *sommets – arêtes* ;
- les *matrices d'incidence sommets – arcs* ;
- les *matrices d'adjacences* (surtout pour les graphes orientés).

La Figure II-18 illustre un exemple de graphe et la matrice d'incidence *sommets - arêtes* associée. A partir de cette matrice, il est possible de construire avec les nœuds extrémités de chaque arête deux vecteurs de taille égale au nombre d'arêtes du graphe.

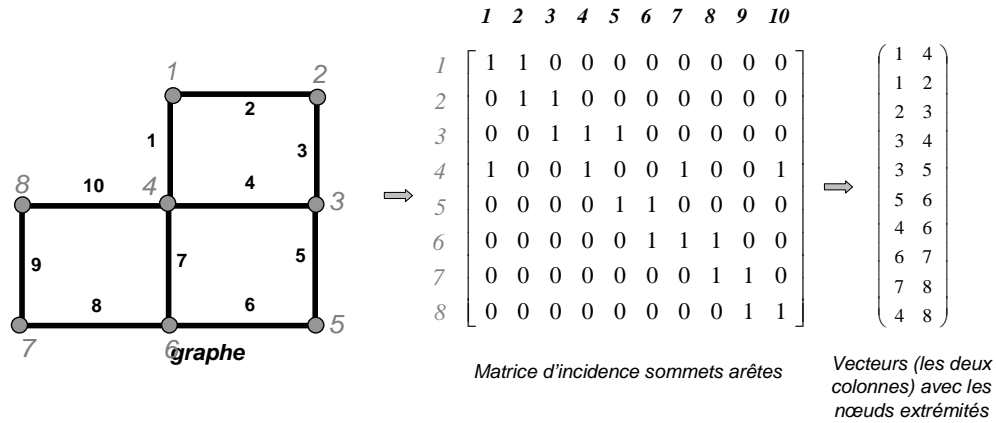


Figure II-18 : Graphe et matrices associées

Dans nos travaux de thèse, nous utiliserons la représentation des graphes par les deux vecteurs (à droite sur la Figure II-18). Les deux vecteurs sont identifiés à partir de la base de données qui décrit la structure des réseaux électriques (pour chaque ligne, on indique le nœud départ et le nœud d'arrivée). A partir des deux vecteurs, on détermine facilement les nœuds *voisins* de chaque nœud (par exemple, les voisins du nœud 4 sur la Figure II-18 sont les nœuds : 1, 3, 6, 8).

II.3.1.b) Algorithme de parcours de graphe

Le *parcours d'un graphe* est une opération très utile pour l'analyse de ce dernier. Dans nos travaux, il nous permettra de tester si un graphe est connexe (c'est-à-dire qu'il n'y a pas de nœuds isolés) ou pour déterminer le ou les chemins (une suite d'arêtes) entre deux sommets (i.e. le même sommet ou des sommets distincts).

Le *parcours de graphe* consiste à « parcourir » ses sommets à partir d'un sommet source (*sommet de départ*). Il existe alors deux possibilités pour parcourir le graphe : *en largeur* ou *en profondeur*. La différence entre ces deux méthodes est donnée par l'ordre de parcours des sommets. Les deux techniques doivent éviter de repasser par un sommet déjà visité (afin d'assurer l'arrêt de l'algorithme pour des graphes comportant des cycles).

Nous rappelons que la représentation retenue d'un graphe (deux vecteurs avec les nœuds d'extrémité de chaque arête, Figure II-18) nous permet de déterminer pour chaque sommet une liste de ses voisins. Dans nos travaux, il n'est pas nécessaire que les graphes des réseaux de distribution étudiés soient orientés. C'est-à-dire que sur la Figure II-18, on pourrait changer entre eux les deux vecteurs *colonne*.

Il suffit donc de déterminer pour un sommet seulement la liste de ses voisins. Cependant, pour les graphes orientés, certains algorithmes utilisent des listes de successeurs et de prédécesseurs.

a) Parcours en profondeur

Nous allons détailler le principe d'un algorithme de parcours en profondeur d'un graphe (en anglais *Depth in First*) [COR - 01].

Le *principe* est le suivant : si un sommet rencontré n'a pas été visité, alors il faut le marquer comme étant déjà visité et il faut continuer le parcours en profondeur avec un de ses voisins. S'il a déjà été visité, alors il ne faut rien faire. L'exploration récursive s'arrête tout simplement lorsque l'on a parcouru tous les sommets (voir le code en méta langage sur la Figure II-20 a). Si cet algorithme est utilisé pour vérifier si un graphe est connexe, il va renvoyer comme résultat une information logique (vrai/faux) si tous les nœuds ont pu (n'ont pas pu) être visités.

Afin de déterminer le (ou les) chemins entre deux nœuds, nous avons implémenté l'algorithme présenté sur la Figure II-20 b. Une liste des nœuds déjà parcourus doit être mise à jour. Si le nœud exploré pour un pas de l'algorithme n'a pas de voisins non visités et n'est pas le nœud extrémité cherché (*nœud_fin*), les nœuds ajoutés jusqu'à la dernière bifurcation seront supprimés.

Par exemple, sur la Figure II-19, nous cherchons un chemin entre le nœud 1 et le nœud 6. Les nœuds parcourus sont enregistrés dans la liste chemin. L'algorithme teste si le nœud 10 est le nœud cherché (i.e. le nœud 6). Il retourne après à la dernière bifurcation (le nœud 3) et supprime les deux derniers nœuds ajoutés dans la liste chemin (i.e. les nœuds 9 et 10).

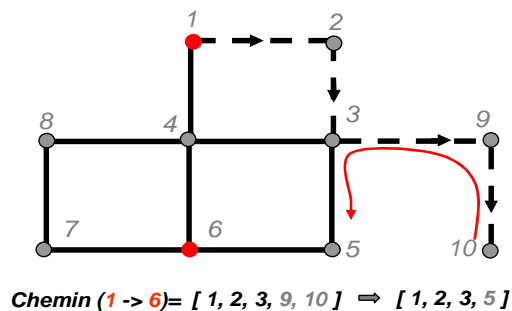


Figure II-19: Mise à jour de la liste des nœuds parcourus pour la recherche du chemin entre deux nœuds

Lorsque la fonction décrite par l'algorithme méta langage de la Figure II-20 b est appelée, elle renvoie comme résultat deux vecteurs : un vecteur avec la succession des sommets entre le *nœud_départ* et le nœud recherché (*nœud_fin*) et un vecteur avec la succession des arêtes situées entre les deux nœuds.

b) Parcours en largeur

Contrairement au *parcours en profondeur*, le *parcours en largeur* va marquer (visiter) tous les sommets qui se trouvent dans la *liste de voisins* d'un sommet, avant de recommencer le parcours pour chaque élément de cette liste.

Prenons de nouveau l'exemple de la Figure II-19 dont on cherche un chemin entre les nœuds 1 et 6. Une fois arrivé au nœud 3, l'algorithme de *parcours en largeur* teste tous les voisins non visités du nœud 3 (les nœuds 4, 5, et 9). Si aucun voisin n'est le nœud cherché, l'algorithme continue la recherche avec les voisins du nœud 4. Cependant le *parcours en profondeur*, une fois arrivé au nœud 3, teste un de ses voisins (ex. le nœud 9), et poursuit la recherche avec les voisins du dernier voisin testé (i.e. le nœud 10).

Nous pouvons donc constater que l'on pourrait choisir l'un ou l'autre de ces algorithmes en fonction des caractéristiques topologiques des réseaux que l'on veut analyser. Par exemple pour un réseau rural caractérisé généralement par une densité réduite de charges l'algorithme de parcours en profondeur serait mieux adapté. Dans notre étude nous avons choisi de mettre en œuvre un algorithme de parcours en profondeur.

<i>algorithme général</i>	<i>le chemin entre deux nœuds</i>
<pre> <i>marque tous les sommets du graphe comme non visités</i> parcours_graphe (<i>graphe, nœud_start</i>) { <i>marque nœud_start comme visité ;</i> <i>pour tous les voisins V_i de nœud_départ</i> <i>si V_i non visité</i> parcours_graphe (<i>graphe, V_i</i>) <i>fin si</i> <i>fin pour</i> } </pre>	<pre> <i>marque tous les sommets du graphe comme non visités</i> chemin= { } recherche_chemin (<i>graphe, nœud_start, nœud_fin</i>) { <i>marque nœud_start comme visité ;</i> <i>si nœud_start ≠ nœud_fin</i> <i>mettre à jour le chemin</i> <i>pour tous les voisins V_i de nœud_départ</i> <i>si V_i non visité</i> recherche_chemin(<i>graphe,</i> <i>nœud_start, nœud_fin</i>) <i>fin si</i> <i>fin pour</i> <i>fin si</i> } </pre>
<p><i>Figure II-20 : Algorithmes de parcours en profondeur des graphes</i></p>	

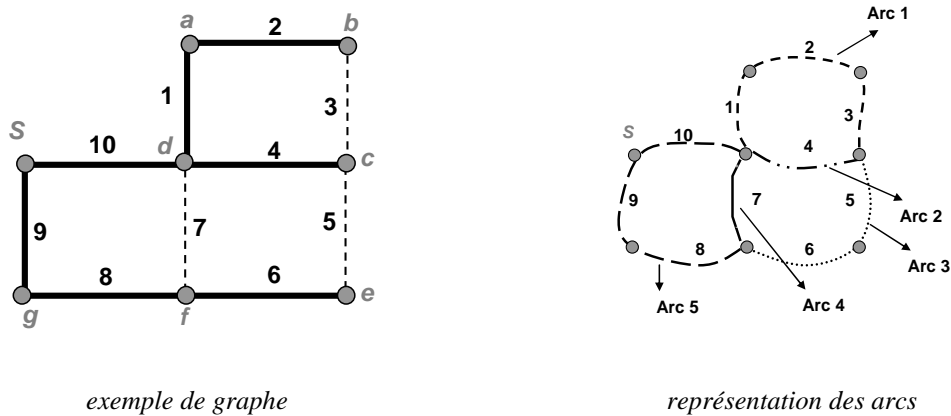
II.3.2. Techniques de codage des arbres couvrants

Nous rappelons que les réseaux de distribution sont aujourd'hui, dans la plupart des cas, exploités avec une topologie radiale. Cela revient à dire qu'il faut indiquer quel est l'arbre couvrant du graphe associé au réseau de distribution, qui correspond au schéma

d'exploitation. Dans les algorithmes d'optimisation de la topologie du réseau, cette contrainte est difficile à exprimer. Dans ce paragraphe, nous allons présenter plusieurs méthodes de représentation d'arbres couvrants d'un graphe. Sur le Tableau II-2, nous présentons une illustration des codages proposés par différents auteurs pour le graphe (et l'arbre couvrant) donné sur la Figure II-22. Nous allons décrire brièvement chacune de ces méthodes de codage.

La méthode la plus simple consiste à représenter les arbres couvrants par un vecteur pour lequel on indique l'état (ouvert/fermé) (0/1) de chaque arête [SHI - 04], [HAS - 00], [LOP - 03] et [ENA - 06]. L'inconvénient principal de cette méthode réside dans la manipulation des vecteurs de taille importante pour des réseaux réels.

Dans [NAR - 92], l'auteur propose une représentation binaire des arcs (ensemble de branches entre deux bifurcations) et de la branche dans chaque arc. Nous illustrons sur la Figure II-21 une représentation des arcs pour le graphe déjà illustré sur la Figure II-18, ainsi que l'ensemble de branches qui forment chaque arc.



Numéro Arc	Branches dans chaque arc	L'indice de la branche ouverte dans chaque arc
1	1, 2, 3	3
2	4	-
3	5, 6	1
4	7	1
5	8, 9, 10	-

Figure II-21 : Représentation des arcs dans un graphe

Cette modélisation repose sur la relation qui existe entre le nombre de sommets, le nombre d'arêtes et le nombre de boucles dans le réseau (II-4).

$$Nb_boucles = Nb_arêtes - Nb_sommets + 1$$

II-4

Le nombre d'arêtes à enlever dans un graphe afin d'obtenir un arbre couvrant est toujours constant (et égal à $Nb_boucles$). Sur la base de cette propriété, et afin d'éviter le travail avec des vecteurs de taille importante, plusieurs auteurs préfèrent indiquer seulement les branches ouvertes dans un graphe (pour définir ainsi l'arbre couvrant). L'ensemble des branches ouvertes (et qui ne font donc pas partie de l'arbre couvrant) représente un *co-arbre*.

[ZHU - 02] propose un codage sous forme d'un vecteur où chacune des branches ouvertes est représentée sous forme binaire.

Une modélisation intéressante de la connexion des sommets avec un nœud source est proposée dans [ROM - 05]. Pour chaque nœud, on va identifier les chemins (sous la forme de listes) jusqu'au nœud source. Pour représenter un arbre couvrant, une seule liste doit être choisie pour chaque nœud. Sur la Figure II-23, nous montrons les listes avec les chemins entre chaque sommet et le sommet source S pour le graphe donné sur la Figure II-22 (avec π_i^j , le i -ième chemin à partir du nœud j jusqu'au nœud S).

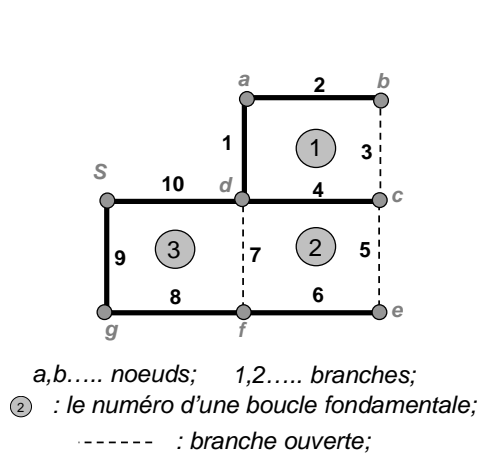


Figure II-22 : Exemple de graphe (arbre couvrant, en noir)

les chemins entre chaque nœud et le nœud source S

$$\begin{aligned}
 a: & \pi_1^a = [1,10], \pi_2^a = [2,3,4,10], \pi_3^a = [1,7,8,9] \\
 & \pi_4^a = [2,3,5,6,8,9]; \pi_5^a = [2,3,5,6,7,10]; \pi_6^a = [2,3,4,7,8,9] \\
 b: & \pi_1^b = [3,4,10], \pi_2^b = [2,1,10], \pi_3^b = [3,5,6,8,9]; \\
 & \pi_4^b = [3,5,6,7,10]; \pi_5^b = [2,1,7,8,9]; \pi_6^b = [3,4,7,8,9]; \\
 & \dots \\
 g: & \pi_1^g = [8,7,10], \pi_2^g = [9], \pi_3^g = [8,6,5,4,10]; \pi_4^g = [8,6,5,3,2,1,10];
 \end{aligned}$$

modélisation de l'arbre couvrant, donné sur la Figure II-22

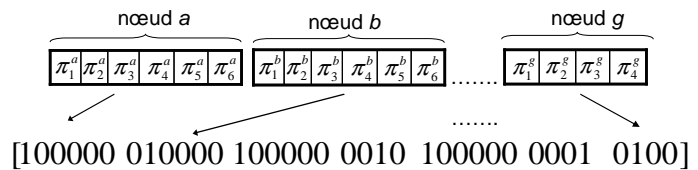


Figure II-23 : Méthode de codage proposée dans la référence [ROM - 05]

Une méthode de codage et décodage, reposant sur le nombre de Prüfer, est proposée dans la référence [HON - 05] pour la représentation d'un arbre couvrant. Pour illustrer la procédure de codage, on remplace les lettres utilisées sur la Figure II-22 pour désigner les sommets du graphe, par des chiffres allant de 1 jusqu'à 8. La procédure (voir Figure II-24) consiste à supprimer successivement le sommet avec le numéro le plus petit, ainsi que la seule branche

qui le relie avec un autre nœud. Ce dernier nœud est stocké dans le vecteur qui va correspondre à la fin de la procédure, au nombre Prüfer de l'arbre couvrant en question.

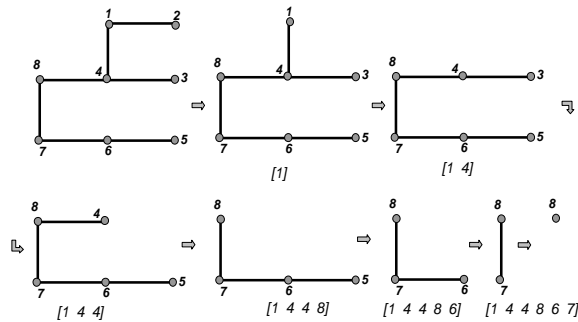


Figure II-24 : Codage d'un arbre par un nombre Prüfer

Boucle fondamentale	1	2	3
Arêtes	1, 2, 3, 4	4, 5, 6, 7	7, 8, 9, 10
Codage (branches ouvertes)	[3,	5,	7]

Figure II-25 : Codage par boucles fondamentales (pour le graphe donné sur la Figure II-22)

Tableau II-2: Synthèse des méthodes de codage des arbres couvrants

Référence	Type de codage	Schéma
[ENA - 06] [SHI - 04], [HAS - 00], [LOP - 03]	liste avec l'état de chaque branche (1 :10)	[1 1 0 1 0 1 0 1 1 1] 1 (fermé), 0 (ouvert)
[NAR - 92]	Arc et indice de la branche ouverte sur chaque arc (voir sur la Figure II-21)	[<u>0001</u> 0011 <u>0011</u> 0001 <u>0100</u> 0001] Arc 1, 3ème branche Arc 3, 1ère branche Arc 4, 1ère branche
[ZHU - 02]	Codage binaire des branches ouvertes	[0011 0101 0111] branche 3 branche 5 branche 7
[RAD - 03]	Codage numérique des branches ouvertes	[3 5 7]
[ROM - 05]	Codage des chemins entre chaque nœud et la source	[100000 0100000 100000 0010 1000000 0001 0100] a, b, c, d, e, f, g
[LIN - 03], [WAN - 04] [LOP - 06]	Branches ouvertes dans chaque boucle fondamentale	[3 5 7]
[HON - 05]	Nombre Prüfer	[144867] Les nœuds a : S ont été numérotés 1 : 8

D'autres auteurs utilisent un codage d'arbres, reposant sur une prédétermination des boucles fondamentales (qui ne contiennent pas d'autres boucles) [LIN - 03], [WAN - 04]. Pour chaque boucle, on identifie les arêtes qui la forment et une de ces arêtes sera ouverte afin de constituer un arbre.

Il faut s'assurer que la même arête ne soit pas ouverte dans deux boucles distinctes. La constitution des boucles fondamentales et le codage proposé sont montrés sur la Figure II-25 (illustration pour l'arbre couvrant donné sur la Figure II-22). Les trois vecteurs, qui correspondent aux boucles indépendantes, sont utilisés comme un masque pour vérifier la cohérence des arbres couvrants. Cela veut dire que pour chaque arbre couvrant exprimé sous la forme d'un vecteur de branches ouvertes, on vérifie s'il n'y a pas une branche qui a été ouverte dans deux boucles différentes.

Afin de pouvoir identifier ces vecteurs, il faut prouver que le graphe analysé est un graphe planaire (un graphe qui peut être dessiné dans un plan sans que les arêtes ne se croisent). Pour qu'un graphe soit planaire, il faut qu'il ne contienne pas de graphes qui sont l'expansion¹ des deux graphes non planaires K_5 et $K_{3,3}$, illustrés sur la Figure II-26, (caractérisation établie par le mathématicien Kuratowski [CHI - 88]).

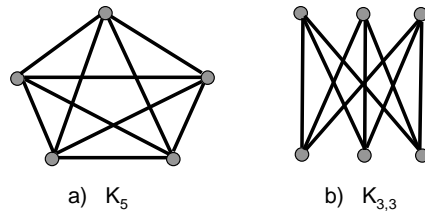


Figure II-26 : Graphes non planaires K_5 et $K_{3,3}$

Dans les références qui proposent le codage par boucles fondamentales, cette condition n'est pas prise en compte. De plus, l'identification des boucles élémentaires suppose tout d'abord le respect du test de planarité et ensuite la constitution des vecteurs *boucles fondamentales*. Pour cet algorithme, le lecteur pourra consulter la référence [BON - 76].

Afin de généraliser cette approche, nous proposons le même genre de représentation sans faire appel aux *vecteurs de boucles*, préalablement déterminés.

Pour cela, nous avons recours à l'algorithme décrit à la Figure II-20 afin de déterminer, à l'issue de la fermeture d'une branche, quelle est la boucle ainsi formée. Ceci évite d'avoir à effectuer une prédétermination des vecteurs des boucles fondamentales et donc le test de planarité des graphes analysés.

Dans le chapitre IV, nous reviendrons sur la manière dont nous avons choisi de représenter les arbres couvrants. Ce codage nous permettra de réaliser des échanges entre les branches des deux arbres couvrants.

¹ L'expansion d'un graphe est le résultat de l'ajout d'un ou plusieurs sommets sur une ou plusieurs arêtes (par exemple, transformation de l'arête $\circ \text{-----} \circ$ en $\circ \text{-----} \circ \text{-----} \circ \text{-----} \circ$).

II.4. Calcul de répartition des charges (*load flow*)

Pour un réseau électrique, ce calcul permet de déterminer les différentes variables électriques à un instant donné (courants sur les lignes, tensions nodales et déphasages, transits de puissance, etc.) pour un état donné de consommation et de production. Dans notre étude, cet outil de calcul de réseau nous permet d'évaluer une configuration en termes de pertes Joule et de contraintes de sécurité (courants sur les lignes inférieurs aux limites thermiques, tensions aux nœuds dans les marges acceptées par les normes). De nombreux travaux ont été déjà menés sur les méthodes de calcul des réseaux. Dans ce paragraphe, nous allons décrire brièvement les deux catégories de méthodes : méthodes simples, adaptées pour les réseaux de distribution, et les méthodes générales, valables pour tout type de réseau (dont les réseaux maillés).

II.4.1. Méthodes adaptées pour les réseaux radiaux

Ces méthodes utilisent l'arborescence des réseaux de distribution pour déterminer directement le sens des courants et pour ensuite calculer les valeurs de ces courants ainsi que les tensions nodales.

Les injections de puissance active et les consommations des puissances active et réactive dans les nœuds sont supposées connues (exprimées en fonction des modèles de charge, présentés dans le paragraphe II.2.2.a). Les tensions dans les nœuds sont initialement considérées égales à la tension nominale. A partir des nœuds extrémités, on calcule les courants dans les lignes, en appliquant la loi des nœuds.

A partir du (des) poste(s) où la tension est considérée constante, on calcule les chutes de tension sur chaque ligne. Ces chutes de tension nous permettent d'estimer des nouvelles valeurs des tensions aux nœuds (voir la Figure II-27).

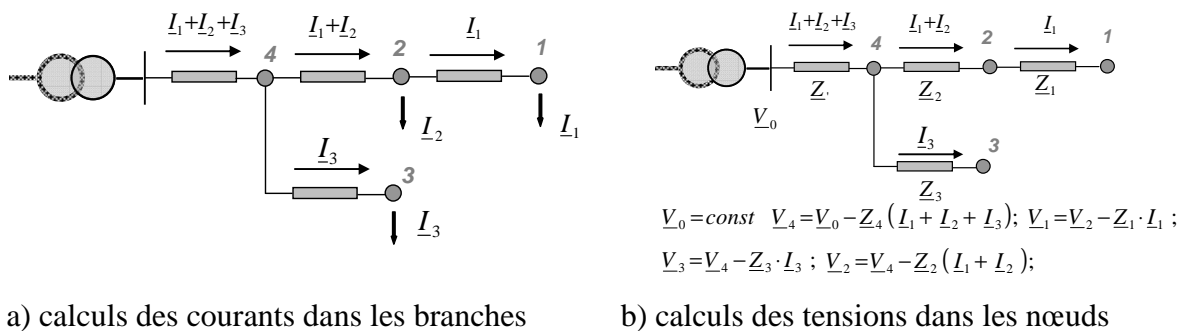


Figure II-27 : Calcul de répartition de charges par la méthode backward – forward

Le processus (procédures *aller – retour*) continue jusqu'à ce que la différence entre le plan de tension entre deux itérations successives soit inférieure à un seuil initialement fixé. Pour une description plus exacte de cet algorithme et sa mise en œuvre, nous invitons le lecteur à consulter les chapitres dédiés aux calculs des réseaux dans les références [GOT - 97], [CHE - 92] ainsi que les références [SRI - 02] et [LOS - 03]. Le principal avantage de cette méthode réside dans sa simplicité relative d'implantation et des temps de calculs réduits.

Par contre, son utilisation est restreinte aux réseaux arborescents ou très faiblement maillés. De plus, les producteurs indépendants pourront être considérés seulement comme des injections constantes de puissances. Des travaux ont été menés afin d'adapter cet algorithme pour le calcul des réseaux partiellement maillés comportant des sources locales (modélisées par des nœuds de type P, V constantes). Pour cela, nous faisons référence aux travaux [ZHU - 02], [RAJ - 01].

II.4.2. Méthodes adaptées pour les réseaux maillés

Ces méthodes sont plus générales que la méthode décrite dans le paragraphe précédent. Elles permettent de calculer un état du réseau (tensions, courants, pertes) pour des topologies radiales et maillées. Elles reposent sur une description matricielle de la topologie du réseau. Il s'agit de la matrice d'admittances nodales.

Une des méthodes de résolution est la méthode de Newton Raphson. Nous allons décrire le principe de cette méthode. Pour une description plus détaillée ainsi que la détermination de la matrice d'admittances nodales, nous invitons le lecteur à consulter les références [KUN - 94] et [ERE - 00].

Il s'agit de résoudre le système d'équations représentant les relations analytiques, non linéaires, entre les puissances consommées (considérées connues) et les tensions nodales (module U et argument θ), les inconnues du problème (II-5).

$$\begin{aligned} P_i &= f(U_i, \theta_i) \quad \text{pour } i = 1:N, & N: \text{nombre de nœuds} & \text{II-5} \\ Q_i &= f(U_i, \theta_i) \quad \text{pour } i = 1:N \end{aligned}$$

Cette méthode suppose une linéarisation (développement en série Taylor d'ordre 1) du système II-5 autour d'un point de fonctionnement (défini par des tensions égales en module à la tension nominale $U = U_n$ et pour des déphasages nuls $\theta = 0$). On obtient un système dont les sorties sont les écarts des puissances autour du point de fonctionnement choisi et les entrées les variations des modules de tensions et des arguments (II-6).

$$\begin{aligned} \Delta P_i &= \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial P_i}{\partial U_k} \Delta U_k \\ \Delta Q_i &= \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial \theta_k} \Delta \theta_k + \sum_{k=1}^N \frac{\partial Q_i}{\partial U_k} \Delta U_k \end{aligned} \Rightarrow \begin{pmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} P^c - P \\ Q^c - Q \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial P}{\partial \theta} & \frac{\partial P}{\partial U} \\ \frac{\partial Q}{\partial \theta} & \frac{\partial Q}{\partial U} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta \theta \\ \Delta U \end{pmatrix} \quad \text{II-6}$$

avec P^c : la puissance de consigne et P : la puissance calculée.

Le déroulement de l'algorithme suppose le calcul de puissances avec les relations (II-5). Les tensions sont estimées égales à la tension nominale. Ensuite, on calcule les variations de puissances (le vecteur connu dans le système II-6). On utilise le système matriciel (II-6) pour calculer les vecteurs inconnus ΔU et $\Delta \theta$. Le processus itératif recommence avec le calcul des puissances II-5, à partir des nouvelles valeurs de tensions.

Il s'agit donc de résoudre un système d'équations non linéaires du type :

$$A \cdot \bar{x} = \bar{b} \quad \text{II-7}$$

La matrice $[A]$ représente le Jacobien (la matrice de dérivées partielles du système II-6). Le vecteur \bar{x} représente le vecteur des inconnues (ΔU et $\Delta \theta$) et le vecteur \bar{b} représente le vecteur des entrées (ΔP et ΔQ).

Pour la mise en oeuvre informatique de cette méthode, nous avons utilisé celle proposée par Alvarado [ALV - 99]. Cette référence propose une implantation dans un environnement *Matlab*, reposant sur un format au standard IEEE pour les données des réseaux et sur des techniques de programmation avec des matrices creuses.

Généralement, le principal avantage de cette méthode réside dans le caractère généralisé de son utilisation (réseaux radiaux et maillés) et dans la possibilité de modéliser les producteurs d'énergie comme étant des nœuds caractérisés par une puissance constante injectée et un module constant de la tension.

Nous rappelons que, dans nos travaux, nous nous intéressons également aux réseaux partiellement maillés. Nous avons donc choisi la méthode matricielle pour le calcul de répartition de charges pour son caractère générique. Nous n'avons pas considéré l'hypothèse d'une faible résistance pour les lignes par rapport à la réactance (souvent utilisée dans la littérature spécialisée et qui s'applique pour les réseaux de transport, afin de réduire le temps de calcul [ERE - 00]). Même si nos algorithmes de choix de configuration, qui vont faire

appel à la fonction de calcul de répartition de charges, seront pénalisés du point de vue du temps de calcul, nous avons choisi l'implantation proposée par Alvarado pour son caractère générique.

Comme le but de nos travaux n'est pas le développement d'un algorithme performant pour le calcul de load flow, nous nous contentons de considérer cet outil comme une « boîte noire ». Elle reçoit comme données d'entrée les puissances consommées (produites) et la topologie du réseau (sous forme matricielle) et fournit comme résultats les vecteurs avec les tensions dans les nœuds, les courants sur les lignes et les pertes Joule globales.

II.5. Calculs de sûreté dans les réseaux de distribution

Dans ce paragraphe, nous allons nous intéresser aux méthodes de calculs des indices de sûreté des réseaux de distribution. Le but final est d'identifier des méthodes rapides qui nous permettront de calculer des *indices appropriés* pour l'évaluation et le classement des différentes topologies des réseaux.

Tout d'abord, nous allons définir et présenter brièvement quelques méthodes le plus souvent utilisées pour les calculs de sûreté des réseaux électriques. Ensuite, nous allons présenter la méthode de calcul mise en oeuvre, dans un logiciel dédié aux études des réseaux électriques de distribution chez EDF. Nous allons finir par la présentation d'une méthode simplifiée de calcul d'un indicateur de fiabilité que nous avons utilisée.

II.5.1. Définitions, données nécessaires et méthodes pour les calculs de sûreté

Le terme de fiabilité définit la confiance que l'utilisateur a dans un appareil. Il désigne la *science des défaillances* qui regroupe les divers domaines de la sûreté de fonctionnement (analyse de défaillance, l'évaluation des performances, les statistiques de défaillance et les prévisions de performance). Au sens mathématique, le terme de fiabilité représente la probabilité qu'un système remplisse une ou plusieurs fonctions durant un temps donné.

Le terme de *sûreté de fonctionnement* se caractérise comme la séquence de défaillances. Dans les paragraphes qui suivent, nous allons présenter brièvement quelques notions et définitions utilisées dans les calculs de sûreté, ainsi que les données nécessaires pour ces calculs.

Les outils de calcul de sûreté permettent l'analyse et la mesure de l'aptitude d'un système à remplir sa fonction. Dans notre étude, le *système* est représenté par le réseau électrique de distribution moyenne tension. Les principaux paramètres nécessaires à l'évaluation de la sûreté d'un système sont : la fiabilité (probabilité qu'un système fonctionne entre 0 et un moment t), la disponibilité (probabilité de fonctionnement entre 0 et t), la maintenabilité

(probabilité de réparation entre 0 et t), le taux de défaillance (probabilité de tomber en panne dans un intervalle donné), le taux de réparation (probabilité d'être réparé dans un intervalle donné), taux de défaillance à la sollicitation. Pour les expressions mathématiques de ces paramètres, nous invitons le lecteur à consulter la référence [MEG - 04]. L'auteur y propose un schéma (Figure II-28) avec les étapes principales d'un calcul de sûreté. Le choix de la méthode de calcul est fait en fonction du type d'indice de sûreté que l'on veut calculer. Trois méthodes de calcul sont proposées : la méthode des équivalents analytiques, les graphes de Markov et la simulation Monte Carlo.

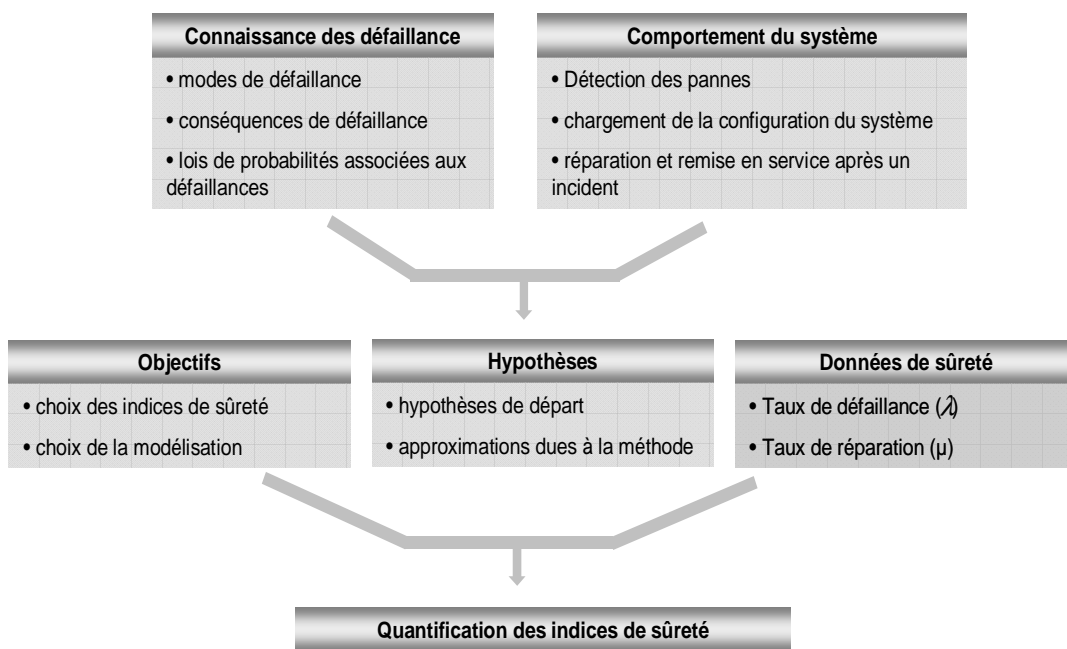


Figure II-28 : Etapes nécessaires pour les calculs de sûreté d'un système [MEG - 04]

Dans la même référence, l'auteur dresse un bilan sur les performances, les caractéristiques et les inconvénients des trois méthodes de calculs de sûreté, listées auparavant. Nous avons identifié la méthode *des équivalents analytiques* comme étant la plus rapide pour le calcul des indices de sûreté. Pour les réseaux de distribution, on calcule le plus souvent des moyennes d'indices sur l'ensemble des consommateurs du réseau (afin de déterminer dans quelle mesure le consommateur sera affecté par des pannes sur différents éléments du réseau). Le

Tableau II-3 présente une synthèse des indices de sûreté les plus souvent utilisés [LI - 05].

On peut constater dans le Tableau II-3 que le calcul des indices globaux, suppose le calcul de l'impact d'une défaillance d'un élément sur l'indice global en question. Pour cela, il faut « *simuler la vie du système* ».

Tableau II-3 : Indices de sûreté calculés pour les réseaux de distribution

Nom	Formule de calcul	Paramètres
<i>System Average Interruption Duration Index</i> : durée moyenne de coupure d'un client	$SAIDI = \sum_{i=1}^n SAIDI_i^C = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i \cdot S_i}{n}$	n : nombre de consommateurs λ_i : nombre de défaillances par an pour un composant i du système D_i : durée d'interruption pour tous les clients due à une défaillance du composant i
<i>System Average Interruption Frequency Index</i> : fréquence moyenne de coupure d'un client	$SAIFI = \sum_{i=1}^n SAIFI_i^C = \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i \cdot D_i}{n}$	S_i : nombre des clients affectés par une défaillance du composant i d_{ij} : durée d'interruption du client j pour une défaillance du composant i
<i>Expected energy non served</i> : énergie non distribuée (END).	$EENS = \sum_{i=1}^n \lambda_i \left(\sum_{j=1}^{S_i} d_{ij} p_{ij} FP_j \right)$	p_{ij} : puissance (kVA) non fournie au client j pour une défaillance du composant i. FP_j : facteur de puissance du client j

Concrètement, pour quantifier cet impact, pour un défaut sur chaque composant du réseau, il faut considérer la succession de toutes les actions correctives (i.e l'action des automates de reprise de service après défaut, action de l'opérateur, la réparation après défaut et le retour à la configuration initiale).

En fonction de la position de chaque composant (ligne, transformateur, organes de coupure) l'impact sur l'indice global sera différent (i.e. temps de coupures différents en fonction des organes de coupure qui se trouvent dans le voisinage du composant analysé).

Le principe de la méthode des équivalents analytiques consiste en une identification des défaillances en termes de probabilité d'apparition pendant la période analysée (pour une quantification de la fiabilité du système), ou de fréquence d'interruptions (pour une quantification de l'indisponibilité du système). Le schéma de principe de cette méthode est montré sur la Figure II-29 .

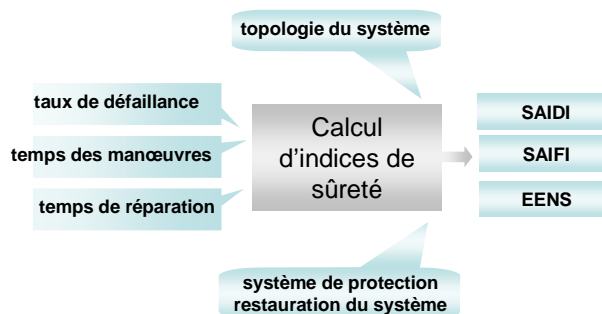


Figure II-29 : Principe de calcul des indices de sûreté

Pour un réseau de distribution réel, l'effort de calcul est considérable, même lors de l'utilisation des méthodes analytiques. Dans la référence [LI - 05], les techniques de calcul distribué sur plusieurs machines sont employées, afin de pouvoir déterminer, en parallèle, la participation de la défaillance de chaque composant sur l'indice global. Même si une réduction du temps de calcul est obtenue, la détermination des indices pour des réseaux réels reste une opération coûteuse en temps de calcul.

II.5.2. Approche simplifiée pour les calculs de sûreté

Le but de ce paragraphe est de présenter un indice de sûreté que nous avons identifié. Il nous permettra de qualifier les différentes topologies radiales d'un réseau de distribution les unes par rapport aux autres du point de vue de la fiabilité.

Nous rappelons que nous nous intéressons surtout aux manœuvres réalisées sur les *organes de manœuvre télécommandés* (OMT).

Notre approche commence par un découpage, en plusieurs *zones*, du réseau analysé. Ces zones sont constituées par tous les composants du réseau qui sont entourées par les organes de manœuvre télécommandés (les DRR en font partie). La routine de découpage repose sur *un parcours de graphe* et sur l'identification des positions d'OMT. Une telle zone est similaire à une *cellule de niveau 0*, décrite dans le paragraphe II.2.6.c) . La seule différence réside dans le fait que pour les *zones*, les limites sont constituées par les OMT et pas uniquement par les disjoncteurs (Figure II-30).

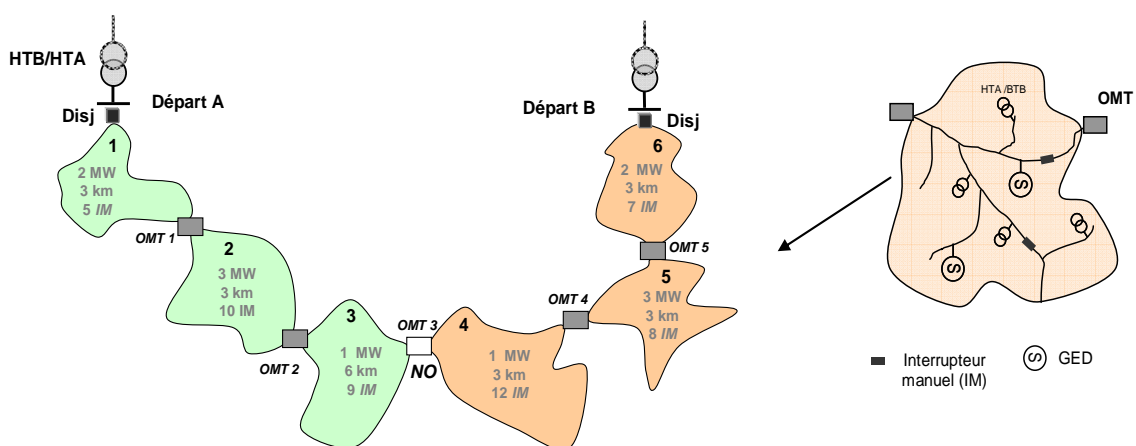


Figure II-30: Exemple de découpage du réseau en zones encadrées par des OMT (*organes de manœuvres télécommandés*)

Lorsqu'un défaut (i.e. court circuit triphasé permanent) survient sur une des lignes qui se

trouve dans la zone 2 (voir sur la Figure II-30), le disjoncteur s'ouvre automatiquement et met hors tension entièrement le départ A. Si on fait référence à l'étape 2 de l'algorithme de reprise de service décrit dans le paragraphe précédent, à l'issue de la localisation du défaut, les OMT 1 et OMT 2 seront ouverts, et l'OMT 3 sera fermé. La zone 3 sera alimentée via le départ B (sans créer des surcharges au niveau des zones 4, 5 et 6). Le disjoncteur en tête du départ A est refermé et la zone 1 est ainsi réalimentée.

Si le temps nécessaire pour trouver le plan de reprise et pour le mettre en place est inférieur à 3 minutes, les consommateurs situés dans la zone 1 et dans la zone 3 sont affectés par une coupure brève (ce qui est généralement le cas). Si le réseau n'est pas muni d'un automate de reprise, les consommateurs situés dans la zone 1 et dans la zone 3 sont affectés par une coupure longue. Nous faisons l'hypothèse que pour n'importe quel défaut sur le réseau, les zones saines du réseau pourront être reprises par des manœuvres sur les interrupteurs télécommandés.

En se basant sur cette logique de réalimentation des consommateurs à la suite d'un défaut, nous avons calculé une *Energie Non Distribuée* approchée qui est due principalement aux coupures brèves. C'est-à-dire que pour chaque segment sur un départ HTA, nous allons calculer l'END due aux coupures brèves (voir la formule 1 dans le tableau suivant).

Tableau II-4 : Formules de calcul pour l'END approchée annuelle probabilisée sur un départ

1) $END_{AM}(SEG) = (P_{départ} - P_{zone}) \times L_{SEG} \times N_{def_année} \times T_{coupures_brèves}$
$END_{AM}(SEG)$: END annuelle moyenne probabilisée approchée pour un défaut permanent sur un segment $P_{départ}$: puissance active sur le départ dont le segment analysé fait partie ; P_{zone} : puissance active dans la zone dont le segment analysé fait partie ; L_{SEG} : longueur du segment analysé [km] ; $N_{def_stat_année}$: nombre de défauts par an et par km pour le type de segment analysé (i.e. 0.4 pour les câbles souterrains et 0.5 pour les lignes aériennes) ; $T_{coupures_brèves}$: temps nécessaire pour la réalimentation des zones saines (i.e. 3 minutes) ;
2) $Pen(Zone) = N_{interr_man} / N_{segments_zone}$
N_{interr_man} : nombre d'interrupteurs manuels qui se trouvent à l'intérieure de la zone analysée ; $N_{segments_zone}$: nombre total de segments qui se trouvent à l'intérieure de la zone analysée ;
3) $END_{AP}(Zone) = (\sum END_{AP}(SEG)) \times (1 + Pen(Zone))$
$END_{AM}(zone)$: END annuelle moyenne probabilisée approchée pour tous les segments d'une zone ;
4) $END_{AP}(DEP) = \sum END_{AP}(Zone)$
$END_{AP}(DEP)$: END annuelle probabilisée approchée des défauts permanents pour un départ \sum : somme sur tous les segments sur un départ

Le nombre de consommateurs affectés par une coupure longue (nous rappelons liée aux manœuvres sur les interrupteurs manuels), dépendra du nombre d'interrupteurs manuels situés à l'intérieur de cette même zone. C'est-à-dire que plus une zone contient un nombre important d'interrupteurs manuels, plus un nombre important de consommateurs pourra être réalimenté suite à des manœuvres sur ces interrupteurs.

Afin de prendre en compte les coupures longues nous calculons, pour chacune des zones une un *coefficient de pénalité*, qui est une fonction du nombre d'interrupteurs manuels situés à l'intérieure de la zone analysée (voir la formule 2 du tableau). Cette fonction de pénalité est utilisée dans le calcul de l'END approchée d'une zone (voir la formule 3 du tableau). Le calcul est répété pour toutes les zones sur un départ HTA et ensuite pour tous les départs du réseau.

En conclusion, nous calculons seulement une approximation de l'énergie non distribuée. Nous allons utiliser cet indicateur uniquement pour la comparaison des différentes configurations radiales, les unes par rapport aux autres, du point de vue de la fiabilité. Nous allons illustrer ce calcul dans le chapitre V.

II.6. Réseaux d'étude

Les algorithmes que nous allons présenter dans le chapitre III seront testés sur différents réseaux de distribution. Nous avons choisi deux réseaux de type IEEE et un réseau réel extrait de la base de données d'EDF.

Les caractéristiques (électriques et topologiques) des réseaux de type IEEE sont données dans les références IEEE [BAR - 89] et [DAS - 05]. Ils sont illustrés sur la Figure II-31. Dans la suite de ce mémoire, nous appellerons ces deux réseaux *IEEE 1* et *IEEE 2*. Le réseau *IEEE 1* a été choisi afin de pouvoir faire des comparaisons avec d'autres références IEEE qui l'ont utilisé. Sur l'ensemble des branches de ce réseau, 5 devront être ouvertes afin de définir une topologie radiale. Le deuxième réseau *IEEE2* a été sélectionné pour sa structure fortement maillée. En effet, sur l'ensemble de branches, 11 devront être ouvertes afin de définir une topologie radiale (voir sur la Figure II-31).

Dans le Tableau II-5, nous montrons les caractéristiques topologiques de ces réseaux électriques.

Tableau II-5 : Caractéristiques des réseaux utilisés

Réseau	Nb. Lignes	Nb. Noeuds	Charge active [MW]	Charge réactive [MVar]	Tension nominale [kV]	Pertes Joule [% Charge totale]
IEEE 1	37	33	3.71	2.3	12.66	5.17
IEEE 2	85	75	4.45	3.05	11	4.74
EDF	414	410	81.172	31.461	20	3.31

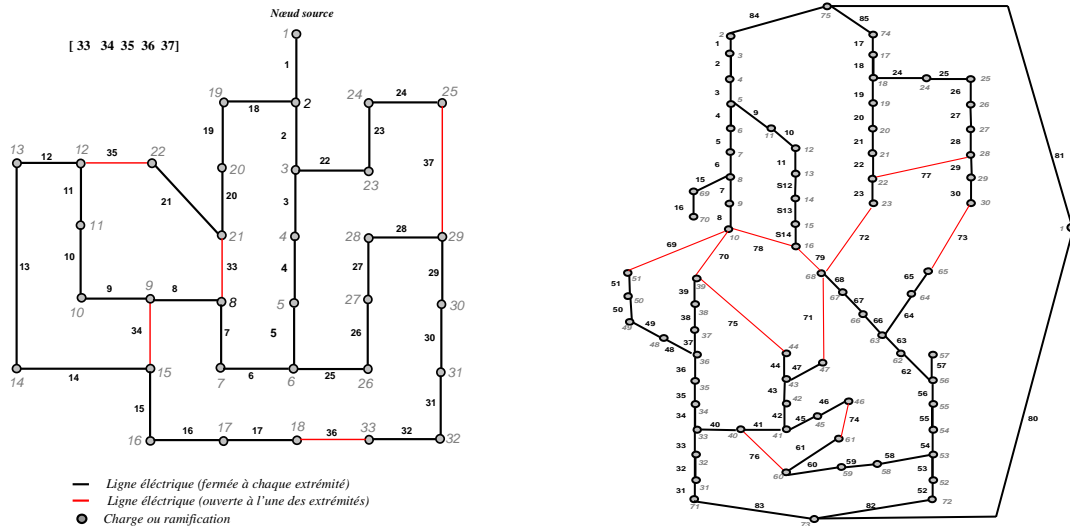


Figure II-31: Topologies radiales du réseau IEEE 1 (gauche) et du réseau IEEE 2 (droite)

Les données (les caractéristiques topologiques et les paramètres électriques des lignes et des charges) pour le réseau EDF ont été extraites à partir d’une base de données qui caractérise l’ensemble des réseaux de distribution EDF.

Une routine informatique (implémentée sous Matlab) nous permet de générer, à partir de ces bases de données, les matrices (avec les caractéristiques des lignes électriques et des charges) nécessaires aux calculs de répartition de charge ainsi qu’aux algorithmes de parcours de réseau. Les coordonnées cartésiennes dont on dispose pour chaque nœud du réseau nous ont permis de réaliser une représentation des différents réseaux de distribution réels. Sur la Figure II-32, nous illustrons le réseau réel EDF que nous avons choisi afin de tester différents algorithmes d’optimisation. Ce réseau comporte 3 postes source HTB/HTA. Sur l’ensemble des départs HTA de ces trois postes sources, nous avons extrait seulement ceux qui se secourent mutuellement. Afin d’exploiter ce réseau avec une topologie radiale, 30 interrupteurs nécessitent d’être ouverts. Sur l’ensemble de 21 départs HTA, nous avons identifié 121 interrupteurs télécommandés.

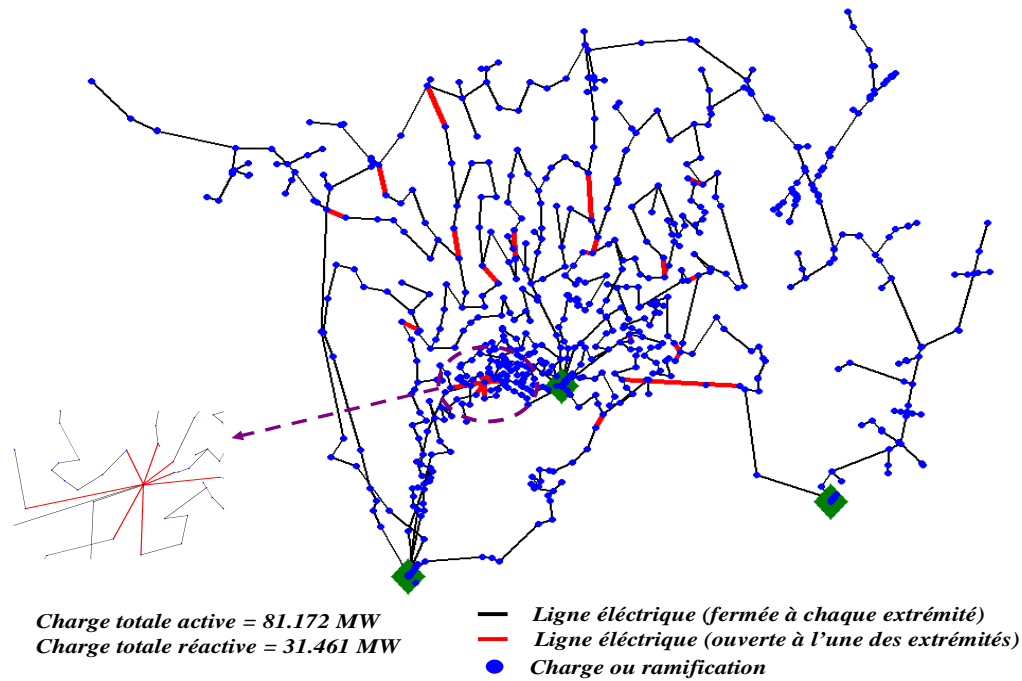


Figure II-32: Capture d'écran : réseau réel EDF (trois postes, 21 départs HTA)

II.7. Conclusions

Au cours de ce chapitre, nous avons décrit et modélisé les différents éléments qui interviennent dans nos travaux. Nous avons considéré l'hypothèse que les consommations et la production au niveau du réseau sont connues. Un modèle en puissances active et réactive constantes (mais avec des variations temporelles) a été choisi pour les charges et les producteurs indépendants. Nous avons choisi un algorithme de calcul de répartition de charges reposant sur la méthode de Newton Raphson, afin d'évaluer différentes topologies du réseau de distribution. Nous avons également décrit l'algorithme de parcours de réseau mis en œuvre ainsi que la méthode retenue pour la représentation des arbres couvrants. Finalement, nous avons identifié une approche simplifiée afin d'évaluer une topologie de réseau du point de vue de la sûreté tout en réduisant l'effort de calcul par rapport aux approches classiques. La dernière partie a été dédiée à la description des réseaux que nous allons utiliser dans la suite du mémoire.

Dans le chapitre suivant, nous allons explorer les différentes méthodes d'optimisation de la topologie des réseaux de distribution.

Chapitre III

Outils pour l'optimisation d'un réseau de distribution en régime normal d'exploitation

CHAPITRE III	75
III.1. INTRODUCTION.....	78
III.2. FORMULATION MATHÉMATIQUE DU PROBLÈME D'OPTIMISATION.....	78
<i>III.2.1. Généralités</i>	78
<i>III.2.2. Formulation des critères à optimiser</i>	79
III. 2.2.a) Les pertes Joules	80
III. 2.2.b) Le profil de tension	80
III. 2.2.c) La fiabilité	81
III. 2.2.d) Fonction multi-objectif	81
<i>III.2.3. Formulation des contraintes</i>	82
III. 2.3.a) Contraintes de sécurité	82
III. 2.3.b) Contraintes de topologie	83
III. 2.3.c) Contraintes sur le nombre de manœuvres.....	84
<i>III.2.4. Optimisation combinatoire</i>	85
III. 2.4.a) Caractéristiques du problème d'optimisation de la topologie d'un réseau	85
III. 2.4.b) La théorie de la complexité	86
III. 2.4.c) Analogie du problème à résoudre avec un problème NP - complet.....	88
III.3. APPROCHES DE RÉSOLUTION TESTÉES	90
<i>III.3.1. Positionnement des méthodes utilisées par rapport à l'existant</i>	90
<i>III.3.2. Approche exhaustive pour la recherche de la topologie optimale</i>	91
<i>III.3.3. Méthode de type « glouton » pour la recherche de la configuration optimale</i>	93
III. 3.3.a) Fermeture séquentielle de branches (FSB).....	93
III. 3.3.b) Ouverture séquentielle de branches (OSB)	95
<i>III.3.4. Méthode heuristique de type permutation de branches</i>	99
III. 3.4.a) Principe	99
III. 3.4.b) Le choix de la configuration de départ pour la méthode de permutation de branches.....	100
III. 3.4.c) Détermination du voisinage d'une configuration	101
III. 3.4.d) L'exploration du voisinage	102
III. 3.4.e) Comment orienter la recherche vers la configuration de substitution.....	105
III. 3.4.f) Prise en compte des contraintes d'inégalité	107
<i>III.3.5. Approche de résolution avec un algorithme génétique</i>	109
III. 3.5.a) Méthodes méta heuristiques pour la résolution des problèmes combinatoires	109
III. 3.5.b) Considérations générales sur les algorithmes génétiques	110
III. 3.5.c) Les opérations de croisement et de mutation sur les arbres couvrants (topologies radiales)	114
III. 3.5.d) Lemme de Kruskal pour les arbres couvrants	116
III. 3.5.e) Quelques définitions et propriétés des matroïdes	117
III. 3.5.f) Description des principales opérations de l'algorithme génétique développé dans cette étude	119

III.4. CONCLUSIONS 126

III.1. Introduction

Nous allons nous intéresser, dans ce chapitre, aux méthodes d'optimisation de la topologie des réseaux de distribution. Tout d'abord, nous allons expliquer les objectifs d'optimisation et les contraintes prises en compte dans notre étude. Après un état de l'art sur les méthodes d'optimisation le plus souvent utilisées pour ce genre de problème et leur formulation mathématique, nous allons présenter les approches de résolution explorées dans notre étude : une approche déterministe reposant sur des règles heuristiques et une approche stochastique. Pour chacune de ces différentes approches, nous avons étudié plusieurs méthodes que nous présentons dans ce chapitre.

III.2. Formulation mathématique du problème d'optimisation

III.2.1. Généralités

Le terme *optimisation* fait référence à un choix que l'on doit faire parmi plusieurs solutions possibles tout en respectant un ensemble de contraintes. Concernant la topologie du réseau de distribution, on peut chercher une topologie optimale dans le cadre de deux situations : en *régime normal* et en *régime d'incident*.

En *régime normal* de fonctionnement, on cherche la topologie qui répond le mieux aux critères considérés (i.e. minimiser les pertes Joules par exemple) et qui respecte les contraintes topologiques et électrotechniques.

On peut également parler d'optimisation lors du processus de restauration du réseau *après un incident*. Dans ce cas, lorsqu'il existe plusieurs possibilités de reprendre les charges non alimentées, on peut chercher la solution qui engendre le nombre le plus réduit de manœuvres sans créer de surcharges sur les lignes. Lorsque la totalité des charges ne peut pas être alimentée, on peut ainsi chercher la configuration qui permet d'alimenter un maximum de charges, considérées comme *prioritaires*.

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à l'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution en régime normal d'exploitation.

Nous avons montré dans le chapitre précédent que la structure du réseau de distribution est caractérisée par l'existence de boucles (deux départs connectés ou une boucle interne sur un départ). Aujourd'hui, un point *normalement ouvert* est défini au niveau de chaque boucle. Résoudre un problème d'optimisation de la topologie en régime normal suppose l'identification des points d'ouverture au niveau de chaque boucle afin d'optimiser un ou

plusieurs critères. Intuitivement, en listant toutes les possibilités et en vérifiant le respect des contraintes, on pourrait identifier l'ensemble optimal des points d'ouverture. Cela pourrait être possible lorsque les boucles sont toutes indépendantes les unes des autres. Cependant, dans les réseaux de distribution réels, nous constatons que ce n'est pas le cas. Plusieurs boucles sont adjacentes (voir le réseau *IEEE2* illustré sur la Figure II.31). De ce fait, le nombre de combinaisons possibles entre des interrupteurs qui devront être fermés et les interrupteurs qui devront être ouverts augmente considérablement. Cependant lister et analyser toutes les configurations possibles devient une tâche non réalisable. Il est donc nécessaire d'avoir recours à des techniques d'optimisation qui permettront d'identifier l'ensemble optimal d'interrupteurs ouverts et fermés.

Le problème d'optimisation peut être formulé de la manière suivante :

<i>Minimiser</i> $f(I, U, Z)$: fonction objectif	
<i>Sujet aux contraintes:</i>		
$g(I, U, Z) = 0$: les lois de Kirchhoff (lois des nœuds et lois des mailles)	<i>III-1</i>
$h(I, U, Z) \leq 0$: les contraintes de sécurité	
$j(Z) = 1$: contrainte de topologie	
$k(Z) \leq 0$: contrainte sur les manœuvres	

avec :

I : ensemble des courants dans les lignes ;

U : ensemble des tensions nodales ;

j : fonction exprimant les contraintes de topologie ;

k : fonction exprimant les contraintes sur le nombre de manœuvres ;

Z : ensemble des états ouvert/fermé des branches tels que :

$z_i = 1$ si la branche i est fermée ;

$z_i = 0$ si la branche i est ouverte.

III.2.2. Formulation des critères à optimiser

Le problème d'optimisation de la topologie d'un réseau de distribution est lié à un ou plusieurs objectifs que l'on essaye de minimiser (ou maximiser). Les principaux objectifs que nous avons considérés dans nos travaux sont : **la minimisation des pertes Joules, l'optimisation du profil de tension et la minimisation de l'énergie non distribuée** lors de

défauts permanents au niveau du réseau HTA. Nous allons exprimer ces objectifs par des expressions mathématiques que nous avons intégrées dans les algorithmes d'optimisation.

III. 2.2.a) Les pertes Joules

Comme nous l'avons montré dans le premier chapitre, la réduction des pertes Joules devient une priorité pour les opérateurs de réseaux de distribution, surtout dans un contexte dérégulé et concurrentiel. Cela permet une réduction des coûts de distribution d'énergie et entraîne une augmentation des marges de transit sur les lignes électriques ainsi qu'une amélioration du profil de tension. Pour exprimer cet objectif dans un algorithme d'optimisation, nous avons utilisé l'expression (III-2) :

$$f_{\text{objectif}} = \sum_k R_k \cdot I_k^2$$

III-2

où R_k : la résistance de la branche k ;

I_k : le module du courant complexe dans la branche k ;

Minimiser l'expression III-2 conduit à une réduction d'un des coûts d'exploitation. Cependant, ce coût dépend aussi des manœuvres engendrées par les changements de topologie. Il s'agit de l'ensemble des coûts liés à l'intervention de l'exploitant et à la diminution de la durée de vie des interrupteurs (on rappelle qu'ils sont caractérisés par un nombre limité de manœuvres). Cependant, cette évaluation s'avère très difficile à cause du manque de données exactes sur l'exploitation, des différents types et technologies d'interrupteurs sur les réseaux et des différents coûts d'exploitation pratiqués par les différents distributeurs.

III. 2.2.b) Le profil de tension

Une préoccupation très importante des opérateurs de réseaux de distribution consiste à maintenir une tension d'alimentation dans une fourchette de $\pm 5\%$ autour de la tension nominale (hors réseaux BT). Plusieurs actions peuvent être menées afin d'assurer un bon profil de tension : commutation automatique des prises au niveau du régulateur en charge du transformateur dans le poste source, commutation des gradins de condensateurs au niveau du jeu de barre dans le poste source, participation des producteurs indépendants au réglage de tension par le changement de consigne de puissance réactive injectée/soutirée sur le réseau [RAM - 06], [RIC - 06], [CAI - 04] et le changement de la topologie du réseau.

Dans les algorithmes d'optimisation de la topologie, on cherche à équilibrer le profil de tension en essayant de minimiser la somme des écarts relatifs de la tension en chaque nœud par rapport à la tension nominale (voir l'expression III-3). Ces écarts sont pondérés en fonction de la puissance souscrite au niveau de chaque nœud. En effet, une déviation de 5 % par rapport à la tension nominale n'a pas le même effet pour un consommateur ayant une puissance souscrite de 5 MVA ou de 20 kVA.

$$f_{\text{objectif}} = \sum_i \frac{|U_n - U_i|}{U_n} \cdot c_{\text{pond } i} \quad \text{III-3}$$

où U_n : la tension nominale ;

U_i : la tension dans le nœud i ;

$c_{\text{pond } i}$: coefficient de pondération du nœud i

III. 2.2.c) La fiabilité

Dans le chapitre II.5.3, nous avons présenté une formule de calcul pour l'*Energie Non Distribuée approchée*. Nous rappelons que cette formule n'est qu'une approximation de l'*Energie Non Distribuée* du fait que l'on prend en compte seulement les coupures brèves. La fonction objectif à minimiser sera donc l'*Energie Non Distribuée approchée* calculée pour l'ensemble des départs d'un réseau (III-4).

$$f_{\text{objectif}} = \sum_{i=1}^{N_{\text{dep}}} \text{END}_{\text{AP}}(i),$$

où $\text{END}_{\text{AP}}(i)$: END annuelle probabilisée approximative suite aux défauts permanents pour le départ i . III-4

III. 2.2.d) Fonction multi-objectif

Des combinaisons linéaires de plusieurs objectifs peuvent être utilisées afin d'optimiser plusieurs critères à la fois (voir l'expression III-5). Par contre, la détermination des coefficients c_i s'avère être une tâche difficile.

$$f_{\text{multiobjectif}} = c_1 \cdot f_{\text{objectif } 1} + c_2 \cdot f_{\text{objectif } 2} + c_3 \cdot f_{\text{objectif } 3} + \dots \quad \text{III-5}$$

Il existe plusieurs techniques reposant sur la théorie de la frontière de Pareto pour la résolution des problèmes d'optimisation multi objectif [ZIT - 99].

III.2.3. Formulation des contraintes

III. 2.3.a) Contraintes de sécurité

Nous appelons *contraintes de sécurité* les contraintes liées à la tension au niveau de chaque nœud du réseau et aux courants sur chaque branche du réseau.

Concernant **l'amplitude de la tension**, chaque compagnie d'électricité est tenue de respecter un intervalle dans lequel la tension peut varier au cours de l'exploitation. Il faut donc, lorsque l'on cherche une configuration de réseau, que la tension en chaque nœud soit comprise entre $V_{\text{nominal}} \pm 5 \%$ pour le réseau HTA et $U_{\text{nominal}} +6/-10 \%$ pour le réseau BT (ces limites étant valables pour les réseaux français). Cette contrainte est exprimée de la manière suivante (III-6) :

$$\frac{|V_{in} - V_i|}{V_{in}} < \varepsilon_{i \max}$$

où : V_{in} : tension nominale au nœud i

V_i : module de la tension au nœud i

$\varepsilon_{i \max}$: écart de tension maximale admissible

III-6

En général, dans les réseaux de distribution, les charges sont inductives. On observe donc des chutes de tension plutôt que des élévations. Cependant, le raccordement des producteurs indépendants conduit à des élévations locales de la tension qui pourront dépasser les limites admissibles [RAM - 06].

Une autre contrainte de sécurité est liée aux **courants sur les branches** qui ne doivent pas dépasser les courants maximaux admissibles en régime permanent, garantis par les constructeurs. Nous exprimons cette contrainte sous la forme (III-7) :

$$\frac{|I_j|}{I_{j \max \text{ adm}}} < 1$$

où : I_j : le courant sur la branche j

$I_{j \max \text{ adm}}$: le courant maximal admissible dans la branche j

III-7

III. 2.3.b) Contraintes de topologie

Lorsque l'on cherche une topologie de réseau, celle-ci doit respecter, en plus des contraintes de sécurité, des contraintes de topologie. Dans l'exploitation actuelle des réseaux, il faut s'assurer que, pour chaque nœud du réseau, il existe un seul chemin par lequel on peut atteindre tout autre nœud du réseau. Autrement dit, il faut que chaque nœud soit connecté à un seul poste source et par un seul chemin.

Si l'on veut exprimer cette contrainte dans la théorie des graphes, il faut que la topologie recherchée corresponde à un arbre couvrant du graphe qui modélise la structure générale du réseau. Dans le chapitre II, nous avons donné la formule pour déterminer le nombre de boucles dans un graphe (III-8) :

$$Nb_boucles = Nb_arêtes - Nb_sommets + 1 \quad III-8$$

Cela signifie qu'il faut ouvrir un nombre de branches égal au nombre de boucles calculé avec la formule III-8 afin d'obtenir un arbre couvrant. Cependant, cette condition est nécessaire mais pas suffisante pour assurer le respect de la contrainte de topologie. Il faut aussi s'assurer qu'aucun nœud n'est isolé (s'assurer que le graphe est connexe) pour l'ensemble des branches et qu'il n'existe pas de boucles (plusieurs chemins possibles entre certains nœuds et les sources). Nous exprimons la contrainte de topologie sous la forme suivante [CHE - 92] :

$$\forall x_i, x_j \in N, \exists C_i \cup C_j \quad (\text{soit} \quad \prod_k z_{i_k} \cdot \prod_k z_{j_k} = 1)$$

où N : l'ensemble des nœuds du graphe III-9

$C_i \cup C_j$: l'unique chemin reliant les nœuds i et j

z_{i_k} et z_{j_k} : les états topologiques (0 ou 1) des n branches qui constituent le chemin $C_i \cup C_j$;

k : indice des branches qui constituent le chemin $C_i \cup C_j$.

La relation III-9 exprime le fait qu'il existe toujours un seul chemin qui relie n'importe quel couple de nœuds du réseau. Autrement dit, si on réalise un *parcours de graphe* à partir de n'importe quel nœud du réseau, on pourra visiter l'ensemble des nœuds.

Pendant notre étude, nous avons aussi pris en compte l'exploitation possible du réseau avec un certain nombre de boucles. Pour cela, le nombre de branches à ouvrir est inférieur à celui

déterminé avec la relation III-8. La condition III-9 doit être aussi vérifiée. Cependant, pour certaines paires de nœuds i et j , il peut exister plusieurs chemins $C_i \cup C_j$.

Lors d'une exploitation avec des boucles, d'autres contraintes topologiques apparaissent. Ces contraintes sont liées aux avantages induits par une telle pratique d'exploitation. Certains clients, *appelés prioritaires*, peuvent être connectés à deux postes source ou bien à un même poste source mais par deux voies d'alimentation pour des raisons évidentes de fiabilité. Nous exprimons cette contrainte de la manière suivante (III-10) :

$$\forall x_i \in N_P, \forall x_j \in N_S, \exists C_i \cup C_j \quad (\text{soit } \prod_k^n z_i^k \cdot \prod_k^n z_j^k = 1)$$

$$\text{et } Nb(C_i \cup C_j) \geq 2$$

où N_P : l'ensemble des nœuds prioritaires

N_S : l'ensemble des nœuds sources

III-10

$C_i \cup C_j$: le chemin reliant les nœuds i et j

$Nb(C_i \cup C_j)$: le nombre de chemins entre le nœud i et le nœud j .

z_i et z_j : les états topologiques (0 ou 1) des n branches qui constituent le chemin $C_i \cup C_j$;

k : indice des branches qui constituent le chemin $C_i \cup C_j$.

III. 2.3.c) Contraintes sur le nombre de manœuvres

Le changement d'une configuration de réseau en régime normal d'exploitation suppose la fermeture et l'ouverture d'un certain nombre de paires d'interrupteurs. Lorsque l'on cherche une configuration optimale, on impose en plus une contrainte sur le nombre de manœuvres, afin de réduire l'effort d'exploitation du réseau pour passer d'une configuration initiale vers une meilleure configuration (i.e. fournie après un calcul d'optimisation). Nous exprimons cette contrainte sous la forme suivante :

$$N_{man} = \sum_i |z_{i \text{ initial}} - z_{i \text{ final}}| \leq N_{man \text{ max}}$$

où N_{man} : le nombre de manœuvres ;

III-11

$N_{man \text{ max}}$: le nombre maximal de manœuvres ;

$z_{i \text{ initial}}$: l'état initial de la branche i ;

$z_{i \text{ final}}$: l'état final (dans la configuration optimale) de la branche i ;

Nous allons revenir sur la transition entre deux configurations au cours du paragraphe V.3 du chapitre V. En effet, les étapes de cette transition seront indiquées soit par l'algorithme d'optimisation soit par un algorithme fondé sur la théorie des graphes que nous allons décrire par la suite.

III.2.4. Optimisation combinatoire

III. 2.4.a) *Caractéristiques du problème d'optimisation de la topologie d'un réseau*

L'identification de la nature et des caractéristiques du problème d'optimisation à résoudre joue un rôle important pour le choix de la méthode d'optimisation.

A partir des critères d'optimisation et des contraintes listées dans les paragraphes précédents, nous pouvons déduire qu'il s'agit d'un problème d'optimisation non linéaire (i. e. les équations pour le calcul de répartition de charges sont non linéaires). Nous rappelons que la solution de notre problème est donnée par l'état (ouvert/fermé) de chaque branche du réseau. Il s'agit donc d'un problème d'optimisation avec des variables discrètes (binaires). L'espace des solutions est constitué par un ensemble discret. Cet ensemble est fini mais comporte un grand nombre d'éléments. Dans le cas des réseaux de distribution, il existe un nombre important de variables de décision (i. e. interrupteurs télécommandés). Nous rappelons aussi que l'on cherche un état pour chaque branche du réseau qui minimise (maximise) une fonction objectif.

Par conséquent, nous devons résoudre un problème d'optimisation combinatoire. Le célèbre problème du « *voyageur de commerce* » [AAR - 97], qui consiste à minimiser la tournée du voyageur qui doit visiter un certain nombre de villes, est un exemple de problème d'optimisation combinatoire.

Pour la minimisation des pertes Joule d'un réseau, les pertes sur chaque ligne correspondent à la longueur des *chemins entre les villes*. Cependant, les pertes sur chaque ligne sont fonctions du courant qui la traverse et de sa résistance. Ce courant varie en fonction du chemin qui relie la ligne en question au poste source. Par conséquent, les décisions (état ouvert/fermé), que l'on prend à un moment donné de la résolution pour certaines branches, vont influencer « les coûts » des autres branches pour lesquelles il reste à « *décider de leur état* ». Ceci constitue la différence principale avec le problème du voyageur de commerce. Sur la Figure III-1, nous avons illustré une analogie entre notre problème et celui du « voyageur de commerce ».

Deux différences peuvent être soulignées. D'une part, dans le cas des réseaux électriques, il est possible de « passer de nouveau » par un point déjà visité (sans pour autant créer une boucle). D'autre part, le voyageur de commerce doit retrouver la ville de départ (ce qui n'est pas souhaité dans le cas des réseaux de distribution radiaux).

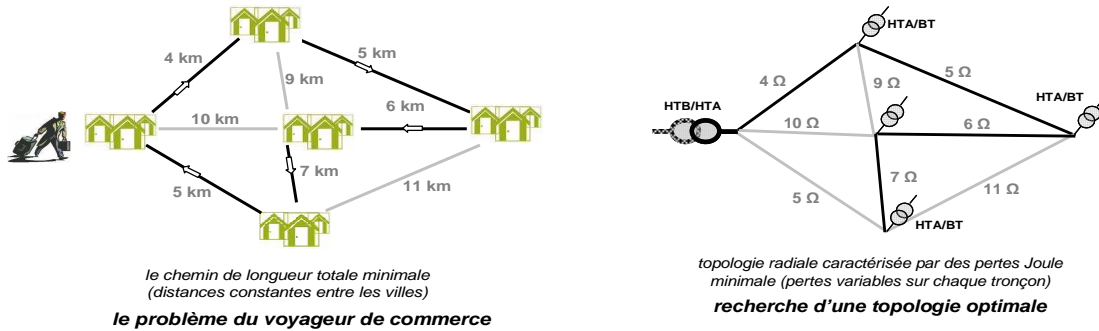


Figure III-1: Analogie entre le problème du voyageur de commerce et la recherche d'une topologie optimale

Du point de vue théorique, les problèmes d'optimisation combinatoire sont faciles à résoudre. On imagine l'énumération de toutes les solutions possibles (dans notre cas, l'ensemble des arbres couvrants dans un graphe), l'évaluation de chacune des solutions et l'identification de celle qui respecte toutes les contraintes et qui minimise (maximise) le critère considéré. Cependant, cette méthode s'avère être non utilisable pour des problèmes avec un nombre important de variables de décision.

III. 2.4.b) La théorie de la complexité

Le problème d'optimisation peut être également formulé comme un problème de décision. Ce type de problème suppose qu'à partir d'un ensemble d'instances (données d'entrée), un algorithme doit donner une réponse de type *oui* ou *non*. Par exemple, la formulation de notre problème comme un *problème de décision* pourrait être faite de la manière suivante :

Soit un nombre réel N , est-ce qu'il existe une configuration de réseau qui respecte l'ensemble des contraintes et qui est caractérisée par des pertes Joule inférieures à N kW ?

Les deux formulations (celle sous forme classique et celle sous forme d'un problème de décision) pourront être considérées comme équivalentes. Si on sait résoudre le problème de décision, le problème d'optimisation peut être résolu en testant plusieurs valeurs de M . Par

exemple, pour le problème du « voyageur de commerce », il n'existe pas aujourd'hui un algorithme qui permet de trouver la solution optimale, pour un grand nombre d'instances (villes), en un temps de calcul proportionnel à N^n (avec N le nombre de villes et n une constante entière) [GAR - 79].

Dans la *théorie de la complexité* [GAR - 79], les auteurs classent les problèmes de décision en fonction de la complexité des algorithmes qui existent pour les *décider*¹. Afin de pouvoir situer le problème d'optimisation combinatoire que l'on doit résoudre parmi d'autres problèmes combinatoires, nous allons résumer les principales classes de problèmes (voir le schéma de la Figure III-2).

On dit qu'un problème de décision est dans la classe P s'il peut être *décidé* (ou s'il est *décidable*) par un **algorithme déterministe** (i.e. un algorithme qui examinerait toutes les solutions possibles) en un temps *polynomial* par rapport à la taille de l'instance. Par exemple, pour répondre à la question « *Existe-t-il un chemin entre n'importe quel couple de nœuds d'un graphe ?* », nous avons présenté, dans le chapitre II, l'algorithme de *parcours en profondeur* d'un graphe. Le temps d'exécution de cet algorithme est déterminé dans la théorie de la complexité comme étant une fonction polynomiale (s^2) de s (le nombre de nœuds du graphe).

Dans la classe *Non – déterministe Polynomial* (NP), on place les problèmes dits *décidables*, pour lesquels la réponse *oui* ou *non* peut être décidée par un **algorithme non – déterministe** en un temps polynomial par rapport à la taille de l'instance. Une autre formulation consiste à dire que pour une *solution donnée* à un problème NP, on peut trouver un algorithme pour la valider dans un temps polynomial. Par contre, le nombre de solutions à tester pour résoudre le problème est exponentiel par rapport à la taille de l'instance.

Dans une classe donnée (i.e. la classe NP), on considère un problème comme étant *difficile* si ce problème est au moins aussi difficile que le reste des problèmes de la même classe. Autrement dit, un problème p est difficile dans une classe si tout autre problème q de la même classe peut être réduit à p . La *réduction* suppose une transformation de toutes les instances de q dans une instance de p . Si on trouve donc un algorithme pour résoudre p , on saura résoudre q . De plus, cette réduction doit se réaliser avec un algorithme polynomial. Les problèmes les plus difficiles de la classe NP sont appelés *NP – difficiles*.

¹ On entend par le terme « décider » que l'on sait répondre par oui ou par non à la question sur l'existence d'une solution au problème de décision posé.

Nous finissons l'ensemble des définitions par les problèmes de type *NP – complets*. Pour qu'un problème donné soit *NP – complet*, il faut qu'il soit déjà dans la classe *NP* (donc un problème décidable) et, de plus, il faut qu'il soit *NP – difficile*.

Il existe une liste de problèmes *NP – complets*, dont celui du voyageur de commerce fait partie. Les problèmes sont classés de façon incrémentale, la classe d'un nouveau problème étant déduite de la classe d'un ancien problème. Le premier problème qui a été classé comme *NP – complet* par le mathématicien S. Cook est le problème de satisfaction SAT. Le lecteur pourra se référer à [COO - 71] pour de plus amples détails quant à ce problème.

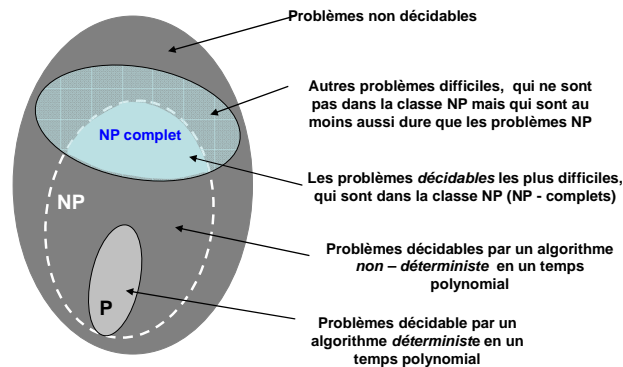


Figure III-2 : Classification des problèmes en fonction de la complexité des algorithmes qui existent pour les résoudre

III. 2.4.c) Analogie du problème à résoudre avec un problème *NP - complet*

Plusieurs auteurs ont considéré le problème de recherche d'une topologie optimale d'un réseau de distribution comme étant un problème *NP – complet* [DUA - 02], [WU - 04]. Dans la référence [DUA - 02], les auteurs ont modélisé le problème de reconfiguration comme un *problème de recherche d'arbre de Steiner*. La formulation mathématique de ce problème est la suivante :

Soit $G(N, B)$, un graphe non – orienté (Figure III-3a) avec N l'ensemble de nœuds et B , l'ensemble de branches, chacune des branches en B étant associée à un coût (poids) positif. Soit un sous-ensemble de nœuds (appelés terminaux) $X \subset N$ que l'on doit alimenter à partir d'un nœud source $s \subset N$. Est-ce qu'il existe un arbre couvrant pour alimenter l'ensemble X de nœuds terminaux à partir de s et en passant par un sous ensemble de nœuds connecteurs

$C \subseteq N - X$ (appelés nœuds Steiner), caractérisé par un coût total inférieur à une valeur $k \in R^+$ (Figure III-3b)?

Lorsque l'ensemble de nœuds terminaux devient égal au nombre de nœuds du réseau (c'est-à-dire $X=N$, et donc l'ensemble $C=0$), le problème devient une recherche d'arbre couvrant de poids minimal avec capacité (Capacitated Minimum Steiner Tree ou CMST, Figure III-3c).

Ces deux problèmes sont inscrits dans la liste de problèmes NP complets [GAR - 79].

Dans cette même référence [DUA - 02], on considère que le flux (i.e. courant électrique) qui transite dans chaque branche est une grandeur complexe et le coût associé à chaque branche (i.e. les pertes Joule, Figure III-3d) est une fonction convexe du flux transité. On peut donc réduire le problème CMST à notre problème de recherche de configuration optimale d'un réseau de distribution.

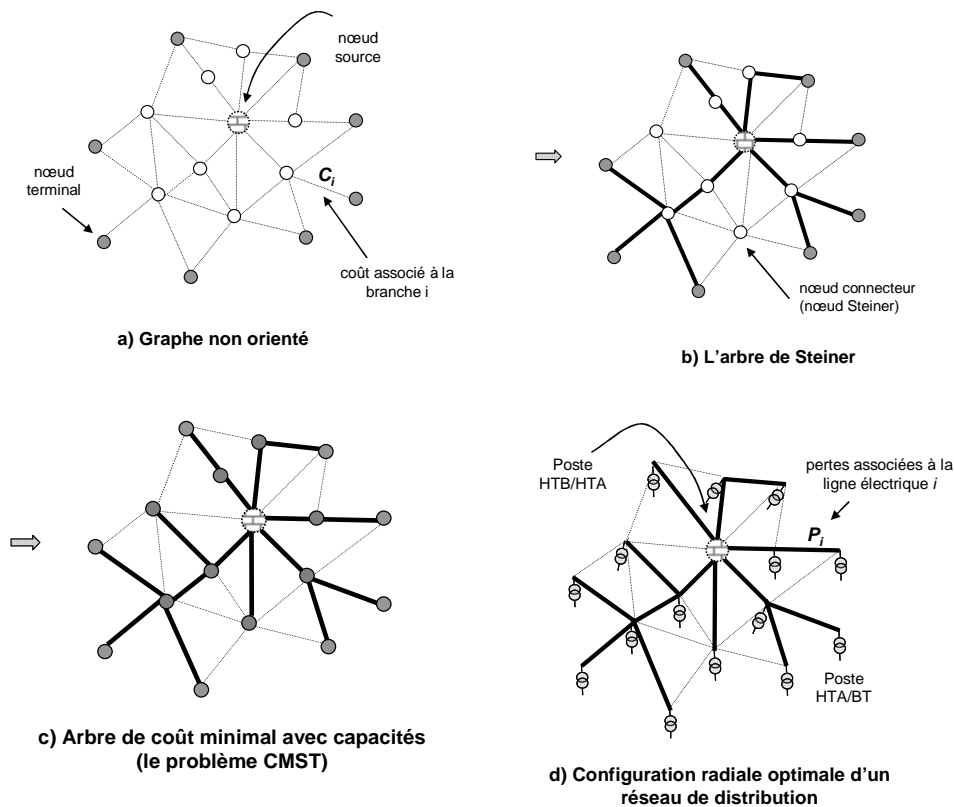


Figure III-3 : Analogie entre le problème de l'arbre de Steiner et la recherche d'une configuration optimale d'un réseau de distribution

En conclusion, la recherche d'un schéma optimal d'un réseau de distribution fait partie d'une classe de problème que l'on ne peut pas résoudre aujourd'hui avec un algorithme polynomial.

En effet, il existe plusieurs catégories d'algorithmes qui ont tenté d'approcher la solution optimale :

- les *algorithmes gloutons*, qui font un choix optimal local, dans l'espoir que le résultat final sera un optimum global, et qui ne reviennent pas sur leurs choix antérieurs;
- les algorithmes reposant sur la *programmation dynamique*, valables dans les cas pour lesquels la fonction objectif à minimiser peut être considérée comme une somme de plusieurs fonctions monotones, non-décroissantes ; on détermine ainsi la solution optimale d'un problème à partir de la solution optimale d'un sous problème ;
- les algorithmes de *séparation et évaluation* (en anglais *branch and bound*), qui énumèrent d'une manière implicite toutes les solutions possibles du problème mais qui évitent l'énumération d'une grande partie des solutions non valides, en se fondant sur les propriétés du problème.
- les algorithmes heuristiques, qui utilisent des règles empiriques simples et rapides pour faciliter la recherche dans le domaine des solutions des problèmes de décision.
- les algorithmes méta heuristiques qui sont des stratégies qui permettent de guider la recherche d'une solution optimale en se reposant sur une exploration efficace de l'espace de recherche. Ils sont inspirés par des analogies avec la physique (recuit simulé, diffusion simulée), avec la biologie (algorithmes évolutionnaires, recherche avec tabous) et avec l'éthologie (colonies de fourmis, essais particuliers).

Dans le paragraphe suivant, nous allons présenter les méthodes que nous avons utilisées pour la recherche de la topologie optimale des réseaux de distribution.

III.3. Approches de résolution testées

III.3.1. Positionnement des méthodes utilisées par rapport à l'existant

Dans les paragraphes suivants, nous allons décrire quelques méthodes de résolution que nous avons retenues d'après la littérature technique pour la recherche d'une topologie optimale d'un réseau de distribution. Dans la référence [NAR-03], les auteurs présentent une synthèse des algorithmes pour la reconfiguration optimale des réseaux de distribution, publiés dans les journaux et les conférences IEEE jusqu'à l'année 2002. Dans le Tableau III-1, nous avons poursuivi cette synthèse. Pour ces dernières années, nous avons constaté une préoccupation majeure pour les algorithmes évolutionnaires. Cependant, entre les années 1990 et 2002, les méthodes heuristiques semblaient avoir plus intéressé les chercheurs. On note la référence

[MOR - 00] qui tente une approche exhaustive afin de déterminer la solution optimale du problème de reconfiguration optimale.

Tableau III-1 : Poursuite de la synthèse des travaux sur la reconfiguration optimale des réseaux de distribution

Année	2003	2004	2005	2006	2007
Programmation dynamique	[MOM 03]				
Evolution différentielle	[SU 03]				
Transfert de charge	[BRO 03]			[DAS 06]	
Algorithmes gloutons		[LOP 04]	[GOM 05], [SCH 05]	[CHO 06], [GOM 06],	
Programmation sous contraintes		[CAI 04]			
Essais particuliers				[WAN 06]	
Réseaux neuronaux				[SIT 06], [SAL 06]	
Algorithmes génétiques Algorithme évolutionnaire	[RAD 03],	[HAS 04], [WAN 04], [SHI 04]	[DEL 05], [PRA 05], [CAL 05], [RAM 05], [HON 05],	[LOP 06], [SIV 06]	[ENA 07]
Réduit simulé		[COE 04]	[LI 05]		
Recherche Tabou		[SHI 04], [GUI 04]			
Colonies de fourmis			[CHA 05], [AHU 05], [HON 05]	[PER 06]	

Dans notre étude, nous avons considéré trois approches de résolution : une approche exhaustive, des algorithmes heuristiques de type glouton et des algorithmes évolutionnaires (algorithmes génétiques).

III.3.2. Approche exhaustive pour la recherche de la topologie optimale

Cette approche consiste à énumérer l'ensemble des solutions « possibles », les évaluer et déterminer celle qui satisfait le plus l'objectif à minimiser. L'approche n'est pas adaptée pour résoudre des problèmes de taille importante (i.e. réseaux de distribution avec un nombre important de boucles et d'interrupteurs télécommandés). Nous avons cependant considéré cette approche afin d'identifier avec certitude la solution optimale pour des problèmes de taille réduite et de pouvoir ainsi comparer les résultats donnés par d'autres approches de résolution. Pour le problème de reconfiguration optimale, le nombre de solutions possibles peut être calculé en considérant pour chaque branche manœuvrable ses deux états possibles. Le nombre de solutions est alors de $2^{Nb_{br_man}}$. Dans le chapitre II, nous avons montré comment calculer le nombre de branches à ouvrir pour obtenir une configuration radiale dans un réseau de distribution. On peut écarter un ensemble important de configurations (celles dont le nombre de branches ouvertes est différent de celui calculé dans le chapitre II). On

calcule ensuite les combinaisons entre le nombre total de branches manœuvrables et le nombre de branches fermées. Sur la Figure III-4 (gauche), nous avons montré un exemple de calcul du nombre de solutions possibles pour le réseau d'étude *IEEE1* (voir § II.6). Ce réseau contient 37 branches et 5 boucles (donc 5 interrupteurs à ouvrir). Le nombre de solutions calculées avec la formule combinatoire (Nb_sol_1) représente le nombre maximal de solutions à explorer par un algorithme de recherche. Sur la partie droite de la Figure III-4, nous illustrons l'évolution du nombre de solutions possibles (Nb_sol_1) pour une variation du nombre de branches à ouvrir pour la topologie IEEE1.

Cependant, Nb_sol_1 ne représente pas le nombre de solutions admissibles (i.e. de configurations radiales, $Nb_sol_{admissibles}$). Nous rappelons que respecter le nombre de branches à ouvrir dans un réseau ne constitue pas une condition suffisante pour assurer la contrainte topologique d'arborescence.

Nous avons développé un algorithme reposant sur des techniques de programmation logique (*Prolog*, [BEL - 94]) qui permet de déterminer toutes les configurations radiales à partir d'une base de données. Par exemple, pour le réseau *IEEE1*, l'algorithme Prolog va tester seulement $C = 435897$ combinaisons (sur $2^{37} = 1.3744 \cdot 10^{11}$) afin d'identifier les solutions admissibles (c'est-à-dire radiales).

$$Nb_sol_0 = 2^{Nb_total_branches} = 2^{37} = 1.3744 \cdot 10^{11}$$

$$Nb_sol_1 = C_{Nb_total_branches}^{Nb_total_branches - Nb_br_ouvrir} \\ = C_{37}^{37-5} = 435897$$

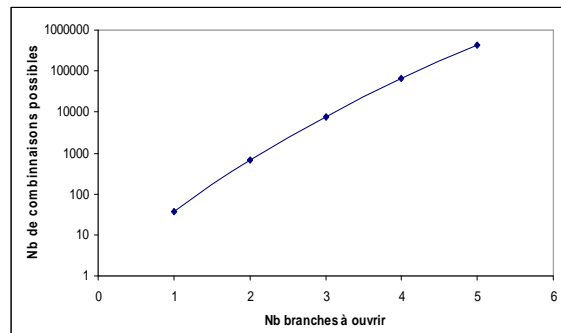
$$Nb_sol_{admissibles} = 50751$$

$Nb_total_branches$: nombre total de branches

Nb_br_ouvrir : nombre fixe de branches à ouvrir

Nb_sol_1 = nombre de solutions possibles

$Nb_sol_{admissibles}$ = nombre de solutions admissibles
(configurations radiales) déterminées avec Prolog



Variation du nombre de solutions possibles en fonction du nombre de branches à ouvrir (réseau *IEEE1*)

Figure III-4 : Calcul combinatoire des solutions possibles pour le réseau d'étude Baran

Dans l'annexe 1, nous présentons une synthèse de l'algorithme de programmation logique écrit en langage *Prolog*. Une fois ces configurations déterminées, on réalise une évaluation numérique (calcul de répartition de charges) afin de tester les contraintes de sécurité et de

classer les configurations en fonction du critère d'optimisation choisi (i.e. pertes Joule). Cette approche est bien évidemment envisageable pour des réseaux de taille raisonnable (réseaux *test*). Par exemple, on ne pourrait pas l'utiliser pour le réseau *IEEE2* (où il existe 79 branches manœuvrables et 11 branches ouvertes). L'algorithme Prolog devra tester $C = 9.037 \times 10^{12}$ solutions possibles. Même si on utilisait un ordinateur très performant, capable d'évaluer une solution en 1 μ s, on obtiendrait le résultat en approximativement 105 jours. Cependant c'est, à notre connaissance, la seule méthode certaine pour déterminer la solution optimale pour un problème combinatoire.

III.3.3. Méthode de type « glouton » pour la recherche de la configuration optimale

Face aux limitations de l'approche exhaustive, les méthodes de type « glouton » sont plus rapides mais le risque de fournir une solution éloignée de la solution optimale est élevé [VIZ - 01], [AAR - 97].

Ces méthodes construisent successivement la solution par des décisions considérées comme optimales localement et sans jamais remettre en cause une décision déjà prise auparavant. Il existe deux techniques « *gloutonnes* » souvent utilisées dans la recherche d'une topologie optimale :

- la *fermeture séquentielle de branches (FSB)* ;
- l'*ouverture séquentielle de branches (OSB)*.

Nous avons exploré seulement la méthode *OSB*. Pour la méthode *FSB*, on se contentera de donner seulement le principe de construction d'une solution optimale. Pour une description plus détaillée, nous invitons le lecteur à consulter les références [GOT - 97] et [CHE - 92].

III. 3.3.a) *Fermeture séquentielle de branches (FSB)*

Cette méthode construit une topologie arborescente en partant du graphe du réseau dont toutes les branches sont initialement ouvertes et les nœuds sont ainsi isolés. Comme son nom l'indique, à chaque pas de l'algorithme, on connecte au nœud source (i.e. le poste source HTB/HTA) un seul nœud isolé par la fermeture d'une seule branche (Figure III-5).

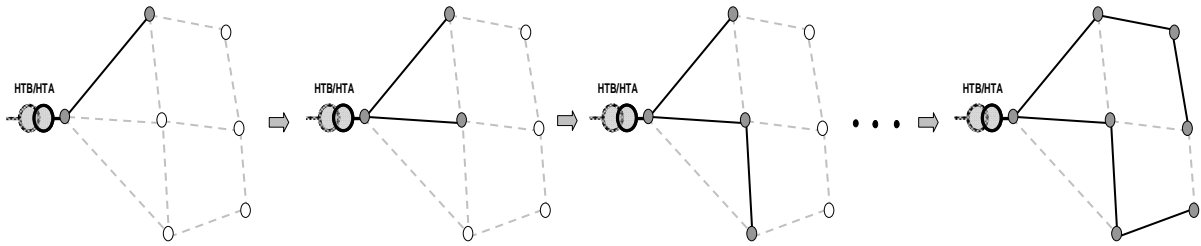


Figure III-5 : Construction d'une configuration radiale par la fermeture séquentielle de branches

Cette méthode d'optimisation repose sur l'algorithme de Moore – Dijkstra [COR - 90]. Cet algorithme permet de déterminer le chemin minimal entre un nœud source et tous les autres nœuds d'un graphe (chacune de branche étant caractérisée par un coût).

Pour la recherche d'une topologie optimale de réseau, le coût de chaque branche représente l'impédance de la ligne électrique associée. Nous cherchons donc le chemin d'impédance totale minimale entre le nœud source et chaque nœud du graphe qu'il reste à connecter. A un pas donné de l'algorithme, parmi tous les nœuds que l'on pourrait connecter par la fermeture d'une seule branche, on choisit celui caractérisé par une impédance minimale jusqu'au poste source.

Par exemple sur la Figure III-6, les nœuds qui pourront être connectés à la partie de l'arborescence déjà constituée sont : 4, 5, 6 (cerclés de rouge sur la figure de gauche). On peut constater que le nœud avec l'impédance minimale jusqu'au poste source est le nœud 4. Pour déterminer cette impédance, il suffit d'ajouter l'impédance de la branche située entre le nœud 4 à l'impédance qu'on avait déjà calculée pour le nœud 3.

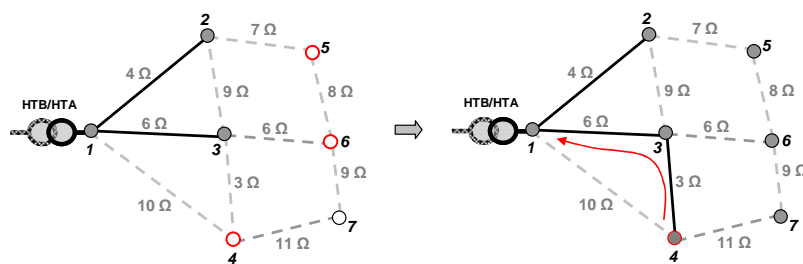


Figure III-6 : Application de l'algorithme de Moore Dijkstra pour la construction d'une configuration radiale

Lorsque l'on veut utiliser la méthode de fermeture séquentielle de branches pour la recherche d'une topologie optimale (voir les critères et les contraintes présentés dans le chapitre II), les coûts de chaque branche ne sont pas constants. Par exemple, lorsqu'on essaie de minimiser les pertes Joule, il faut recalculer les coûts de chaque branche située en amont du nœud qui vient

d'être connecté. Cependant, la FSB reste une des méthodes les plus rapides pour la recherche d'une topologie optimale du réseau.

En contrepartie, le choix optimal effectué à chaque itération ne garantit pas une solution finale optimale. De plus, cet algorithme peut être appliqué seulement pour la recherche de topologies radiales. Nous rappelons que dans nos travaux nous prenons également en compte l'exploitation des réseaux avec des boucles (topologies maillées). Nous avons donc décidé d'explorer plus en détail l'algorithme *OSB*.

III. 3.3.b) Ouverture séquentielle de branches (*OSB*)

Contrairement à l'algorithme précédent, l'*OSB* commence avec une configuration initiale pour laquelle toutes les branches sont connectées (réseau complètement maillé). La transition vers une configuration arborescente est réalisée par des ouvertures successives de branches appropriées (Figure III-7) sans séparer le réseau en plusieurs parties (i.e. condition d'existence d'un graphe connexe).

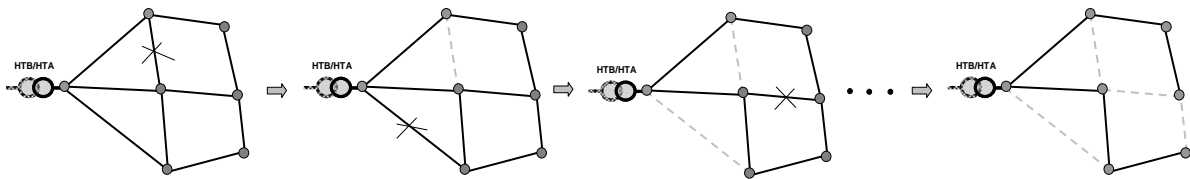


Figure III-7 : Principe général de la méthode d'ouverture séquentielle de branches

Afin de choisir la branche à ouvrir, on calcule la valeur de la fonction objectif pour la topologie de réseau issue du retrait de chaque branche testée. La branche pour laquelle on obtient la plus petite valeur de la fonction objectif et où les contraintes de sécurité sont respectées sera définitivement ouverte. Pour l'obtention d'un réseau radial, le processus d'ouverture de branches s'arrête après $B-N+1$ itérations (avec B le nombre de branches et N le nombre des nœuds du réseau étudié).

Comme pour l'algorithme *FSB*, il se peut que pour une étape donnée de l'algorithme, un choix qui s'est avéré être optimal à une étape précédente ne le soit plus. Sachant que les décisions sont irrévocables, on poursuit la recherche vers une solution sous optimale. En plus, le nombre d'évaluations du critère à optimiser (i.e. calcul de pertes Joule) est très élevé. A chaque étape, on doit réaliser ce calcul pour toutes les branches « candidates » à l'ouverture afin de faire le choix optimal. Pour des réseaux réels, avec un nombre important de branches et de boucles, la durée de calcul pourrait devenir très importante.

Les chercheurs d'Electricité de France, Merlin et Back [MER - 75], ont proposé une approche très intéressante afin d'accélérer l'algorithme OSB. Elle repose sur la remarque suivante : *on considère un réseau dont les charges (les GED) sont modélisées comme des soutirages (injections) de courants constants et pour lequel la première loi de Kirchhoff est respectée. Une répartition des transits d'énergie caractérisée par des pertes Joule minimales peut être obtenue en appliquant les lois de Kirchhoff, la loi des mailles étant satisfaite en considérant pour les impédance des lignes uniquement leurs résistances.*

Autrement dit, le minimum de pertes Joule dans un réseau est obtenu pour la topologie maillée en négligeant les réactances des lignes. Pour une démonstration de cette affirmation, nous invitons le lecteur à consulter l'annexe 2.

Par conséquent, à partir d'un réseau maillé, l'ouverture d'une branche provoque une augmentation des pertes dans le réseau. Pour obtenir une configuration radiale, on va donc ouvrir la branche qui s'éloigne le moins possible de la condition d'optimalité. Cela revient à dire qu'à chaque pas de l'algorithme, on ouvre la branche dont le courant est le plus faible. Sur la Figure III-8, nous montrons le schéma générique de l'approche proposée par Merlin et Back.

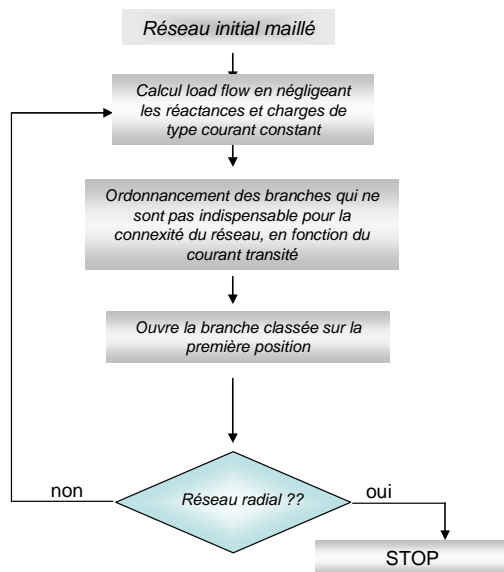


Figure III-8 : Schéma de l'algorithme d'OSB proposé par Merlin et Back

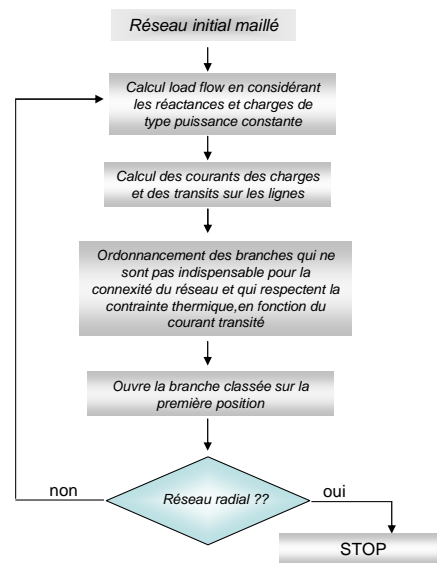


Figure III-9 : Schéma de l'algorithme d'OSB proposé par Shirmohammadi

L'approche de Merlin et Back est valable seulement pour des réseaux dont les charges sont modélisées par des courants constants. Un autre inconvénient de cette approche réside dans le fait que les contraintes de sécurité ne sont pas vérifiées au cours de l'algorithme.

Cependant, dans la référence [MER - 75], une approche exhaustive reposant sur une méthode de type séparation et évaluation est proposée afin de déterminer la configuration optimale et de la comparer avec celle trouvée par l'algorithme *OSB*. On montre dans cette même référence que les solutions données par l'algorithme *OSB* sont très proches de la solution optimale. Afin de généraliser cette approche, la référence [SHI - 89] propose un algorithme proche (Figure III-9) avec quelques modifications. Dans cette référence, on réalise un calcul de répartition de charge pour le réseau complétement maillé, avec des charges modélisées comme des soutirages de puissances constantes en prenant en compte les réactances. Après un calcul des courants de charges, il détermine les transits dans les branches en négligeant les réactances. La branche, qui respecte la connexité du graphe et dont le courant est le plus faible, sera définitivement ouverte.

Les hypothèses considérées dans notre étude (charges de type puissance constante), justifient l'utilisation d'une approche comme celle proposée par Shirmohammadi et que nous avons utilisée. Sur la Figure III-9, on constate qu'à chaque pas de l'algorithme, on réalise un calcul de répartition de charges et une vérification de la connexité du réseau. Or ces opérations constituent des tâches gourmandes en temps de calcul. Afin de réduire ce temps, pour chaque branche qui est ouverte (à une itération donnée), nous réalisons ensuite un parcours de graphe entre chaque nœud adjacent (voir les nœuds marqués avec des carrés sur la Figure III-10) et le prochain nœud de bifurcation (voir les nœuds marqués avec des étoiles sur la Figure III-10). Les branches (indiquées avec des flèches sur la Figure III-10) identifiées comme faisant partie du même arc (que la branche venant d'être ouverte, illustrée en pointillés sur la Figure III-10) seront consignées. Nous évitons ainsi, pour les prochaines étapes de l'algorithme, un parcours du réseau qui rejeterait ces branches comme candidate à changer d'état.

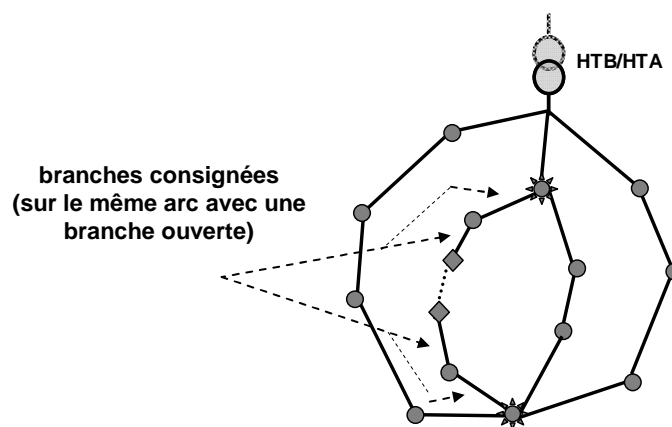


Figure III-10 : Réduction du domaine de recherche par la consignation des branches appartenant au même arc avec une branche ouverte

Une hypothèse importante est cependant faite lors de l'utilisation de cette approche. La configuration initiale étant maillée, il se peut qu'elle ne respecte pas les contraintes de sécurité liées aux courants maximaux sur certaines branches. En effet, le bouclage entre différents postes sources, avec des consignes différentes de tension au secondaire du transformateur HTB/HTA, peut conduire à des courants dits « de boucle ». Ces courants pourraient dépasser la limite thermique de certaines branches, alors que, dans le cas d'une configuration radiale, cette contrainte n'est plus problématique. Théoriquement, l'algorithme pourrait s'arrêter avant de converger vers une topologie radiale pour des raisons de non respect des contraintes de sécurité. Pour les réseaux que nous avons analysés, nous n'avons pas rencontré ces situations. Nous allons présenter et commenter, dans le chapitre IV, les performances la méthode OSB, appliquée pour la minimisation des pertes Joule.

En conclusion, cette approche paraît très intéressante étant donné le nombre réduit de calculs de répartition de charges (équivalent au nombre de branches à ouvrir pour obtenir un réseau radial) requis lorsqu'on veut minimiser les pertes Joule.

Cependant, ce nombre de calculs peut devenir élevé lors de l'optimisation d'un critère autre que les pertes Joule. Une simple classification des branches, effectuée en fonction du courant qui les transite, ne serait plus suffisante avant d'identifier la branche à ouvrir. A chaque pas de l'algorithme, chacune des branches fermées devra être analysée.

Afin de résumer les différentes caractéristiques des algorithmes gloutons présentés ci avant (FSB et OSB), nous avons décrit dans le Tableau III-2 les calculs nécessaires pour passer à une nouvelle itération. Les colonnes du tableau correspondent à la méthode de type FSB, la méthode d'OSB appliquée pour un critère autre que les pertes Joule et la méthode d'OSB telle qu'implantée afin de minimiser les pertes Joule. Pour chaque méthode, nous indiquons les calculs électrotechniques (CE) (i.e. calcul de répartition de charges) et topologiques (CT) (i.e. parcours de réseau) nécessaires à chaque itération.

Tableau III-2 : Calculs nécessaires à chaque itération pour trois types d'algorithmes gloutons

FSB		OSB		OSB (pertes Joule)	
CE	CT	CE	CT	CE	CT
Calcul de F_{obj} pour tous les nœuds qui pourront être connectés par la fermeture d'une seule branche	Identification des nœuds qui pourront être connectés par la fermeture d'une seule branche	Calcul consécutif de la fonction objectif pour chaque branche (restant fermée)	Test de connexité du réseau pour l'ouverture de chaque branche (restant fermée)	Un seul calcul de réseau et classification des branches en fonction de courant	Identification des branches situées sur le même arc que la branche qui vient d'être ouverte

On peut constater (sur la troisième colonne) que la méthode de type OSB nécessite le moins d'effort de calcul lorsqu'elle est appliquée pour la minimisation des pertes Joule.

III.3.4. Méthode heuristique de type permutation de branches

III. 3.4.a) Principe

Cette méthode cherche à améliorer une configuration initiale en réalisant des permutations (changement d'état ouvert/fermé) successives entre les branches du réseau. L'ensemble de configurations, déterminé par des permutations de branches réalisées à partir de la configuration initiale, représente le *voisinage* de cette configuration. A chaque itération, on choisit dans ce voisinage la permutation qui permet d'optimiser au mieux le critère retenu. Par conséquent, la solution finale n'est pas nécessairement optimale mais souvent considérée comme une *bonne solution*. Les permutations de branches correspondent en effet à un transfert de charges entre un départ et un autre du même poste ou d'un poste source différent (la méthode est souvent appelée *transfert de charges*). Sur la Figure III-11, nous avons représenté le principe général de cette méthode. Les permutations se font ici entre des branches au niveau du même poste source.

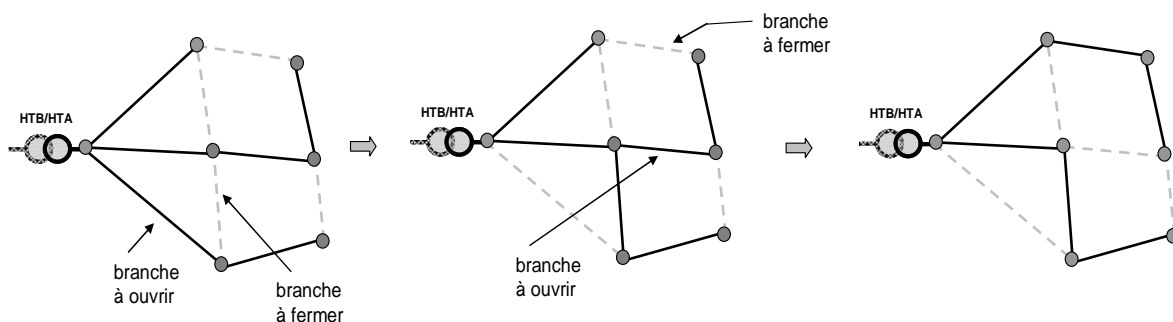


Figure III-11 : Principe général de la méthode de permutation de branches

Le schéma de cette méthode, appliquée pour la recherche d'une topologie optimale d'un réseau de distribution, est illustré sur la Figure III-12.

Pour produire une description détaillée de cet algorithme, quatre questions se posent :

- comment choisir la configuration de départ (notée avec C sur la Figure III-12) ?
- comment définir et établir le voisinage d'une configuration (notée avec $V(C)$ sur la Figure III-12) ?
- comment orienter la recherche vers la configuration de substitution (notée avec C' sur la Figure III-12)?

- comment prendre en compte les contraintes d'inégalité (i.e. contraintes de sécurité) ?

Dans les paragraphes qui suivent, nous allons donner la réponse pour chacune de ces questions.

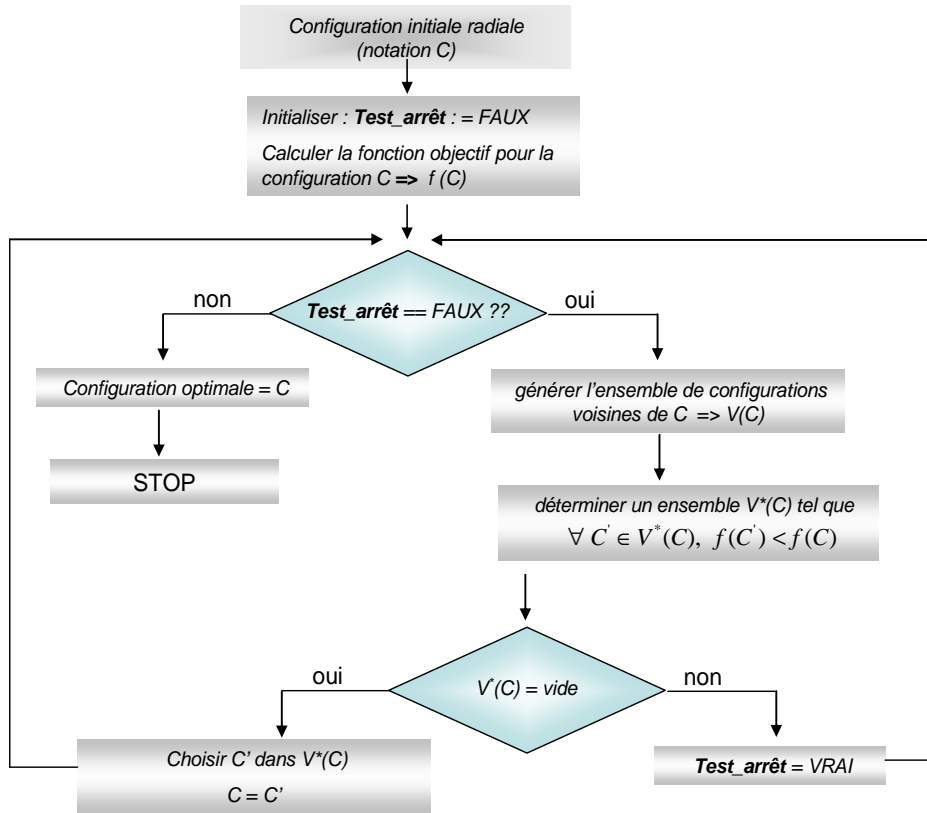


Figure III-12 : Schéma de l'algorithme de transfert de charge

III. 3.4.b) Le choix de la configuration de départ pour la méthode de permutation de branches

Contrairement aux méthodes heuristiques de type glouton, la méthode reposant sur la permutation des branches exige une solution de départ qui respecte les contraintes de topologie (i.e. une configuration radiale du réseau). Cependant, cela ne constitue pas un avantage car souvent la solution fournie par cette méthode dépend de la solution de départ.

Pour le choix d'une configuration de départ, deux stratégies sont souvent utilisées :

- dans le cas où l'on connaît la configuration utilisée en exploitation, on peut l'utiliser comme configuration de départ dans l'algorithme d'optimisation. En même temps, connaître la topologie d'exploitation est très important lorsqu'on veut intégrer dans l'algorithme d'optimisation des contraintes liées au nombre de manœuvres à réaliser par l'exploitant pour appliquer la configuration trouvée.

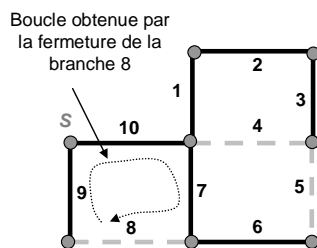
- quand on ne connaît pas la topologie d'exploitation, on peut construire une topologie de départ soit aléatoirement soit en appliquant un des algorithmes présentés dans les paragraphes précédents : la *FSB* ou l'*OSB*. La méthode de *permutation de branches* va donc permettre d'améliorer les solutions proposées par ces algorithmes.

III. 3.4.c) Détermination du voisinage d'une configuration

Pour déterminer le voisinage d'une configuration radiale de réseau, on utilise la propriété suivante pour les arbres couvrants d'un graphe :

entre les nœuds extrémités i et j de chaque branche ouverte d'un arbre couvrant, il existe un chemin unique C_{ij} qui relie les deux nœuds.

Dans le § II.3, nous avons présenté un algorithme de parcours de graphe en profondeur qui nous permet d'identifier ce chemin. L'ensemble formé par l'union de ce chemin C_{ij} et de la branche b_{ij} ouverte représente un cycle par rapport à la structure maillée du réseau. On réalise des permutations entre la branche initialement ouverte et chacune des branches faisant partie du chemin C_{ij} . On obtient ainsi autant de configurations voisines de la configuration initiale qu'il y a de branches dans C_{ij} . Le même principe est répété pour les autres branches ouvertes dans la configuration initiale. L'ensemble total de ces configurations voisines représente son voisinage complet. Sur la Figure III-13, nous avons illustré le mécanisme de détermination du voisinage d'une configuration arborescente quelconque. A partir de la configuration initiale (c_0), on détermine les différentes configurations voisines (les 3 colonnes sur la droite). On choisit alors la configuration de substitution (c_1) comme étant celle qui minimise le plus la fonction objectif.



Configuration initiale $c_0 = [8, 5, 4]$

Voisinage de la configuration $c_0 \Rightarrow V(c_0)$

$c_0 \odot (8,7)$	$c_0 \odot (5,1)$	$c_0 \odot (4,1)$
$c_0 \odot (8,9)$	$c_0 \odot (5,2)$	$c_0 \odot (4,2)$
$c_0 \odot (8,10)$	$c_0 \odot (5,3)$	$c_0 \odot (4,3)$
	$c_0 \odot (5,7)$	
	$c_0 \odot (5,6)$	

avec $c_0 \odot (a, b) =$ fermeture de la branche a et ouverture de la branche b , pour la configuration c_0

(étape 1) Configuration de substitution $c_1 \odot (8,7)$



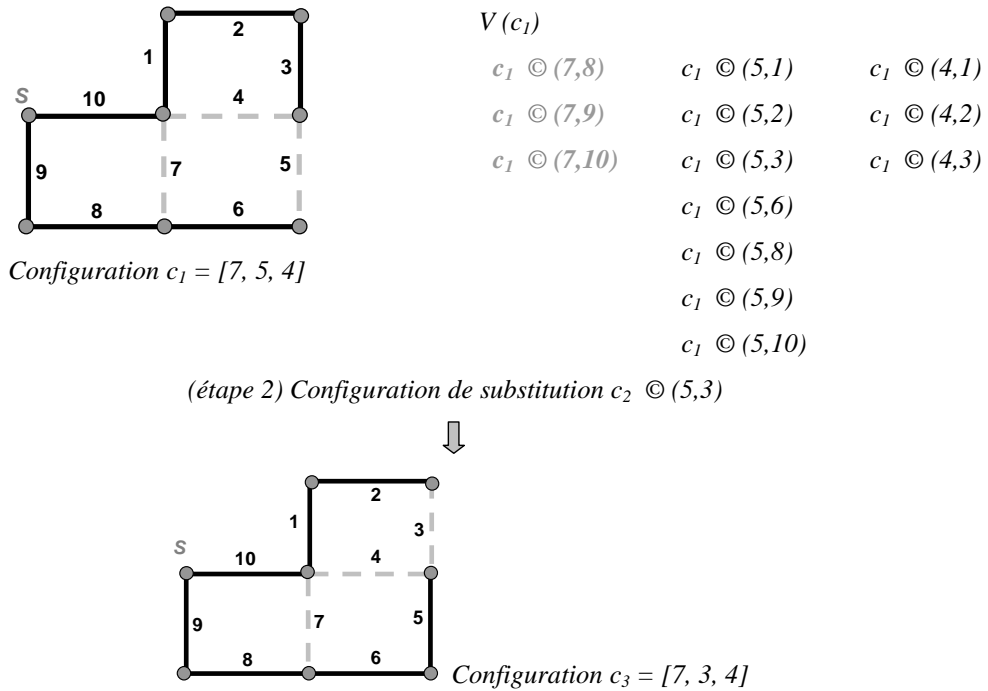


Figure III-13: Mécanisme de constitution du voisinage d'une configuration radiale par transfert de branches

On peut constater que lorsque l'on détermine le voisinage d'une nouvelle configuration (i.e. c_1 sur la Figure III-13), il existe des configurations que l'on a déjà testées au pas précédent (voir la colonne marquée en gris à la deuxième étape de la Figure III-13). Il faut donc garder en mémoire la branche et la boucle pour lesquelles on a trouvé la configuration de substitution (i.e. la branche 8 et la boucle associée visibles sur la première ligne de la Figure III-13) afin d'éviter des calculs inutiles.

III. 3.4.d) L'exploration du voisinage

Il existe plusieurs techniques pour parcourir le voisinage d'une configuration et pour tester s'il existe une nouvelle configuration avec un coût strictement inférieur. Sur la Figure III-14, nous présentons un diagramme de synthèse de différentes stratégies utilisées dans la littérature spécialisée. Les stratégies marquées en gris sont celles que nous avons explorées dans nos travaux.

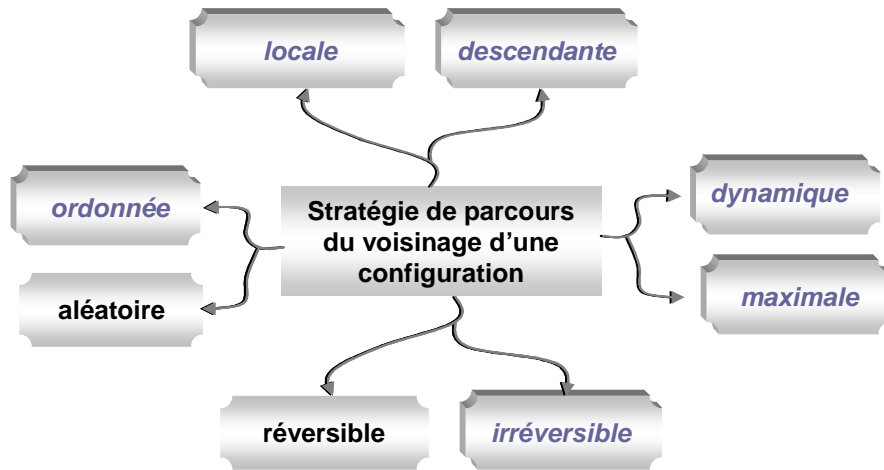
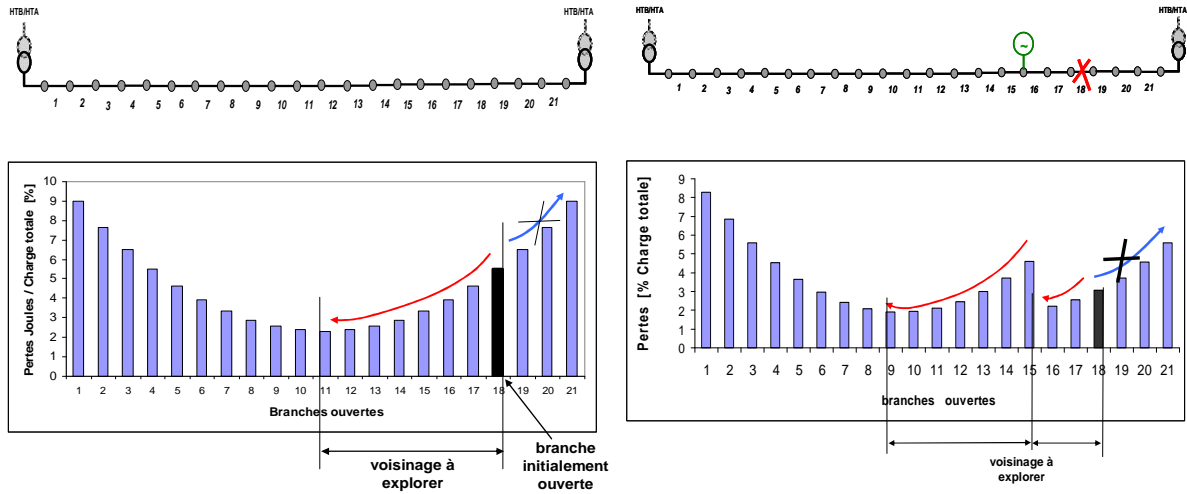


Figure III-14 : Stratégies de parcours du voisinage d'une configuration

Sur la Figure III-13, nous avons présenté une exploration *maximale* du voisinage d'une configuration. Cette exploration peut être réduite d'une façon significative en utilisant l'allure monotone de la variation de la fonction objectif (i. e. les pertes Joule) au sein d'une boucle créée dans le réseau. Par exemple, sur la Figure III-15, nous avons représenté un réseau bouclé, constitué par deux départs HTA alimentés à partir de postes source différents. Toutes les charges et toutes les lignes électriques ainsi que les deux transformateurs ont des caractéristiques respectivement identiques. Nous traçons en dessous l'évolution des pertes Joule suivant la branche ouverte. Ces pertes commencent à décroître jusqu'à un point et recommencent à croître de nouveau de façon monotone (Figure III-15 a). Pour une branche ouverte, l'exploration du voisinage pourrait commencer avec les deux branches adjacentes. Par exemple, sur la Figure III-15 a, on considère que la branche initialement ouverte est la branche 18. Après l'ouverture consécutive des branches 17 et 19, on constate que seule l'ouverture de la branche 17 réduit les pertes Joule.

On peut continuer l'exploration du voisinage seulement dans la direction de la branche qui réduit les pertes, jusqu'au moment où la valeur de ces pertes commence à croître (branche 11 sur la Figure III-15 a). Suivant que l'on continue la recherche où que l'on s'arrête après l'identification de la branche adjacente qui minimise les pertes, on peut avoir une stratégie *descendante* ou *locale*. Cependant, si on a des GED installées au niveau du réseau (Figure III-15 b), on peut constater que l'allure des pertes n'a plus la même forme que dans le cas précédent. Dans ce cas, il existe deux minima de pertes (pour une GED installée).



a) Réseau sans GED

b) Réseau avec 1 GED

Figure III-15 : Les pertes pour chaque topologie radiale, après l'ouverture de chaque branche

Si l'exploration s'arrête comme dans le cas précédent (dès que la valeur de la fonction objectif commence à croître), on reste piégé au premier minimum (branche 16 sur la Figure III-15 b). Dans le cas présenté, il faut donc ignorer ce premier minimum local et poursuivre la recherche jusqu'à la prochaine croissance de la fonction objectif (branche 11 sur la Figure III-15 b). Il s'avère ainsi difficile d'établir une règle sur le nombre de minima locaux que l'on devrait ignorer afin d'identifier le minimum global dans une boucle de réseau. En effet, le nombre maximal de points d'inflexion de la courbe des pertes dans une boucle est égal à $Nb_{GED} + 1$. Une simple règle du type $Nb_{min_ignorer} = Nb_{GED} - 1$ n'est pas suffisante. Par exemple, sur la Figure III-16 a qui correspond à une fonction objectif avec trois points d'inflexion (deux GED connectées le long d'une boucle), on ignore le premier minimum trouvé et on continue l'exploration jusqu'au prochain minimum qui représente le minimum global. Par contre, pour le cas de la Figure III-16 b, ignorer le premier minimum trouvé ne suffit pas pour atteindre le minimum global. La position des points d'inflexion, le long d'une boucle de réseau, dépend de la puissance des GED, de la répartition des charges et des caractéristiques des lignes électriques. Pour le cas avec des GED connectées sur le réseau, le voisinage d'une configuration devrait être exploré en quasi totalité. Cela se traduit par un temps de calcul plus élevé.

Cependant, nous voulons insister sur le fait que, par rapport aux méthodes de type *glouton* (*FSB* et *OSB*), le *transfert de charges* permet de revenir sur une décision prise à un pas antérieur de l'algorithme. C'est-à-dire qu'une branche qui a été ouverte lors d'une itération précédente pourrait être refermée lors d'une itération future. Comme l'allure de la fonction

objectif le long d'une boucle a changé, une exploration descendante pourrait cette fois nous permettre d'approcher avec succès le minimum global.

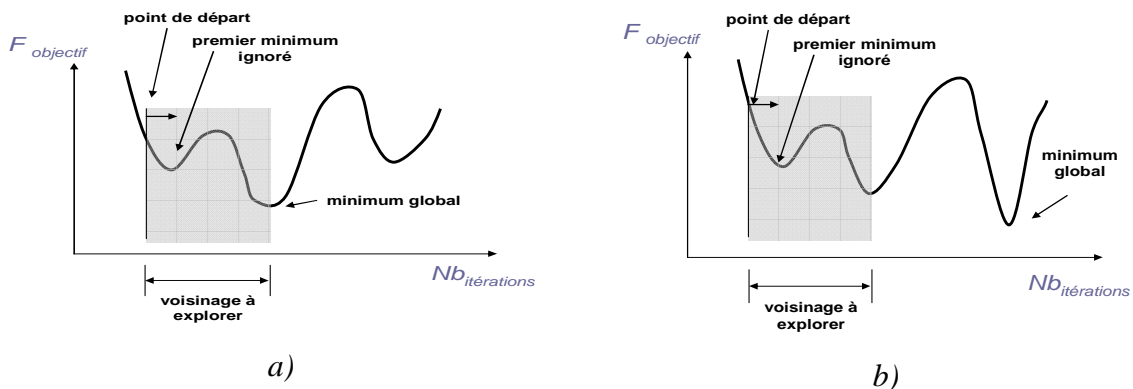


Figure III-16 : Stratégie d'exploration du voisinage d'une configuration (2 GED installées) : exemple pour deux variations de la fonction objectif

Nous avons choisi d'explorer deux stratégies :

- une première stratégie pour laquelle nous explorons en totalité le voisinage d'une configuration afin d'identifier la configuration de substitution ; cette stratégie (algorithmique) sera appelée, dans la suite du manuscrit, TC_VC (transfert de charge avec exploration complète du voisinage).
- une deuxième stratégie pour laquelle l'exploration du voisinage d'une configuration est limitée ; cette stratégie repose sur l'allure convexe de la fonction objectif le long d'une boucle. Cette stratégie sera appelée, dans la suite du manuscrit, TC_VR (transfert de charge avec exploration réduite du voisinage).

Les codes en méta langage de ces deux stratégies sont présentés dans l'annexe 3.

III. 3.4.e) Comment orienter la recherche vers la configuration de substitution

Pour les deux stratégies décrites auparavant (TC_VC et TC_VR), nous évaluons, d'une manière complète ou réduite le voisinage d'une configuration afin d'identifier la configuration qui permettrait de réduire le plus la fonction objectif à minimiser par rapport à la configuration initiale. Or l'exploration du voisinage pourrait être arrêtée dès que l'on trouve une configuration voisine avec un coût (i.e. pertes Joule) strictement inférieur à celui de la configuration initiale. La configuration initiale est mise à jour (remplacée par la configuration avec un coût strictement inférieur). La recherche continue avec cette nouvelle configuration initiale, en considérant la boucle qui correspond à la fermeture de la branche suivante (dans la liste des branches ouvertes).

Par exemple, sur la Figure III-17 (pas 1), après l'exploration de la boucle qui correspond à la branche 8, nous trouvons que la branche 7 minimise la fonction objectif. Nous mettons à jour la configuration initiale et on continue la recherche (voir Figure III-17, pas 2) avec la boucle créée par la fermeture de la branche 5.

Il s'agit donc une stratégie *dynamique* de parcours du voisinage (Figure III-17). Pour cette stratégie, dès que l'on trouve une configuration avec un coût strictement inférieur à la configuration initiale, elle remplace la configuration initiale. Dans la suite du mémoire, nous appellerons cette stratégie *TC_VD* (transfert de charges avec une exploration dynamique du voisinage).

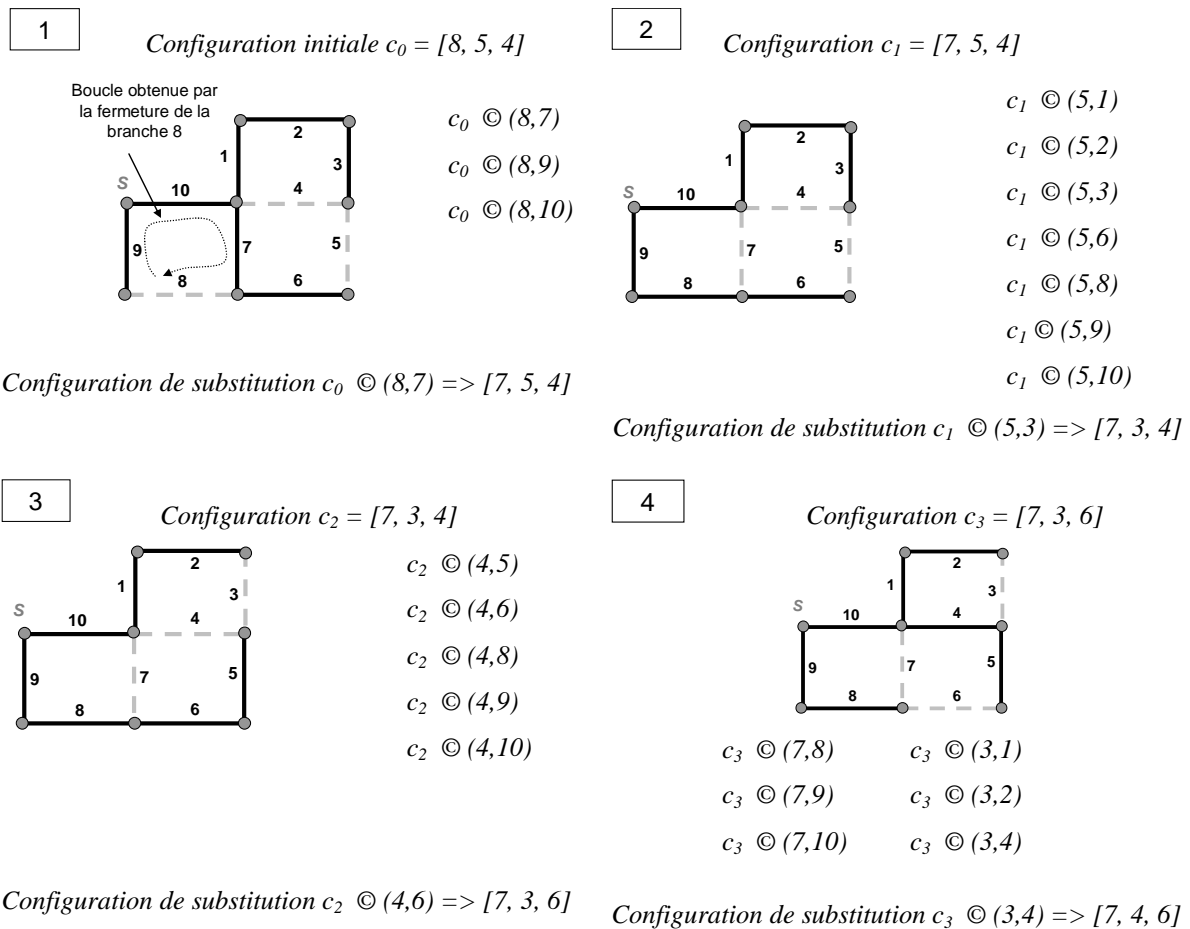


Figure III-17 : Stratégie de recherche par voisinage dynamique (TC_VD)

Sur la Figure III-17, nous illustrons une première stratégie de voisinage dynamique pour laquelle l'ordre d'analyse des boucles est *aléatoire* (i.e. l'ordre des branches ouvertes pour la configuration initiale est aléatoire). Dans notre étude, nous réalisons le choix de la boucle à analyser en fonction de la chute de tension entre les nœuds extrémités de chaque branche ouverte. La fermeture de la branche avec une différence maximale de potentiel entre ces nœuds extrémités est supposée modifier le plus les transits d'énergie au sein du réseau [DAS -

06]. Il est donc intéressant d'utiliser cette approche afin d'orienter le plus efficacement possible l'exploration du domaine de solutions envisageables (Figure III-18).

La référence [DAS - 06] propose un algorithme reposant sur une telle approche. Une fois que l'on explore une boucle, la branche ouverte qui lui correspond est supprimée de la liste initiale de branches ouvertes et est incluse dans une *liste tabou*. Elle ne pourra donc plus être utilisée dans la suite du processus. Pour les n prochaines itérations (avec $n = \text{taille}(\text{liste tabou})$), la branche i ne sera plus prise en compte même si la différence de potentiel ΔV_i est maximale. Nous forçons ainsi l'algorithme à prendre des directions de recherche qui ne sont pas forcément optimales localement. Cette approche utilise le principe de *recherche tabou*, souvent utilisé pour la résolution de problèmes combinatoires [GOT - 97], [GUI - 04]. Dans l'annexe 3, nous présentons le code en méta langage de la stratégie, que nous avons utilisée, fondée sur ce principe de recherche.

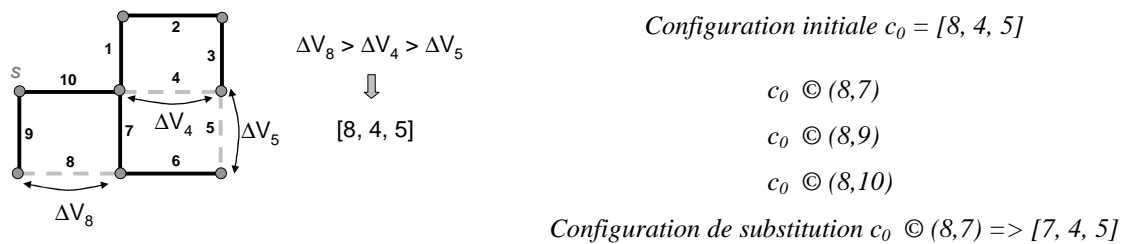


Figure III-18 : Parcours des boucles en fonction de la chute maximale de tension entre les nœuds extrémités de chaque branche ouverte

III. 3.4.f) Prise en compte des contraintes d'inégalité

Dans les algorithmes présentés, lorsque l'on évalue une configuration donnée, cela inclut le calcul de la fonction objectif (i.e. les pertes Joule) et la vérification du respect des contraintes de sécurité.

La démarche utilisée dans notre étude consiste à **considérer les contraintes comme des pénalisations de la fonction objectif**. Nous avons choisi d'ajouter ces pénalités à la fonction objectif en les pondérant avec des coefficients proportionnels à l'importance que l'on veut accorder à chacune d'entre elles. Le

Tableau III-3 présente les expressions des pénalités pour les contraintes de sécurité et sur le nombre de manœuvres ainsi que l'expression finale de la pénalité que l'on va ajouter à la fonction objectif à minimiser.

Lorsqu'aucune des contraintes n'est violée, l'expression $P(c)$, dans le

Tableau III-3 est nulle. La plupart des références bibliographiques [HAS - 90] proposent la relation suivante entre les coefficients de poids : $p^c < p^u < p^m$. Ces coefficients sont choisis de telle sorte que leur somme soit égale à 1. Dans la suite du mémoire, lorsque l'on va faire référence à l'expression de la fonction objectif, elle inclura également les pénalités.

Tableau III-3 : Pénalités sur les contraintes de courant, de tension et le nombre de manœuvres

Pénalité sur les courants dans les branches	
$P_C = \begin{cases} \frac{ I_k - I_{k \text{ adm}} }{I_{\text{adm}}}, & \text{si } I_k \geq u_k \cdot I_{k \text{ adm}} \\ 0, & \text{si } I_k \leq u_k \cdot I_{k \text{ adm}} \end{cases}$	I_k : le courant dans la branche k ; $I_{k \text{ adm}}$: le courant maximal admissible dans la branche k ; u_k : l'état de la branche k
Pénalité sur les tensions dans les nœuds	
$P_U = \begin{cases} \frac{ U_i - U_{i \text{ nom}} }{\mathcal{E}_{\text{adm}_i} \cdot U_{i \text{ nom}}}, & \text{si } \frac{ U_i - U_{i \text{ nom}} }{U_{i \text{ nom}}} \geq \mathcal{E}_{\text{adm}_i} \\ 0, & \text{si } \frac{ U_i - U_{i \text{ nom}} }{U_{i \text{ nom}}} \leq \mathcal{E}_{\text{adm}_i} \end{cases}$	U_i : la tension dans le nœud i ; $U_{i \text{ nom}}$: la tension dans le nœud i ; $\mathcal{E}_{\text{adm}_i}$: l'écart de tension maximum admissible dans le nœud i .
Pénalité sur le nombre de manœuvres	
$P_M = \begin{cases} \frac{1}{m_{\text{max}}} \sum_k u_k - u_{k0} , & \text{si } \sum_k u_k - u_{k0} \geq m_{\text{max}} \\ 0, & \text{si } \sum_k u_k - u_{k0} \leq m_{\text{max}} \end{cases}$	u_k : l'état de la branche k ; u_{k0} : l'état initial de la branche k ; m_{max} : le nombre maximal de manœuvres autorisés.
Expression des pénalités à ajouter à la fonction objectif	
$P(c) = p^c \sum_k P_C + p^u \sum_i P_U + p^m P_M$	c : configuration de réseau ; p^c, p^u, p^m : poids associés aux pénalités de courant, tension et manœuvres respectivement
Expression de la fonction objectif avec des pénalités	
$F(c) = f(c)^* (1 + P(c))$	$F(c)$: fonction objectif avec des pénalités ; $f(c)$: fonction objectif sans les pénalités ; $P(c)$: expression des pénalités

III.3.5. Approche de résolution avec un algorithme génétique

III. 3.5.a) Méthodes méta heuristiques pour la résolution des problèmes combinatoires

Dans la recherche des solutions pour les problèmes combinatoires, nous avons exploré les méthodes dites méta heuristiques. Ces méthodes utilisent des analogies avec la physique, la biologie et l'éthologie afin d'explorer d'une manière plus intelligente le domaine des solutions (pas seulement localement comme dans le cas des méthodes heuristiques).

Nous soulignons que lorsque l'on construit une méthode heuristique pour résoudre un problème combinatoire, on utilise des expériences et des connaissances sur ce problème (i.e. pour la méthode de type transfert de charge, on choisit d'analyser en premier la boucle dont la branche ouverte possède la chute de tension maximale entre ses extrémités). Ce caractère heuristique ne pourra pas être utilisé pour résoudre des problèmes combinatoires avec des caractéristiques différentes.

Les méthodes méta heuristiques ont l'avantage, dans leur principe de fonctionnement, d'être facilement transposables à tout problème combinatoire. Les principales méthodes méta heuristiques d'optimisation sont les suivantes [DRE - 06] :

- la méthode du recuit simulé : utilise une analogie avec le processus de recuit d'un métal afin d'obtenir une structure cristalline caractérisée par un minimum d'énergie ; pour modifier l'état d'un matériau, on utilise comme paramètre de commande la température. Le recuit représente en effet une stratégie de contrôle de la température (refroidissement par paliers). Cette stratégie de contrôle de la température permet d'obtenir un état solide cristallisé du métal qui représente un état stable (il correspond au minimum absolu d'énergie). Pour le problème d'optimisation, on utilise un paramètre de contrôle qui joue le rôle de température. Ce paramètre doit conditionner le nouveau domaine d'étude et conduire vers un état optimal s'il est abaissé de façon adaptée à l'exploration.
- la méthode de recherche de type tabou : correspond à un algorithme de recherche descendante qui utilise des techniques lui permettant de quitter un minimum local et d'explorer des solutions moins bonnes mais qui pourront le diriger plus tard vers de meilleures solutions. Une fois que l'on ne peut plus minimiser la fonction objectif, on oriente la recherche vers des configurations avec un coût supérieur mais qui ne se trouvent pas dans une liste interdite (*liste tabou*). On constate plus tard que la fonction

objectif recommence à diminuer et, ainsi, on pourra trouver un minimum local qui est meilleur que le premier trouvé.

- la méthode des *colonies de fourmis* : utilise le comportement collectif des fourmis pour se déplacer entre le nid et une source de nourriture. Les fourmis emploient pour communiquer des substances volatiles (phéromones). Cette substance est déposée par terre et les fourmis empruntent pour se déplacer le chemin avec la plus importante quantité de phéromone. On constate qu'une colonie de fourmis est capable d'emprunter le chemin le plus court vers les nourritures sans que les individus aient une vision globale du trajet ;
- les algorithmes évolutionnaires (les algorithmes génétiques) : ce type de méthode sera décrit en détails dans le paragraphe suivant.

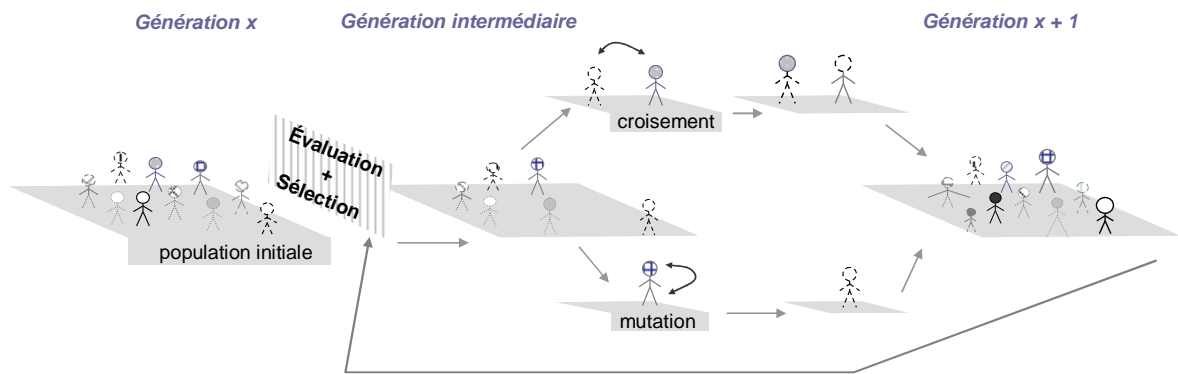
Il s'avère difficile de faire une comparaison entre ces méthodes. Ce sont toutes des méthodes non déterministes et l'application d'une méthode deux fois de suite pour le même problème peut conduire à des solutions différentes. L'application de ces méthodes suppose la recherche d'un compromis entre la qualité des solutions et l'effort de calcul. Or l'effort de calcul est librement choisi par l'utilisateur au travers de différents paramètres (i.e. le nombre d'itérations pour la méthode de recuit simulé et pour la recherche tabou, la taille de la population et le nombre de générations pour les algorithmes évolutionnaires). Pour tester de telles méthodes, il faut les appliquer plusieurs fois de suite et faire ensuite des calculs statistiques sur les résultats obtenus. Dans la référence [DRE - 06], une comparaison est établie entre les quatre types d'algorithmes énumérés ci-dessus. Cette comparaison repose sur des diagrammes donnant la probabilité qu'une méthode soit meilleure que l'autre. **On constate dans ces diagrammes que les algorithmes génétiques donnent de meilleurs résultats par rapport aux autres méthodes méta heuristiques pour un même problème à résoudre.**

III. 3.5.b) *Considérations générales sur les algorithmes génétiques*

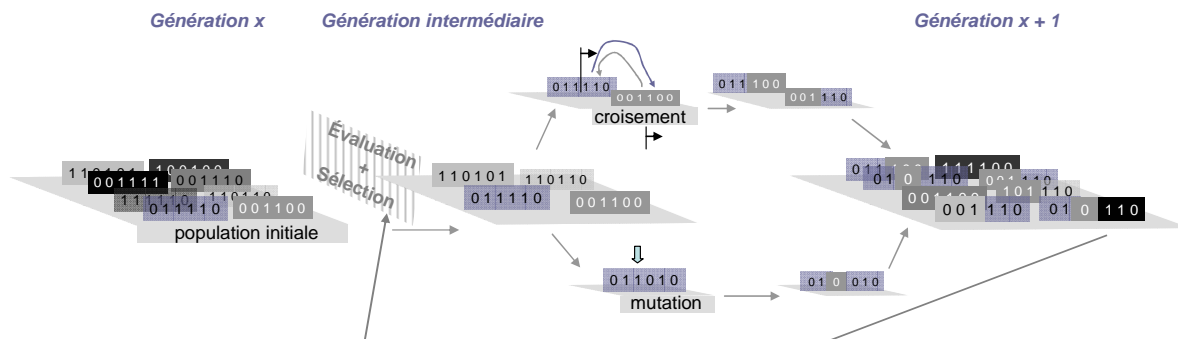
Les algorithmes génétiques sont des procédures qui s'inspirent des mécanismes de sélection naturelle et des phénomènes génétiques mis au jour par Darwin. Les premiers travaux sur l'application des algorithmes génétiques dans l'optimisation mathématique ont été réalisés dans les années 70 par J. Holland [HOL - 75]. L'ouvrage de Goldberg [GOL - 89] a marqué le début d'un nouvel intérêt pour l'application de ces techniques dans la résolution de problèmes concrets. Ces dernières années, plusieurs travaux ont été consacrés à l'application de ces

algorithmes pour la résolution du problème de recherche d'une topologie optimale dans un réseau de distribution (voir le Tableau III-1).

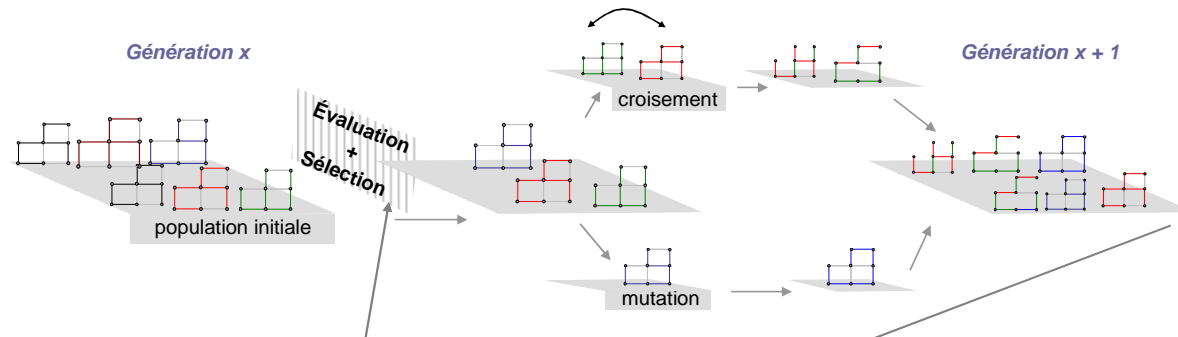
Les algorithmes génétiques sont des algorithmes d'approximation, stochastiques, capables de trouver une solution proche de la solution optimale. Le principe de base de ces algorithmes consiste à simuler le processus d'évolution naturelle, dans un environnement hostile, d'un ensemble d'*individus*. On cherche donc à faire évoluer une population d'individus, par un processus itératif en ayant recours aux opérations de *sélection*, *croisement* et *mutation* (Figure III-19 a).



a) principe général reposant sur la théorie de l'évolution



b) codage binaire des individus



c) application pour la recherche d'une topologie optimale de réseau

Figure III-19 : Principe général d'un algorithme génétique

Les individus qui s'adaptent le mieux aux exigences de l'environnement ont plus de chance d'être sélectionnés pour transmettre leur patrimoine génétique à la génération suivante.

Par analogie avec la biologie, chaque individu de la population est codé par un ou plusieurs *chromosomes* ou *génotypes*. Une population est donc un ensemble d'individus (ou de chromosomes si un individu est codé par un seul chromosome). Chaque individu représente un point de l'espace de solutions.

Pour la recherche d'une topologie optimale d'un réseau de distribution, un individu est codé par un seul chromosome, représentant une configuration admissible du réseau (Figure III-19 c).

Dans le chromosome, chaque gène représente une variable de décision pour le problème à optimiser (i.e. l'état ouvert (0) / fermé (1) de chaque branche d'un réseau électrique de distribution).

La population initiale est générée d'une manière aléatoire. Sa taille résulte d'un compromis entre le temps de calcul, le nombre de variable à optimiser et la qualité des solutions trouvées. L'évaluation représente la partie de l'algorithme la plus coûteuse en temps de calcul. Une fois la population initiale créée, chaque chromosome est évalué par rapport à l'objectif d'optimisation considéré. Pour la recherche d'une topologie optimale, l'évaluation consiste en un calcul des pertes et la vérification des contraintes via un calcul de répartition de charges. Pour notre problème, la fonction d'évaluation est équivalente à celle mentionnée dans le Tableau III-3.

La population à un instant donné de l'algorithme est appelée *génération*. Une fois une génération évaluée, les individus sont classés en fonction de la valeur de la fonction d'évaluation.

La sélection des individus pour la génération intermédiaire (Figure III-19) est réalisée en utilisant plusieurs techniques : sélection par tournoi, sélection de type élitisme, sélection par roulette et par rang. Pour une description détaillée, nous suggérons la référence [GOL - 89]. Par exemple, la technique d'élitisme consiste à garder un nombre fixé de meilleurs individus pour la génération suivante. Nous allons présenter dans les paragraphes suivants les stratégies de sélection que nous avons utilisées dans notre algorithme. La technique de sélection doit permettre aux individus de qualité de faire partie de la génération suivante mais elle doit également éviter la convergence prématurée de l'algorithme. Il est en effet nécessaire de maintenir une diversité génétique suffisante dans la population pour garantir un réservoir de

gènes pouvant être utiles par la suite. En effet, tout individu peut transmettre à sa descendance des gènes qui, une fois combinés avec d'autres, peuvent se révéler intéressants.

Le croisement (Figure III-19 b) permet l'échange de gènes entre deux individus (*parents*) afin de créer deux nouveaux individus (*enfants*), avec des caractéristiques issues des deux parents. On assure donc le brassage du matériel génétique et l'accumulation des gènes de « bonne » qualité. Sur la Figure III-19 b, nous montrons un exemple où l'on choisit aléatoirement un point de croisement. Les gènes situés à droite (par exemple) de ce point seront changés entre les deux *parents*. La même opération pourrait être réalisée en considérant plusieurs points de croisement.

La mutation est l'opération génétique appliquée à un seul individu. Elle consiste à choisir aléatoirement un gène et changer sa valeur. Par exemple, pour un codage binaire de la configuration du réseau (voir le chapitre II.3), cela revient à changer l'état d'une branche quelconque (Figure III-19 b). Les mutations jouent le rôle de bruit et empêchent l'évolution de se figer. Elles permettent d'assurer une recherche aussi bien globale que locale selon le nombre de gènes mutés.

Le choix du taux de croisement et de mutation est très important lors de la conception d'un algorithme génétique. Il s'avère difficile d'identifier la « bonne » proportion entre mutation et croisement. Cependant, le choix que l'on considère comme approprié pour un problème ne l'est plus lorsque les caractéristiques (i. e. le nombre de variables de décision) changent. Dans un des paragraphes suivants, nous décrivons l'approche retenue pour le rapport *nombre de mutations/nombre de croisements*, capable de contourner cet inconvénient des algorithmes génétiques.

L'arrêt d'un algorithme génétique peut être réalisé tout simplement après l'exploration d'un nombre fixé de générations. Cependant, les résultats sont considérablement influencés par le nombre de générations à explorer, ainsi que par la taille de la population. Ces paramètres sont généralement déterminés par tâtonnement ou à l'aide d'un autre algorithme génétique [GOL - 89]. D'autres techniques plus performantes sont également proposées pour l'arrêt de l'algorithme dans la littérature :

- l'algorithme est arrêté après l'exploration d'un nombre fixé de générations pour lesquelles la valeur de la fonction d'évaluation n'est pas améliorée ;
- l'algorithme est arrêté lorsque la fonction objectif ne décroît plus suivant une loi exponentielle [MIS - 99].

III. 3.5.c) Les opérations de croisement et de mutation sur les arbres couvrants (topologies radiales)

Les performances d'un algorithme sont fortement liées à la technique de codage des individus. Dans le paragraphe précédent, nous avons spécifié que les croisements et les mutations sont très importants pour la capacité d'un algorithme génétique à explorer efficacement l'espace des solutions.

Nous rappelons que, pour notre problème d'optimisation, un chromosome représente un arbre couvrant sur le graphe du réseau.

En fonction du type de codage d'un arbre couvrant que nous avons décrit dans le chapitre II (paragraphe III.2), les opérateurs de croisement et mutation pourront générer des individus non valides par rapport aux contraintes spécifiques de topologie.

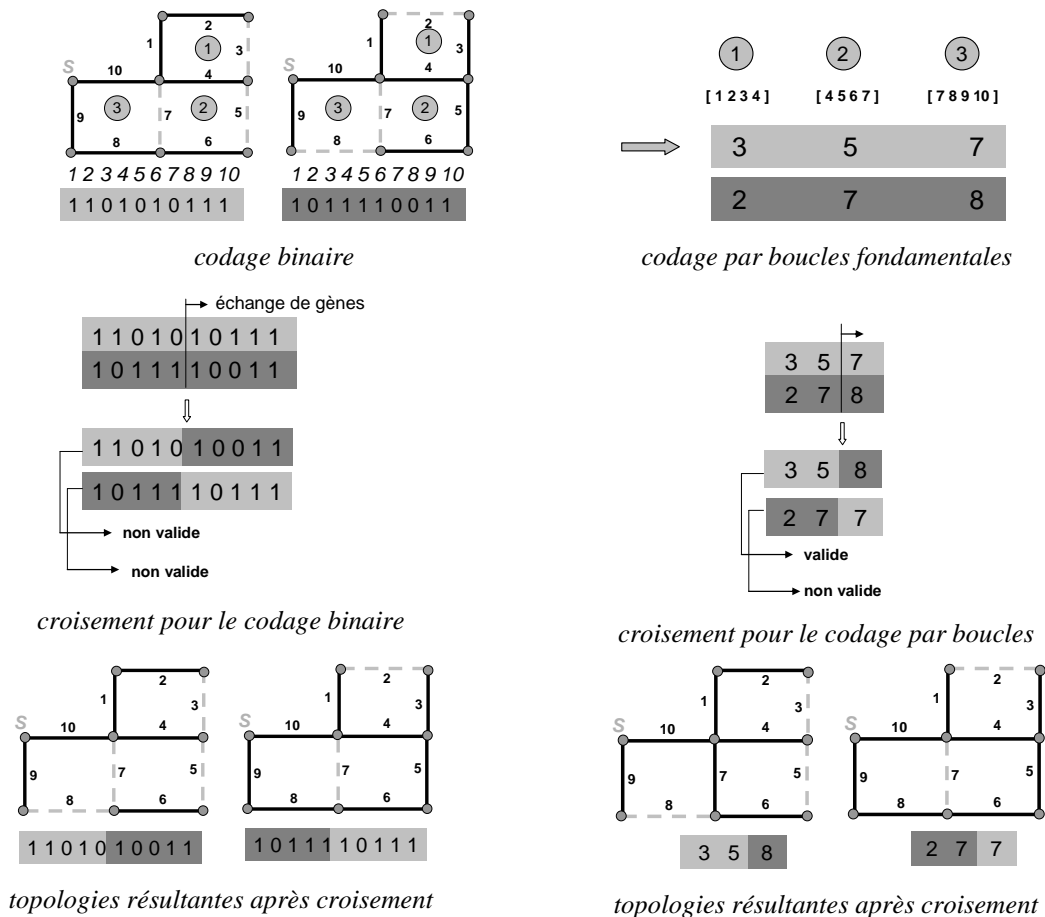


Figure III-20 : Croisements pour deux types de codage d'arbres couvrants

Sur la Figure III-20, nous reprenons le principe d'un croisement (avec un seul point de croisement) pour deux types de codage d'arbres couvrants : codage binaire (chaque branche du réseau est décrite par son état ouvert/fermé) et codage par boucle fondamentale (chaque

boucle est décrite par sa branche ouverte). Le point de croisement étant choisi d'une manière aléatoire, la validité des topologies résultantes ne peut pas être garantie. Sur la Figure III-21, nous avons illustré la mutation d'un chromosome pour ces deux types de codage. Nous pouvons émettre la même remarque concernant la validité du chromosome résultant.

Les références qui proposent les différents types de codage (rappelés dans le chapitre II), indiquent la nécessité de réaliser des tests de validité des chromosomes qui résultent de chaque opération de croisement et mutation. Cela revient à effectuer un parcours de graphe afin de tester sa connexité à l'issue de chaque opération.

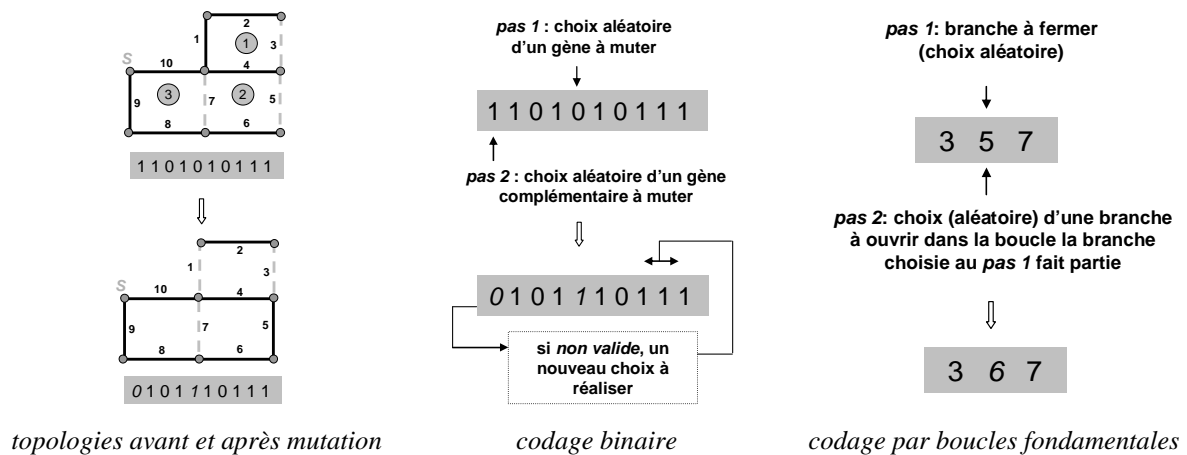


Figure III-21 : Mutation pour deux types de codage d'arbres couvrants

Une première étude a consisté en l'implémentation d'un algorithme génétique reposant sur un codage binaire des configurations radiales. Nous avons constaté que la probabilité de réussite des processus de croisement et de mutation diminue avec l'augmentation de la taille du chromosome (i.e. nombre de branches).

Nous rappelons que la méthode que nous avons finalement retenue pour le codage des arbres couvrants repose sur la représentation des *co - arbres* (c'est-à-dire que seules les branches ouvertes sont représentées).

Nous évitons ainsi la détermination des boucles fondamentales permettant de tester la validité des topologies résultant du processus de croisement et de mutation (approche utilisée dans [LOP - 06]). Nous rappelons que dans cette référence, pour les cas dont les topologies résultantes ne respectent pas les contraintes topologiques, le processus d'évolution (croisements et mutations) recommence (sans garantie de réussite).

Nous rappelons également que l'approche fondée sur un codage par boucles fondamentales exige que le graphe (la structure de réseau) soit planaire.

Afin de faire face à ces problèmes, nous avons développé une stratégie de croisement et de mutation reposant sur des approches de la théorie des graphes et sur la théorie des matroïdes. Ces aspects seront traités dans la suite du manuscrit. Tout d'abord, nous considérons dans le paragraphe suivant une première propriété qui caractérise les arbres couvrants.

III. 3.5.d) Lemme de Kruskal pour les arbres couvrants

L'opération de croisement suppose un échange de gènes entre deux chromosomes. Or, pour notre problème, cela consiste à échanger des branches (ouvertes ou fermées) entre deux arbres couvrants. Il existe la propriété suivante entre deux arbres couvrants d'un même graphe (connue sur le nom de *lemme de Kruskal*) [KRU - 56].

Soit U et T , deux arbres couvrants du graphe G , soit une arête $a \in U, a \notin T$, alors il existe une arête $b \in T$, telle que $U - a + b$ soit aussi un arbre couvrant de G .

De plus, l'arête b peut être trouvée dans la boucle formée par l'union $T \cup a$. Sur la Figure III-22, cette boucle est constituée par les branches 4, 5, 6 et 7. C'est donc dans cette boucle que l'on peut identifier la branche qui peut être transférée dans l'arbre couvrant U , afin d'obtenir un nouvel arbre couvrant du même graphe. Seules les branches 5 et 7 pourront remplacer la branche $a = 6$ dans U car elles n'en font pas partie.

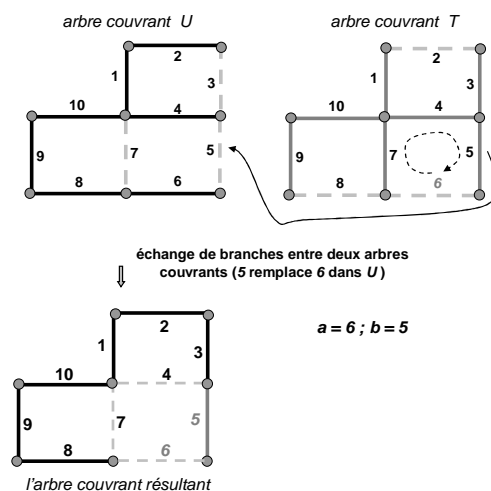


Figure III-22 : Echange de branches entre deux arbres couvrants (suivant le lemme de Kruskal)

Nous pouvons constater que cette propriété des arbres couvrants nous permet de réaliser seulement un échange unidirectionnel de branches. C'est-à-dire qu'on a pu obtenir (Figure III-22) un seul nouvel arbre couvrant à partir de l'arbre couvrant U .

Afin de généraliser cette approche, nous allons présenter dans le paragraphe suivant quelques aspects théoriques relatifs aux matroïdes.

III. 3.5.e) Quelques définitions et propriétés des matroïdes

La théorie des matroïdes, développée initialement par Whitney [WHI - 35], représente une abstraction de la théorie des matrices et de la théorie des graphes. Pour la définition des matroïdes, nous nous appuyons sur la référence [SCH - 03]. On définit un matroïde par des axiomes sur des ensembles d'objets.

Une paire (S, T) est appelée matroïde si S est un ensemble fini et T est une collection non vide de sous ensembles de S et si les propriétés suivantes sont vérifiées :

- si $I \in T$ et $J \subseteq I$ alors $J \in T$,
- si $I, J \in T$ et $|I| \leq |J|$, alors $I + x \in T$ pour tout élément $x \in J \setminus I$.

Les différents ensembles utilisés dans la définition des matroïdes sont illustrés sur la Figure III-23.

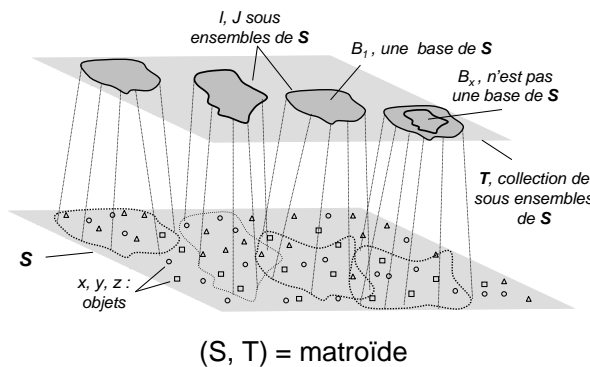


Figure III-23 : Ensembles d'objets utilisés pour la définition des matroïdes

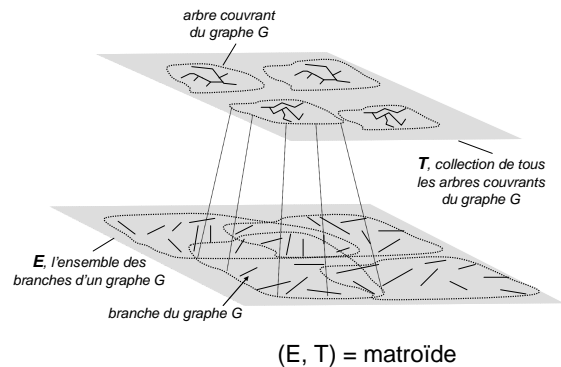


Figure III-24 : Définition d'un matroïde graphique

Introduisons maintenant le concept de *base* : pour un ensemble $U \subseteq S$, un sous ensemble B de U est appelé une *base* de U si B est un sous-ensemble maximal, totalement inclus dans U . C'est-à-dire que si un ensemble $B \in T$, il n'existe pas un autre ensemble $Z \in T$ avec $B \subset Z \subseteq S$. Un sous ensemble de S est appelé couvrant (*spanning* en anglais) s'il contient une *base*

comme sous ensemble. Par conséquent, les bases d'un ensemble S sont des ensembles maximaux *couvrants*, totalement inclus dans S .

Une des principales classes de matroïdes est appelée les *matroïdes graphiques*. Soit $G = (V, E)$, un graphe avec V , l'ensemble de sommets et E , l'ensemble des arêtes. Soit T une collection de tous les sous ensembles de E qui forment une *forêt* (l'équivalent d'un arbre couvrant pour les graphes non connexes), alors la paire d'ensembles (E, T) est un matroïde graphique (noté $M(G)$).

Les bases du matroïde $M(G)$ sont les forêts du graphe G . Pour les graphes connexes, les bases sont des arbres couvrants. L'ensemble T est constitué de l'ensemble de tous les arbres couvrants du graphe G (voir la Figure III-24).

Afin de relier ces aspects théoriques avec le problème d'arbres couvrants (topologie radiale), la propriété d'échange des bases est considérée pour les matroïdes [SCH - 03].

Soit $M(S, T)$ un matroïde. Soient B_1 et B_2 deux bases et considérons $a \in B_1 \setminus B_2$, alors il existe un élément $b \in B_2 \setminus B_1$ tel que à la fois $B_1 - a + b$ et $B_2 - b + a$ sont des bases.

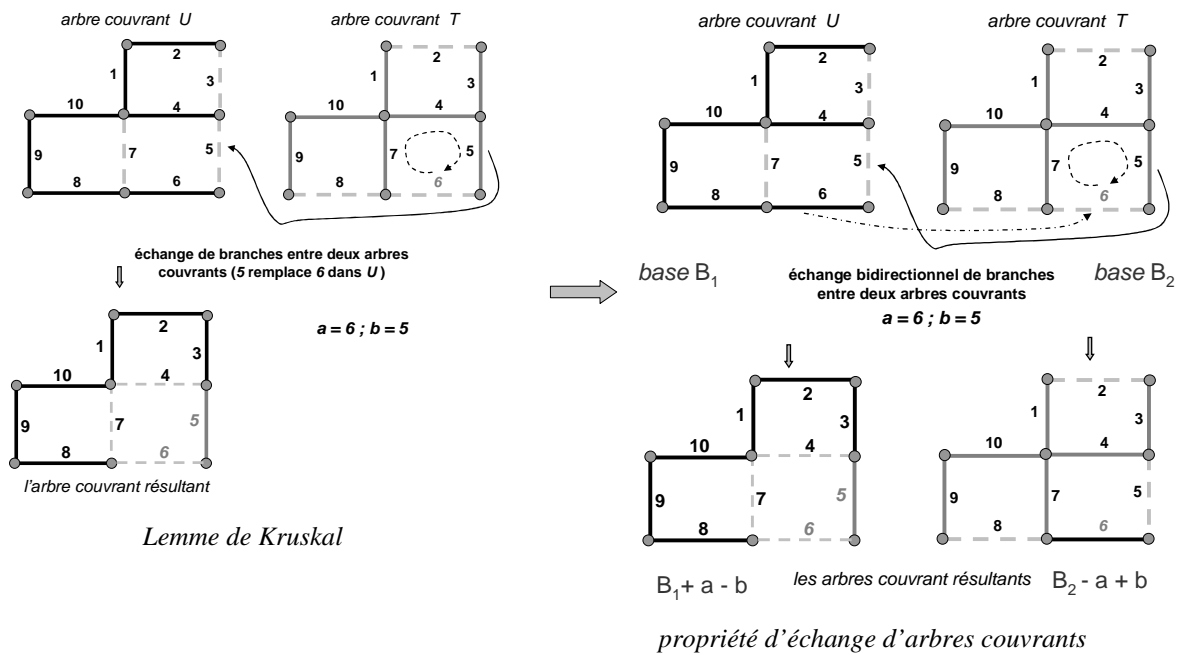


Figure III-25 : Echange bidirectionnel de branches entre deux arbres couvrants (reposant sur la propriété des matroïdes)

En conclusion, on peut définir un matroïde sur l'ensemble de branches et sur l'ensemble des arbres couvrants d'un graphe. Entre deux bases d'un matroïde (c'est-à-dire entre deux arbres couvrants), on peut faire un échange de branches de telle sorte que l'on obtienne deux

nouveaux arbres couvrants. Nous avons montré (voir la Figure III-22) que cet échange permet d'obtenir un nouvel arbre couvrant. La propriété des *bases* (arbres couvrants) énoncée ci-dessus permet de réaliser un **échange bidirectionnel de branches** (Figure III-25).

On constate que non seulement $U - a + b$ ($a=5$, $b=6$) est un arbre couvrant mais que $T - b + a$ représente également un arbre couvrant. La procédure utilisée pour trouver la branche qui permettra l'échange est la même que celle utilisée pour l'approche reposant sur le lemme Kruskal. Supposons (sur la Figure III-25) que l'on veuille remplacer dans l'arbre U la branche $a = 6$ ($a \notin T$). On identifie dans l'arbre T la boucle déterminée par la fermeture de la branche $a = 6$. On identifie les branches ne faisant pas partie de l'arbre U (les branches 5 et 7). On décide donc de remplacer dans U la branche $a = 6$ par la branche $b = 5$ (ce que nous savions déjà grâce au lemme de Kruskal). Dans l'arbre T , à la place de la branche $b = 5$, on met (en toute confiance) la branche $a = 6$. Nous avons réalisé ainsi un échange de branches et nous avons obtenu deux nouveaux arbres couvrants.

La propriété d'échange entre les arbres couvrants d'un graphe peut être formulée de la même manière pour les co-arbres (propriété duale) [SCH - 03]. L'échange se réalisera donc entre des branches ouvertes ; ceci nécessitera moins de branches à échanger.

Cette propriété d'échange nous permettra de réaliser le croisement entre deux co-arbres.

III. 3.5.f) Description des principales opérations de l'algorithme génétique développé dans cette étude

Croisement.

Nous avons montré qu'un codage inadapté pourrait conduire à la création d'individus qui ne seraient pas valides par rapport aux contraintes topologiques. Sur la Figure III-26, nous avons illustré la procédure de croisement fondée sur la représentation des configurations radiales des réseaux par des *co-arbres*.

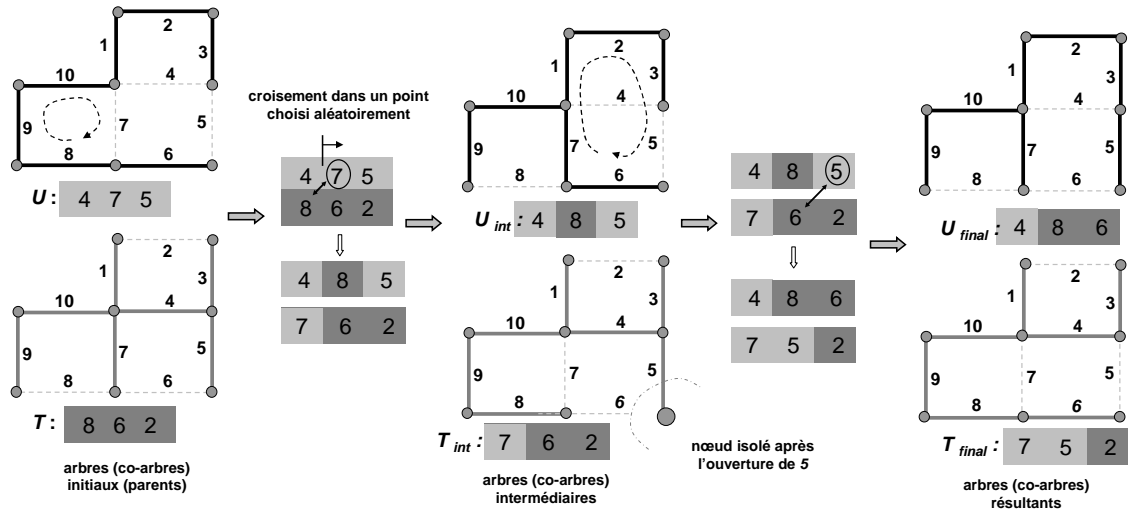


Figure III-26 : Procédure de croisement reposant sur les propriétés des matroïdes et des co-arbres

Nous considérons (comme référence) que les branches situées à la droite du point de croisement (choisi aléatoirement) dans le premier co-arbre (le co-arbre U sur la Figure III-26) seront échangées avec des branches du deuxième co-arbre (le co-arbre T sur la Figure III-26). Afin de remplacer la branche 7 dans U , on ferme cette branche et on identifie (en utilisant l'algorithme de parcours de graphe en profondeur) la boucle formée (en pointillés sur le co-arbre U). On regarde dans cette boucle quelles branches font partie du co-arbre T . On identifie qu'il s'agit de la branche 8. On procède donc au remplacement dans le co-arbre U de la branche 7 par la branche 8 et inversement dans le co-arbre T . On obtient ainsi les co-arbres intermédiaires U_{int} et T_{int} . Il reste à remplacer dans U_{int} la branche 5. On détermine de la même façon qu'au pas précédent la boucle formée dans U_{int} par la fermeture de la branche 5 et on regarde quelles branches se trouvent dans T_{int} . On constate qu'il s'agit dans ce cas de la branche 6 et de la branche 7. Afin d'identifier rapidement et certainement laquelle des deux devrait remplacer la branche 5 dans U_{int} , nous allons introduire la notion de *co-cycle*.

Soit $G=(V, E)$, un graphe avec V , l'ensemble des nœuds et E l'ensemble de branches. Soit X un sous ensemble de V et le sous ensemble $Y=V/X$. Alors l'ensemble de branches $E(X, Y) = \{une\ branche\ e\ est\ dans\ E\ si\ elle\ a\ une\ extrémité\ dans\ X\ et\ l'autre\ dans\ Y\}$ est appelé *co-cycle*. Autrement dit le *co-cycle* représente l'ensemble de branches qui connecte deux sous graphes du même graphe (i.e. deux parties isolées d'un réseau électrique).

Revenons au cas du co-arbre intermédiaire U_{int} de la Figure III-26. Conformément à la procédure présentée pour le premier pas du croisement, la branche 5 fera partie du *co-arbre*

T_{int} . Si on procède donc à son ouverture dans l'arbre T_{int} correspondant (Figure III-26), cela conduirait à une séparation du graphe en deux parties : une partie constituée par le nœud qui est l'extrémité commune entre les branches 5 et 6 (que nous avons appelé 'nœud isolé') et le reste des nœuds. Les deux branches qui permettent de connecter ce nœud au reste du graphe représentent le co-cycle (il s'agit des branches 5 et 6, voir la courbe en pointillés sur la Figure III-26, colonne du milieu). C'est dans cet ensemble de branches que l'on va chercher la branche remplaçant 5 dans le co-arbre U_{int} et réciproquement (il s'agit donc de la branche 6).

Mutation

La fermeture d'une branche faisant partie d'un co-cycle détermine une boucle unique. La mutation consiste à choisir une (ou plusieurs) branche(s) dans le *co-arbre*, déterminer ensuite la boucle formée suite à sa fermeture et finalement choisir aléatoirement dans cette boucle une nouvelle branche à ouvrir. Nous illustrons cette procédure sur la Figure III-27. Le même processus est répété pour les autres gènes (branches) que l'on veut muter.

On peut constater que la réussite de la mutation est ainsi garantie. La boucle est déterminée pour chaque branche ouverte, que l'on veut muter (fermer). Nous évitons ainsi une prédétermination des boucles (comme par exemple dans la référence [LOP - 06]) et des tests supplémentaires pour la validation des topologies résultantes.

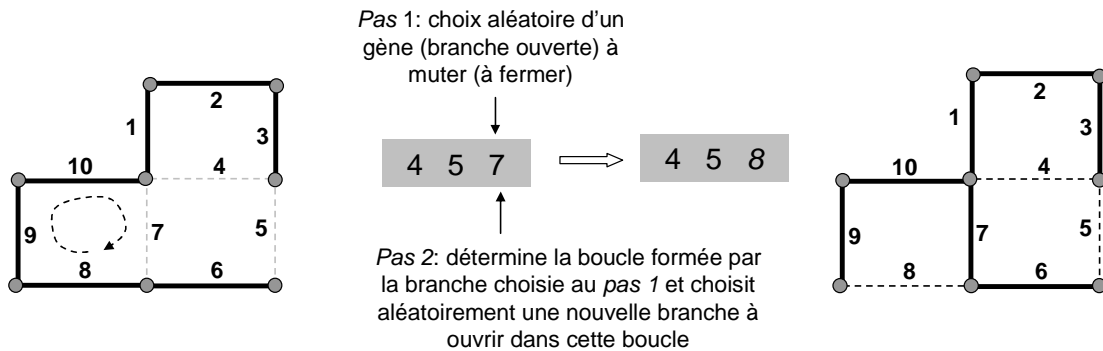


Figure III-27 : Procédure de mutation reposant sur un codage par co-cycles

Genèse de la population initiale

Même si cette opération de l'algorithme génétique est réalisée une seule fois, elle peut prendre un temps non négligeable. Elle consiste à choisir les individus qui feront partie de la population de départ et que l'on va faire évoluer. Le plus souvent, le choix des individus est réalisé aléatoirement.

Nous avons choisi de créer une population avec des individus valides par rapport aux contraintes de topologie. Nous avons premièrement créé aléatoirement un individu (une topologie radiale de réseau, sous forme de co-cycle). Nous réalisons sur le premier individu des mutations au niveau de chaque gène afin de diversifier au maximum le patrimoine génétique de la population initiale. On obtient ainsi un nouvel individu et la procédure continue jusqu'à ce que l'on réalise la totalité des individus de la population initiale. Sur la Figure III-28, nous avons illustré le processus de formation de la population initiale.

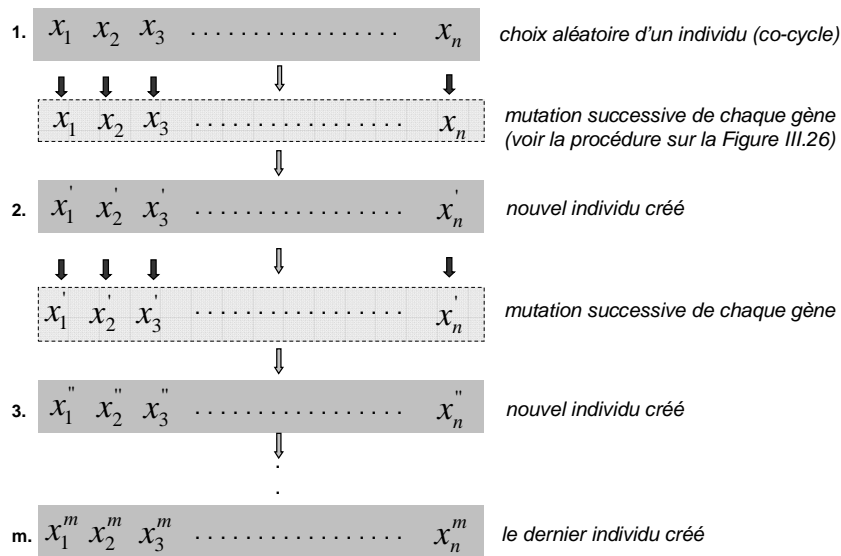


Figure III-28 : Genèse de la population initiale

Evolution

Dans le paragraphe III. 3.5.b), nous avons présenté un schéma générique d'un algorithme génétique (voir la Figure III-19). La stratégie d'évolution que nous avons choisie (voir sur la Figure III-29) suppose tout d'abord l'évaluation d'une population initiale (m individus). Ensuite, pour la première itération, nous procédons directement aux opérations de croisement et de mutation. Ces opérations seront réalisées sur tous les m individus de la population initiale (nous choisissons aléatoirement des individus). Nous fixons le pourcentage de nouveaux individus créés par des croisements et mutations (i.e. p individus, $p \leq m$). Une explication sur la manière de choisir le pourcentage de mutations et de croisements est donnée dans la suite du mémoire.

Les nouveaux individus issus de mutations et croisements (l'ensemble est nommé *offspring* en anglais) sont évalués. L'ensemble de $m + p$ individus est ordonné en fonction de la valeur de la fonction objectif. Sur cette nouvelle population (de $m + p$ individus), nous appliquons des

techniques de sélection (que nous décrivons dans le paragraphe suivant) afin d'obtenir de nouveau un ensemble de m individus. Le processus itératif continue jusqu'à atteindre le nombre maximal de générations. On constate qu'une évaluation totale de la population de m individus est réalisée seulement pour la première itération. Seuls les nouveaux individus seront évalués à chaque nouvelle itération.

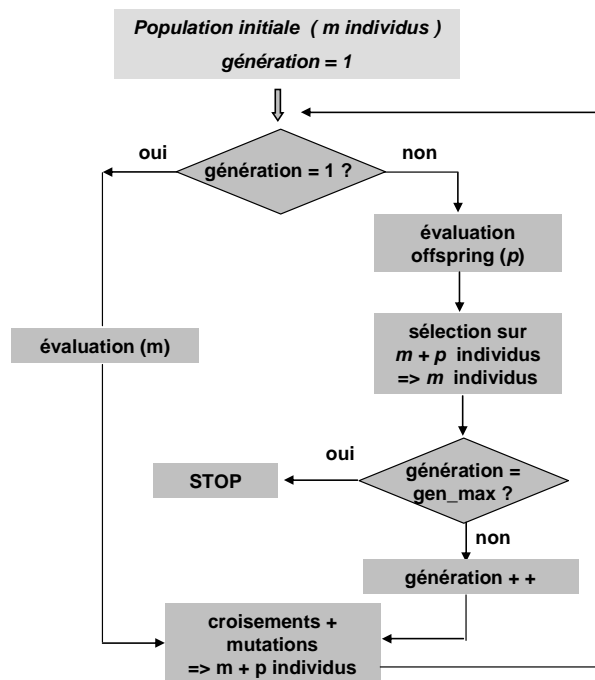


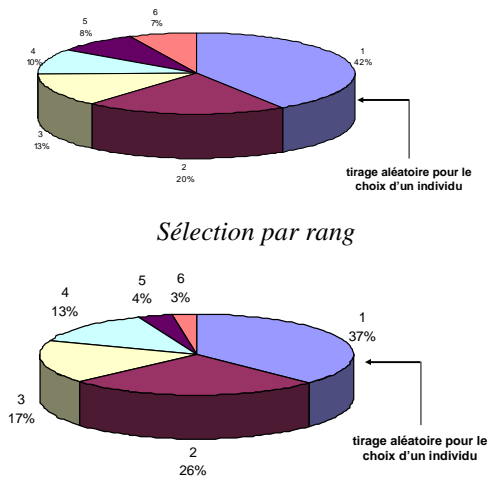
Figure III-29 : Organigramme de l'algorithme génétique développé

Sélection

Une fois les individus évalués, on procède à la sélection des individus qui vont participer aux croisements et mutations. On constate sur la Figure III-29 que la sélection est réalisée sur un ensemble de $m + p$ individus.

Sur cet ensemble, les $m/4$ premiers sont choisis et copiés dans la nouvelle génération (technique appelée *élitisme*). On assure donc la perpétuation des meilleurs individus. Pour le reste de $3/4 m$ individus, on utilise une technique de sélection fondée sur une roue biaisée. On imagine que sur une roue biaisée chaque individu occupe une surface inversement proportionnelle à la valeur de sa fonction d'adaptation (plus la fonction d'adaptation d'un individu est réduite plus la surface sur la roue est importante et donc plus il y a de chance d'être choisi lors d'un tirage aléatoire). Cependant, ceci n'est pas très adapté pour des variations importantes entre les valeurs des fonctions d'adaptation des individus. Si la meilleure fonction d'évaluation d'un chromosome occupe 90 % de surface sur la roulette, les

autres chromosomes auront très peu de chance d'être sélectionnés et on arriverait à une stagnation de l'évolution. On peut calculer les surfaces occupées sur la roue biaisée en fonction du rang de chaque individu dans le classement (*sélection par rang*). Par exemple, sur la Figure III-30, nous avons considéré le cas de 6 individus avec les valeurs suivantes de la fonction d'adaptation (pertes Joule en kW) : 70, 100, 150, 200, 700 et 1000. On peut constater que la sélection par rang donne plus de chance aux configurations avec des pertes élevées d'être choisies.



Sélection en fonction de la valeur de la fonction d'adaptation

Figure III-30 : Sélection par la roue biaisée

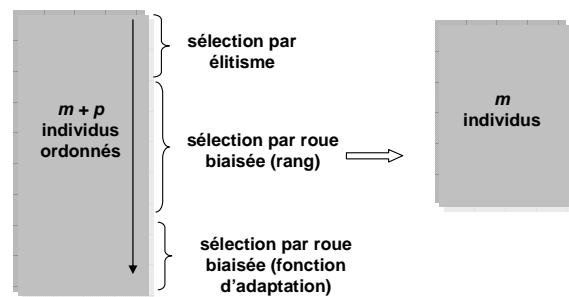


Figure III-31 : Proportion des différents types de sélection

Sur les $\frac{3}{4} m$ individus restants, nous avons réalisé une sélection par rang pour les deux premiers tiers et une sélection par rapport à la valeur de la fonction d'adaptation pour le dernier tiers.

Paramètres de l'algorithme génétique

Un des inconvénients des méthodes d'optimisation méta heuristiques réside dans la nécessité de fixer certains paramètres, qui se révèlent très importants pour leur convergence et pour la qualité des solutions trouvées. Pour l'algorithme génétique, il s'agit de fixer la taille de la population, le nombre de générations et les taux de croisement et de mutation. Nous rappelons qu'une proportion très importante de croisements pourrait figer l'algorithme sur un ensemble restreint d'individus et donc de proposer des optima locaux. Cependant, une proportion importante de mutations pourrait empêcher la convergence de l'algorithme. Afin de faire face

à ce dilemme, nous avons utilisé des taux adaptatifs pour les mutations et pour les croisements [LIN - 03]. La procédure est décrite dans le Tableau III-4.

Tableau III-4 : Calcul de la proportion de croisement/mutation

Procédure de décision (croisement ou mutation)	
<i>tirage aléatoire de deux individus sur l'ensemble de m individus</i>	avec :
<i>si rand > C (gen)</i>	<i>rand</i> : nombre entre 0 et 1, choisi aléatoirement ;
<i>croisement entre les deux individus sélectionnés</i>	<i>gen</i> : génération courante ;
<i>sinon</i>	<i>C (gen)</i> : paramètre de contrôle pour la proportion de croisement et de mutation, initialement $C(1) = 0.5$ (probabilité égale de réaliser un croisement ou une mutation)
<i>mutation au niveau de chacun des deux individus</i>	
<i>fin si</i>	
Calcul du paramètre de contrôle $C (gen)$	
<i>si $F_{min} (gen - 1) > F_{min} (gen)$</i>	$F_{min} (gen - 1)$: fonction d'adaptation minimale pour la génération précédente ;
<i>si $F_{min} (gen)$ provient d'un croisement</i>	$F_{min} (gen)$: fonction d'adaptation minimale pour la génération courante ;
$C(gen+1) = C(gen) - \frac{k}{g_{max}}$	k : facteur de réglage
<i>sinon</i>	
$C(gen+1) = C(gen) + \frac{k}{g_{max}}$	
<i>fin si</i>	
<i>sinon</i>	
<i>si $C (gen) > C (gen - 1)$</i>	
$C(gen+1) = C(gen) - \frac{k}{g_{max}}$	
<i>sinon</i>	
$C(gen+1) = C(gen) + \frac{k}{g_{max}}$	
<i>fin si</i>	
<i>fin si</i>	

L'algorithme de calcul de $C (gen)$ est construit sur la logique suivante. Lorsque, pour une itération donnée, la fonction d'adaptation minimale provient d'un croisement, l'algorithme devrait réaliser plus de croisements (probabilité plus importante) pour la prochaine génération. Dans le cas contraire, il faudra réaliser plus de mutations. Si la fonction d'adaptation reste constante, nous avons l'intérêt à réaliser plus de mutations afin d'enrichir le patrimoine génétique avec de nouveaux gènes.

Concernant la taille de la population et le nombre de générations, nous avons tenté d'identifier par des essais une relation entre le nombre de variables de décision (i. e. interrupteurs télécommandés dans un réseau de distribution) et le nombre de branches qui forment le cycle (i.e. nombre d'interrupteurs normalement ouverts). Dans le chapitre IV, nous présentons des résultats de simulations réalisées pour différents paramètres de l'algorithme génétique.

III.4. Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons présenté les objectifs et les contraintes que nous avons pris en compte pour l'optimisation de la topologie d'un réseau électrique de distribution. Ce problème a été identifié comme étant un problème combinatoire de type NP complet. Nous nous sommes donc dirigés vers des approches heuristiques et méta heuristiques afin de tenter de converger le plus possible de la solution optimale. Nous avons décrit deux méthodes heuristiques : l'ouverture séquentielle de branches et le transfert de charges (avec trois stratégies différentes). Nous avons constaté que la présence des GED induit un risque important qu'une approche heuristique reste bloquée dans un minimum local. Nous avons également exploré une méthode stochastique de type algorithme génétique. Après avoir mis en œuvre un premier algorithme génétique reposant sur un codage binaire des topologies radiales du réseau, nous nous sommes aperçus que la méthode de codage joue un rôle très important sur les performances de l'algorithme. Nous nous sommes appuyés sur des concepts de la théorie des graphes et de la théorie des matroïdes afin de développer des procédures de croisement et de mutation qui garantissent la création des nouvelles configurations viables au regard des contraintes topologiques en particulier.

Le chapitre suivant illustre l'application de ces méthodes pour la détermination d'une configuration radiale optimale au sens des pertes Joule. Le chapitre V illustre, quant à lui, l'application de ces méthodes pour d'autres fonctions objectif et finalités.

Chapitre IV

L'optimisation d'un réseau de distribution en régime normal d'exploitation

CHAPITRE IV	127
IV.1. INTRODUCTION	129
IV.2. ANALYSE DES PERFORMANCES POUR LES DIFFERENTES APPROCHES D'OPTIMISATION	130
<i>IV.2.1. Recherche exhaustive de la configuration optimale (sans GED).....</i>	<i>130</i>
<i>IV.2.2. Recherche exhaustive de la configuration optimale (avec GED).....</i>	<i>132</i>
<i>IV.2.3. Recherche de la configuration optimale par les différentes approches d'optimisation (sans GED).....</i>	<i>136</i>
IV.3. ANALYSE DES PERFORMANCES DES DIFFERENTES VARIANTES DE L'ALGORITHME DE TRANSFERT DE CHARGES	137
<i>IV.3.1. Analyse des performances des méthodes de transfert de charge face aux changements des configurations de départ</i>	<i>137</i>
<i>IV.3.2. Optimisation par différentes variantes de l'algorithme de transfert de charge..</i>	<i>139</i>
IV. 3.2.a) Optimisation du réseau IEEE2 (sans GED)	139
IV. 3.2.b) Optimisation du réseau IEEE2 (avec GED).....	143
IV. 3.2.c) Optimisation du réseau EDF (sans GED).....	145
IV. 3.2.d) Optimisation du réseau EDF (avec GED).....	152
IV.4. ANALYSE DES PERFORMANCES DE L'ALGORITHME GENETIQUE POUR L'OPTIMISATION DES PERTES JOULE.....	156
<i>IV.4.1. Introduction</i>	<i>156</i>
<i>IV.4.2. Optimisation des pertes pour le réseau IEEE 1.....</i>	<i>156</i>
IV. 4.2.a) Genèse de la population initiale	157
IV. 4.2.b) Analyse de la convergence de l'AG pour différentes populations initiales.....	158
IV. 4.2.c) Convergence de l'AG pour différentes tailles de la population initiale.....	158
IV. 4.2.d) Analyse statistique pour le choix des paramètres de l'algorithme génétique	159
<i>IV.4.3. Optimisation du réseau IEEE2</i>	<i>161</i>
IV. 4.3.a) Analyse statistique pour le choix des paramètres de l'algorithme génétique	161
IV. 4.3.b) Variation du taux de mutation et de croisement.....	162
<i>IV.4.4. Optimisation du réseau EDF.....</i>	<i>165</i>
<i>IV.4.5. Conclusions sur l'optimisation avec l'algorithme génétique</i>	<i>166</i>
IV.5. CONCLUSIONS GENERALES SUR L'OPTIMISATION DES RESEAUX DE DISTRIBUTION RADIOUX	166

IV.1. Introduction

Ce chapitre est consacré à l'application des algorithmes d'optimisation présentés dans le chapitre précédent pour la recherche de la topologie optimale des réseaux de distribution en régime normal de fonctionnement.

Dans le chapitre III, quatre approches algorithmiques ont été décrites pour la recherche d'une topologie optimale pour un réseau de distribution : la recherche exhaustive, un algorithme descendant de type glouton (*l'Ouverture Séquentielle de Branches, OSB*), un algorithme descendant de type « permutation de branches », encore appelé « transfert de charges » (*TC*) et une approche stochastique (*Algorithme Génétique, AG*). Pour le transfert de charge, nous avons développé trois stratégies différentes : une exploration *complète* du voisinage d'une configuration (nous l'appellerons *TC_VC* dans la suite du mémoire), une exploration réduite du voisinage, fondée sur l'allure monotone de la fonction objectif à l'intérieur d'une boucle (*TC_VR*) et une stratégie reposant sur une exploration *dynamique* du voisinage (*TC_VD*).

Dans ce chapitre, nous allons détailler la mise en œuvre de ces différents algorithmes pour l'optimisation des trois différents réseaux, introduits dans le chapitre II. Nous proposons une analyse de ces différentes méthodes autour de trois axes :

- une première comparaison des méthodes concerne la qualité des solutions calculées, en utilisant une comparaison avec les solutions issues de l'approche exhaustive (seule approche garantissant l'optimalité des solutions proposées) ; nous réalisons ces comparaisons pour l'optimisation du réseau *IEEE 1* en considérant les critères des pertes Joule, du profil de tension et de l'équilibrage des courants sur les lignes. Les comparaisons seront réalisées dans les deux cas : avec ou sans GED ;
- analyse des performances des différentes variantes de l'algorithme de *transfert de charges*, appliqué aux trois réseaux, en considérant plusieurs critères d'optimisation et la présence des GED ;
- analyse des performances de l'algorithme génétique en fonction de différents réglages (population initiale, nombre d'individus dans une population, nombre de générations) ;

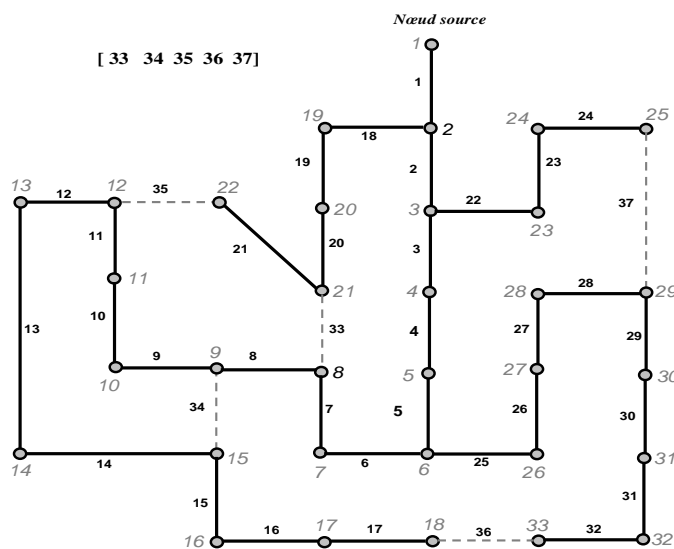
Le but de cette analyse est de pouvoir mettre en évidence les avantages et les inconvénients de chacune des méthodes et de pouvoir proposer celle qui nous semble la plus adaptée pour l'optimisation des réseaux de distribution réels. Un ensemble de conclusions sera finalement formulé quant aux différentes approches d'optimisation considérées.

IV.2. Analyse des performances pour les différentes approches d'optimisation

Nous allons appliquer les trois algorithmes d'optimisation et leurs variantes (*OSB*, *TC* et *AG*) pour la recherche d'une topologie optimale du réseau *IEEE1*. Nous allons considérer les trois critères d'optimisation suivants : minimisation des pertes Joule, optimisation du profil de tension et équilibrage des courants sur les branches (voir le chapitre II pour les expressions des fonctions objectif associées). Pour chaque critère d'optimisation, nous prenons en compte la présence ou l'absence des GED.

IV.2.1. Recherche exhaustive de la configuration optimale (sans GED)

Nous commençons l'analyse par la recherche de la topologie optimale en utilisant l'approche exhaustive. Le réseau *IEEE1* comporte cinq boucles, 37 branches et 33 nœuds (voir la Figure IV-1). A l'aide de l'algorithme développé sous Prolog, nous avons pu lister l'ensemble des configurations radiales (au total : 50751 combinaisons). Chacune de ces configurations a été évaluée par rapport aux trois critères d'optimisation considérés. Cela se traduit par un appel à une fonction de calcul de répartition de charges pour chacune des configurations. Dans le Tableau IV-1, nous listons les quatre premières configurations dans l'ordre croissant pour les trois critères considérés. Afin de réaliser des comparaisons pour les critères sur la tension et sur les courants, nous indiquons également les pertes qui correspondent à chaque configuration trouvée (les colonnes en gris sur le Tableau IV-1).

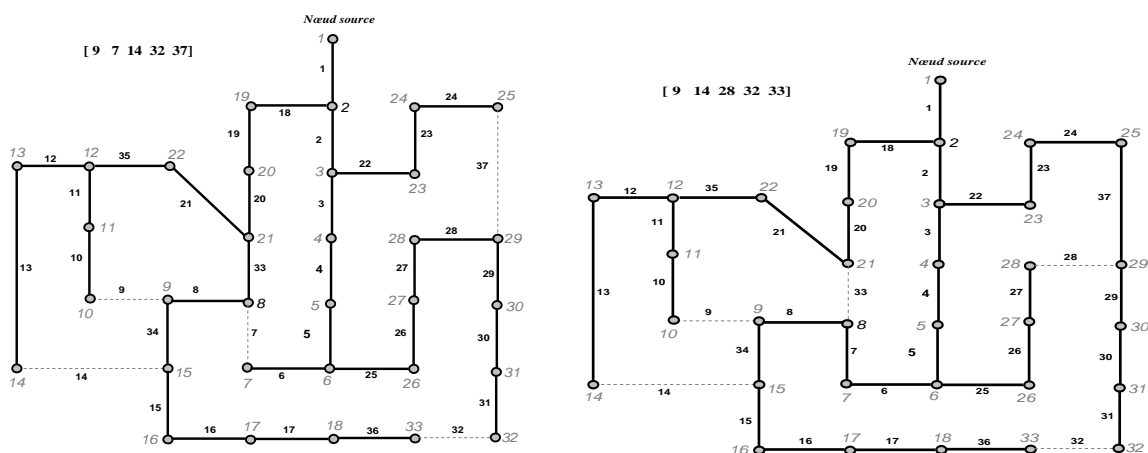


Charge totale réactive = 2.3 MVar ;
 Pertes = 5.17 % (Charge Totale)
 Charge totale active = 3.715 MW ;

Figure IV-1 : Réseau IEEE1: topologie initiale

Nous constatons que les configurations optimales ne sont pas identiques (Figure IV-2 et Tableau IV-1), pour chacun des trois critères considérés. Cependant, la minimisation des pertes Joules nous permet d'obtenir également un « bon » profil de tension (des tensions le plus près possible de la tension nominale) (Figure IV-3) par rapport à la configuration initiale. Lorsque l'on optimise le profil de tension (*critère_U*), on obtient une légère amélioration du profil de tension par rapport à la configuration optimale, issue de l'optimisation des pertes (Figure IV-4).

Cependant les deux critères (de *U* et de *I*) conduisent à des configurations avec des pertes Joule supérieures aux configurations trouvées en appliquant le critère des pertes.



a) configuration optimale pour les pertes b) configuration optimale pour le profil de tension
 Figure IV-2 : Les configurations optimales pour les pertes (a) et pour le profil de tension (b)

Tableau IV-1: Classements des configurations issues de la recherche exhaustive

	Critère_pertes		Critère_U		Critère_I	
	Configurations (branches ouvertes)	Pertes [%]	Configurations (branches ouvertes)	Pertes [%]	Configurations (branches ouvertes)	Pertes [%]
1	7 9 14 32 37	3.52	9 14 28 32 33	3.65	7 9 14 28 31	3.80
2	7 9 14 32 28	3.53	9 14 28 33 36	3.7	7 10 14 28 31	3.67
3	7 10 14 32 37	3.54	7 9 14 28 36	3.58	7 11 14 28 31	3.86
4	7 10 14 32 28	3.55	7 10 14 28 36	3.59	7 9 14 27 31	3.83

Les pertes sont exprimées sous la forme d'un pourcentage de la charge totale.

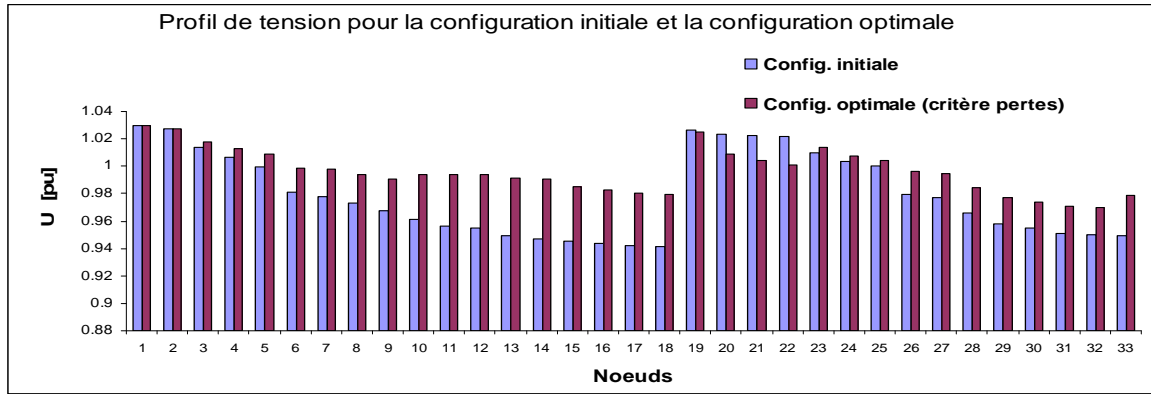


Figure IV-3: Le profil de tension pour les configurations initiale (en bleu) et optimale (en rouge)

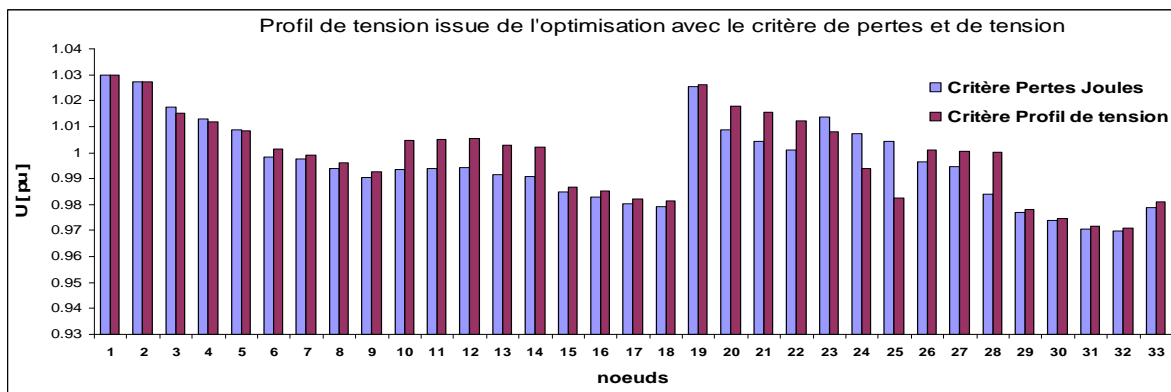


Figure IV-4 : Le profil de tension pour les configurations optimales (critères pertes et tension)

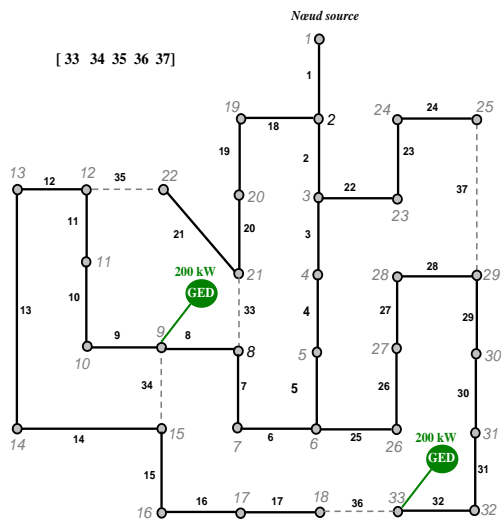
IV.2.2. Recherche exhaustive de la configuration optimale (avec GED)

Nous avons considéré une injection de puissance au niveau de deux nœuds du réseau (Figure IV-6), afin de simuler la présence des GED. Nous cherchons les configurations optimales utilisant l'approche exhaustive pour les trois critères déjà évoqués.

La présence des GED induit un changement de la configuration optimale du réseau, pour les trois critères considérés. On peut constater que leur présence provoque une différence plus importante au niveau des pertes pour la configuration issue de l'optimisation du critère de tension par rapport à celle optimisant les pertes (i.e. approximativement 3.6 % de différence pour le cas *sans GED* par rapport à 7.9 % pour le cas *avec GED* : valeurs obtenues à l'issue d'un calcul d'erreur relative entre les valeurs des pertes données pour les deux critères, dans le Tableau IV-1 et dans le Tableau IV-2). Cela signifie que dans le cas de présence des GED, l'application d'un critère d'optimisation ne permettrait plus obtenir une configuration qui pourrait être considérée comme « acceptable » pour un autre critère.

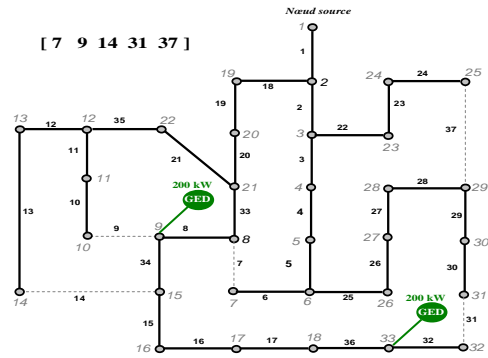
Tableau IV-2 : Classements des configurations issues de la recherche exhaustive (avec GED)

	Critère_pertes		Critère_U		Critère_I	
	Configurations	Pertes [%]	Configurations	Pertes [%]	Configurations	Pertes [%]
1	7 9 14 31 37	2.66	7 10 14 28 32	2.89	7 9 14 28 30	2.75
2	7 10 14 31 37	2.66	7 9 14 28 32	2.91	7 10 14 28 30	2.77
3	7 11 14 31 37	2.67	7 11 14 28 32	2.89	7 11 14 28 30	2.79
4	7 9 14 28 31	2.7	9 14 28 32 33	2.96	7 9 13 28 30	2.86

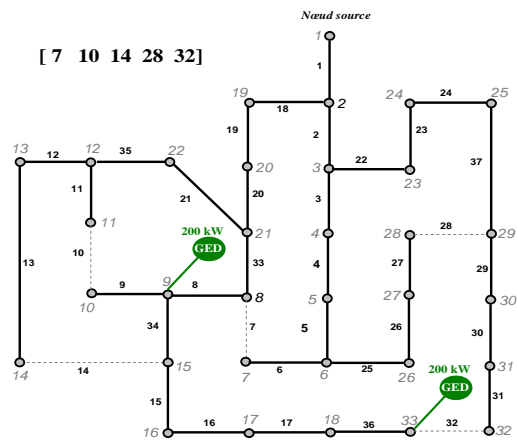


Charge totale active = 3.72 MW ;
 Charge totale réactive = 2.3 MVar ;
 $P_{GED} = 400$ kW (soit 18.8 % de la charge totale avec $\tan \phi = 0.4$) ;
 Pertes = 3.52 % (Charge Totale) ;

Figure IV-5: Réseau IEEE1 : topologie initiale - avec GED



a) configuration optimale pour les pertes



b) configuration optimale pour le profil de tension

Figure IV-6 : Les configurations optimales pour les pertes (a) et pour le profil de tension (b) - avec GED

De la même façon que pour le cas sans GED, nous appliquons les différents algorithmes d'optimisation développés afin de déterminer la configuration optimale qui minimise les pertes Joule. Pour les algorithmes de transfert de charges, nous prenons comme configuration de départ celle illustrée sur la Figure IV-5.

L'algorithme *OSB* converge vers une configuration caractérisée par une valeur quasiment égale (valeur arrondie dans le Tableau IV-3) à la valeur optimale (issue de la recherche exhaustive). Cependant, on peut constater que par rapport au cas *sans GED* seul l'algorithme *TC_VC* converge vers la configuration optimale (les algorithmes de transfert de charges, *TC_VR* et *TC_VD* ont dut être, logiquement, piégés dans des optimums locaux).

Tableau IV-3: Optimisation des pertes (application des cinq algorithmes implémentés) – avec *GED*

Méthode	OSB	TC_VC	TC_VR	TC_VD	AG
Configuration	7 10 14 31 37	7 9 14 31 37	7 10 14 36 37	6 8 9 36 37	7 9 14 31 37
Pertes [%]	2.66	2.66	2.72	2.75	2.66
Nb. calculs LF	5	356	66	39	300

Pour les trois variantes de l'algorithme *TC*, on constate une réduction générale du nombre de calculs de *load flow* par rapport au cas *sans GED*. La configuration initiale (illustrée sur la Figure IV-5) avec l'insertion de *GED* que nous avons effectuée, est plus proche de la solution optimale que celle du cas sans *GED*. De ce fait, les algorithmes nécessitent donc moins d'itérations pour converger. Concernant l'algorithme génétique, ces performances ne sont pas influencées par la présence des *GED* et on retrouve des performances identiques au cas sans *GED*.

Afin d'analyser la convergence de chacune des trois variantes du transfert de charges, nous listons dans le Tableau IV-4, les manœuvres (branches à fermer/branches à ouvrir) indiquées par chaque algorithme. Nous rappelons que pour le transfert de charge une itération correspond à une permutation de branches.

Pour chaque itération, nous montrons également la réduction des pertes Joule obtenues (ΔP dans le Tableau IV-4). Les valeurs inscrites sur la dernière ligne du tableau correspondent à la réduction totale des pertes par rapport à la configuration initiale. On constate pour l'algorithme *TC_VR*, l'existence de seulement 4 itérations (identiques aux 4 premières itérations de l'algorithme *TC_VC*).

Afin de converger vers la solution optimale, il faudrait poursuivre la recherche avec la fermeture de la branche 36 et l'ouverture de la branche 31 (comme dans le cas de l'algorithme *TC_VC*, voir sur la première colonne du Tableau IV-4). Cependant, ceci n'est pas possible pour la variante *TC_VR* du fait de son fonctionnement. Nous rappelons que l'algorithme *TC_VR* analyse les deux branches adjacentes (i.e. 17 et 32) de la branche à fermer (i.e. branche 36).

Tableau IV-4: Convergence des trois méthodes de transfert de charges

itérations	TC_VC		TC_VR		TC_VD	
	Man.	ΔP [kW]	Man.	ΔP [kW]	Man.	ΔP [kW]
1	35 -10	33.5	35 -10	33.5	35 -10	33.5
2	33 -6	3.9	33 -6	3.9	37 -28	1.49
3	34 -14	3.07	34 -14	3.07	34 -8	2.02
4	6 -7	0.61	6 -7	0.61	33 -7	1.11
5	36 -31	2.36			10 -9	0.47
6	10 -9	0.12			28 -37	1.01
7					7 -6	0.56
Total		43.56		41.08		40.16

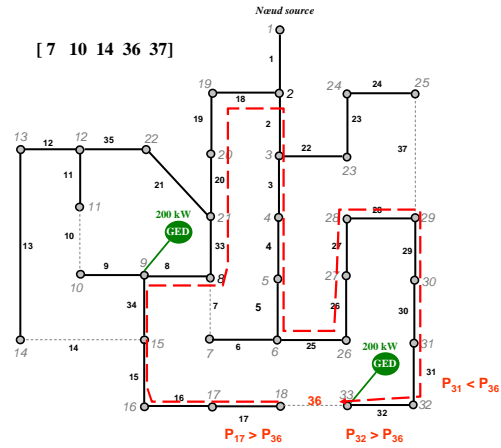


Figure IV-7 : Configuration sous optimale issue de l'optimisation avec TC_VR

Sur la Figure IV-7, nous avons illustré la configuration issue de l'optimisation des pertes avec l'algorithme *TC_VR* ainsi que la boucle formée par la fermeture éventuelle de la branche ouverte 36.

Concernant la convergence de l'algorithme *TC_VD*, on constate que la première manœuvre coïncide avec celles des deux autres algorithmes (voir la ligne jaune sur le Tableau IV-4).

On rappelle que pour cet algorithme le choix de la boucle à optimiser est fait en fonction de la différence de potentiel entre les nœuds adjacents des branches ouvertes. Pour le cas de figure de notre réseau test, la différence maximale de potentiel correspond à la branche ouverte 37. La deuxième itération propose donc la fermeture de la branche 37 et l'ouverture de la branche 28. De ce fait, la recherche continue donc d'une façon différente des deux autres variantes.

La présence des GED conduit, dans ce cas, à une convergence de l'algorithme de transfert de charge vers un minimum local. Cette stratégie, fondée sur l'exploitation de l'allure monotone de la fonction objectif le long d'une boucle, a été utilisée afin de réduire le nombre de configurations à tester pour une itération donnée.

On peut constater que les différences de pertes entre les trois configurations issues de l'optimisation avec les trois algorithmes restent, pour ce réseau, faibles. Par exemple, pour le cas avec des GED, entre les solutions fournies par les algorithmes *TC_VC* et *TC_VD*, il y a une différence de 0.09 % sur les pertes Joule (soit 3.35 kW). Cependant, même si l'algorithme *TC_VD* propose une configuration sous optimale, elle nécessite seulement 11% de l'effort de

calcul de la méthode *TC_VC* (la différence entre le nombre d'appels au calcul de répartition de charges dans le Tableau IV-3).

Cependant, à ce stade du travail de recherche, il s'avère difficile de conclure quant au choix de la méthode à utiliser. Nous allons continuer l'analyse de ces méthodes avec l'étude de leurs performances pour différentes configurations de départ.

IV.2.3. Recherche de la configuration optimale par les différentes approches d'optimisation (sans GED)

Afin de chercher la configuration optimale radiale pour le réseau *IEEE1* (sans utilisation de la recherche exhaustive), nous avons appliqué les trois approches d'optimisation présentées au chapitre précédent: l'ouverture séquentielle des branches (*OSB*), le transfert de charges (*TC*) avec ses trois variantes : *TC_VC*, *TC_VR*, *TC_VD* (voir le chapitre III) et l'algorithme génétique.

On constate, sur le Tableau IV-5 qui présente les résultats sur ce réseau *IEEE1*, que les trois algorithmes proposent comme configuration optimale la même que celle issue de la recherche exhaustive.

Afin de rendre notre analyse indépendante de la vitesse de calcul des ordinateurs sur lesquels nous avons fait les calculs et du type d'algorithme de calcul de répartition des charges, nous avons choisi d'analyser (Tableau IV-5) les performances de chaque méthode d'optimisation, en fonction du nombre d'appels au calcul de répartition de charges (*Load Flow*, *LF* dans le tableau) qu'elles nécessitent. On constate que l'effort de calcul varie d'une façon considérable entre les différentes méthodes.

Tableau IV-5: Optimisation des pertes (application des cinq algorithmes implémentés)
– réseau *IEEE1*

Méthode	OSB	TC_VC	TC_VR	TC_VD	AG
Configuration	7 9 14 32 37	7 9 14 32 37	7 9 14 32 37	7 9 14 32 37	7 9 14 32 37
Pertes [%]	3.52	3.52	3.52	3.52	3.52
Nb. calculs LF	5	402	130	57	300

Nous rappelons que l'algorithme de l'*OSB*, appliqué pour minimiser les pertes Joule, nécessite un nombre de calculs de répartition de charges égal au nombre de branches ouvertes dans le réseau (il s'agit donc de 5 appels dans le cas du réseau *IEEE1*).

Pour les trois variantes de la méthode de transfert de charges qui nécessitent une configuration de départ, nous avons considéré la configuration radiale illustrée sur la Figure IV-1. La méthode de transfert de charge fondée sur une analyse complète du voisinage d'une configuration nécessite, pour ce réseau, le plus grand nombre de calculs de *load flow* (i.e. 402 calculs). Pour l'algorithme de transfert de charge reposant sur une exploration dynamique du voisinage, l'effort de calcul est considérablement réduit (i.e. 57 calculs). Nous présentons dans la suite de la thèse des comparaisons entre les différentes variantes de l'algorithme de transfert de charges. Concernant l'algorithme génétique, les résultats présentés dans le tableau sont issus d'une simulation avec un jeu de paramètres de réglage que nous avons identifié comme pouvant trouver la configuration optimale, pour ce réseau. Nous reviendrons plus tard sur le réglage de l'algorithme génétique et l'analyse de la performance de l'algorithme face à la variation des paramètres de réglage.

IV.3. Analyse des performances des différentes variantes de l'algorithme de transfert de charges

Nous avons constaté une différence importante sur le nombre de calculs de *load flow* nécessaires pour la convergence des trois variantes de l'algorithme de transfert de charge. Une analyse plus poussée de ces méthodes s'impose donc afin d'identifier celle qui semble être la plus appropriée en termes d'effort de calcul et de qualité des solutions proposées. Nous proposons cette analyse autour de ces deux points :

- 1) Analyse de l'influence de la configuration de départ sur la qualité des solutions proposées par les trois variantes de l'algorithme de transfert de charge ;
- 2) Comparaisons des trois méthodes de transfert de charge : exemple sur la minimisation des pertes Joule pour les réseaux *IEEE2* et EDF.

Chacun de ces points sera traité à l'aune de l'insertion possible de production décentralisée.

IV.3.1. Analyse des performances des méthodes de transfert de charge face aux changements des configurations de départ

Nous entendons par la performance d'une méthode sa capacité de fournir une solution la plus proche possible de la solution optimale. Nous rappelons que l'algorithme de transfert de charge, du fait de sa stratégie de recherche, pourrait proposer des solutions qui ne sont optimales que localement. La configuration de départ joue donc un rôle important sur *la performance* de l'algorithme.

Nous allons analyser *la performance* de chacune des trois variantes du transfert de charges pour différentes configurations de départ. Ceci sera réalisé pour le réseau *IEEE1 avec* ou *sans GED*. Nous avons appliqué chacune des trois méthodes de transfert de charge pour minimiser les pertes Joule, en considérant comme configuration de départ chacune des 50751 configurations radiales envisageables (déterminées préalablement par l'analyse exhaustive). Les résultats sont présentés sur le Tableau IV-6. Nous avons déterminé le nombre de configurations initiales conduisant à la configuration optimale à l'issue de l'application de diverses variantes du transfert de charges ainsi que le nombre de configurations sous optimales obtenues.

On peut constater, dans le cas *sans GED*, que, pour chacune des configurations radiales de départ, tous les algorithmes de transfert de charge convergent vers la solution optimale. Cependant, pour le cas où l'on considère deux GED installées dans le réseau (voir la Figure IV-5), les méthodes *TC_VR* et *TC_VD* convergent, dans certains cas, vers des configurations sous optimales (voir sur la dernière ligne du Tableau IV-6).

Tableau IV-6: Résultats pour l'analyse de la robustesse des trois méthodes de transfert de charge

Sans GED			
	TC_VC	TC_VR	TC_VD
<i>Nb. convergence vers la solution optimale</i>	100%	100%	100%
<i>Nb_solutions sous optimales</i>	0	0	0
Avec GED (2 x 200kW)			
<i>Nb convergence vers la solution optimale</i>	100%	44 %	37 %
<i>Nb_sol sous optimales</i>	0	4	4

Cela est dû à la présence des GED qui font que la stratégie de recherche dans un espace limité ne suffit pas pour trouver la permutation de branches qui minimiserait encore la fonction objectif. Cependant l'algorithme *TC_VC*, qui réalise une exploration plus étendue du voisinage d'une configuration, permet de trouver, pour ce cas de figure, la configuration optimale.

Il est vrai que ces exemples relativement simples, ne nous permettent pas de conclure définitivement sur la qualité des méthodes. Cependant, ils offrent un premier aperçu sur la qualité des solutions et sur l'effort de calcul nécessaire pour chaque algorithme. Si on se

résumait à l'analyse que l'on vient de présenter, on pourrait conclure que la méthode *TC_VD* semblerait être la plus pertinente étant donné l'effort de calcul qu'elle nécessite et la qualité des solutions proposées. Nous allons continuer l'analyse de ces méthodes avec l'optimisation de deux réseaux plus complexes.

IV.3.2. Optimisation par différentes variantes de l'algorithme de transfert de charge

Afin de comparer les performances des trois variantes de l'algorithme de *transfert de charge*, nous les avons appliqués pour l'optimisation des réseaux *IEEE2* (Figure IV-8) et *EDF*. Les deux réseaux nécessitent l'ouverture respectivement de 11 et de 30 branches afin de respecter la contrainte d'arborescence. Dans le paragraphe précédent, nous avons mis en évidence que la convergence de l'algorithme de *transfert de charge* était influencée par la configuration de départ. De ce fait, au cours de ce paragraphe, nous allons considérer plusieurs topologies de départ :

- la topologie que nous appelons *initiale* qui a été identifiée soit dans les références bibliographique (i.e. pour le réseau *IEEE 2*) soit suivant des critères empiriques de fiabilité (i.e. pour le réseau *EDF*) ;
- la topologie issue de l'optimisation avec l'algorithme d'*OSB* ;
- d'autres topologies initiales radiales, générées aléatoirement.

IV. 3.2.a) Optimisation du réseau *IEEE2* (sans *GED*)

Dans le Tableau IV-7, nous présentons les résultats de l'optimisation (pertes Joule) pour le réseau *IEEE2*. La configuration de départ (exprimée dans le tableau par les branches ouvertes) correspond à celle indiquée dans la référence [DAS - 06]. Nous pouvons constater que les trois méthodes de transfert de charge convergent vers la même solution (Figure IV-9 a) par les mêmes séquences d'ouvertures/fermetures de branches. Cependant, il est important de comparer le nombre de calculs nécessaires pour chaque méthode.

Nous rappelons que la méthode *TC_VC* explore entièrement le voisinage d'une configuration afin de choisir celle qui minimise le plus la fonction objectif. La méthode *TC_VR*, s'appuie sur l'allure monotone de la fonction objectif à l'intérieur d'une boucle pour réduire le voisinage d'une configuration et donc pour réduire le nombre de calculs nécessaires. La méthode *TC_VD* utilise également l'allure monotone de la fonction objectif. Par contre, l'exploration du voisinage d'une configuration dans une boucle est arrêtée dès que l'on en

trouve une qui minimise la fonction objectif. La recherche continue avec l'exploration du voisinage de cette nouvelle configuration. De ce fait, on accélère la convergence vers le plus proche minimum local.

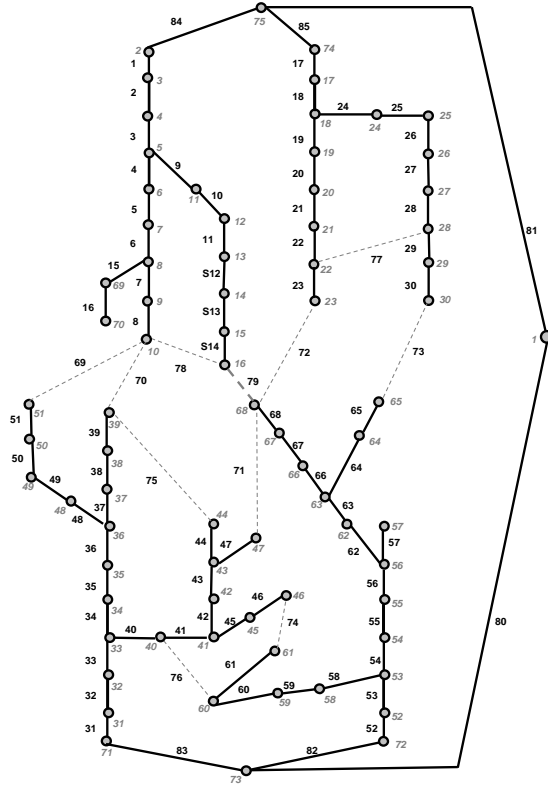


Figure IV-8 : Réseau IEEE2

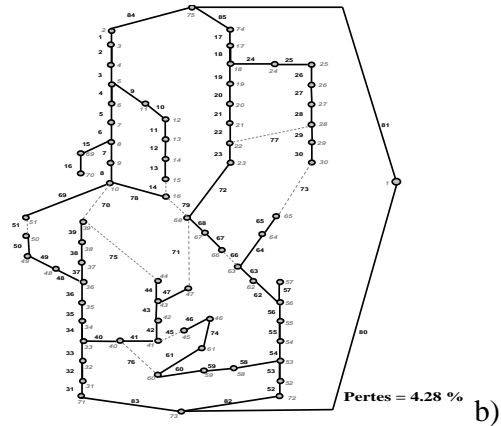
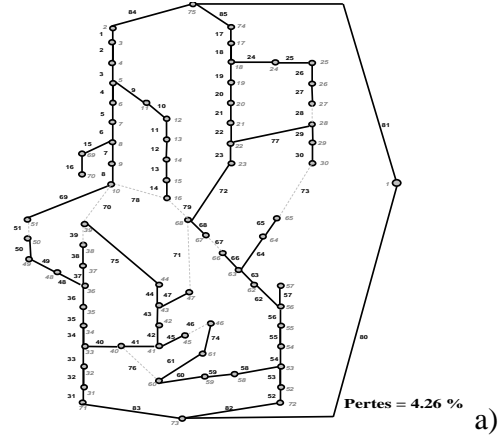


Figure IV-9 : Configuration après optimisation avec transfert de charge (a) et OSB (b)

Nous mettons donc en évidence dans le Tableau IV-7 que pour converger vers une même configuration (à partir d'une même configuration de départ), les trois algorithmes nécessitent un nombre différent de calculs de *load flow*. Nous illustrons également sur la Figure IV-10, le nombre de calculs nécessaires pour chaque itération des trois algorithmes de transfert de charge. Afin de comparer la valeur des pertes Joule ainsi que le nombre de calculs de load flow, dans ce même tableau, nous indiquons également la configuration radiale issue de l'optimisation avec l'algorithme d'*OSB*.

Tableau IV-7 : Comparaison des trois méthodes de transfert de charge (réseau IEEE2)

Méthode d'optimisation	TC_VC	TC_VR	TC_VD
Configuration initiale Pertes = 4.74 %	69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 voir sur la Figure IV-8		
Manœuvres (Fermeture -> Ouverture)	(72-67), (69-51), (74, 46) (77-28), (75-39)		
Appels LF	930	193	49
Pertes (% Charge Totale)	4.26		
Configuration après optimisation avec transfert de charge	51 70 71 67 73 46 39 76 28 78 79 voir sur la Figure IV-9 a)		
Optimisation avec OSB Pertes = 4.28 % (11 appels LF)	14 45 51 66 70 71 73 75 76 77 79 voir sur la Figure IV-9 b)		

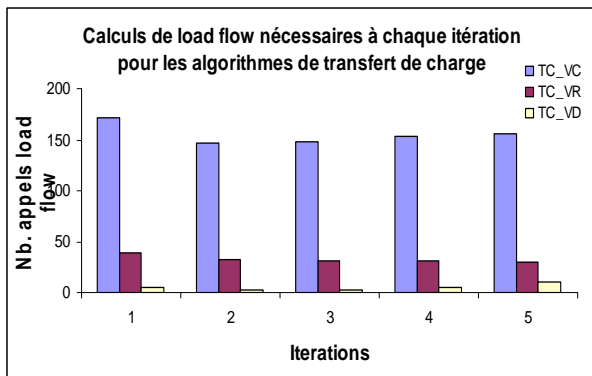


Figure IV-10 : Calcul de load flow pour les trois algorithmes de transfert de charge.

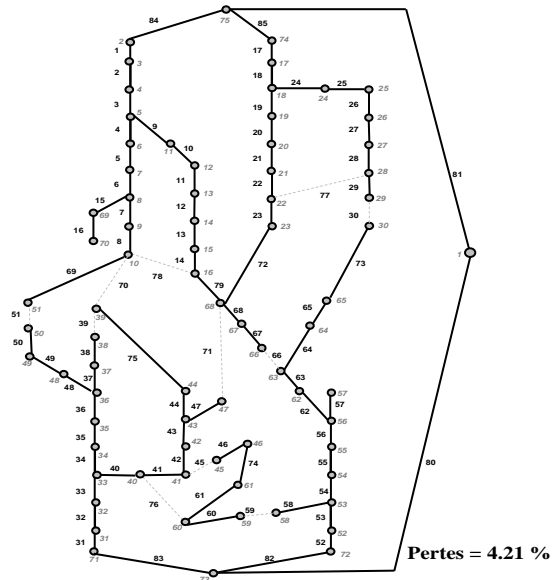


Figure IV-11 : Configuration après optimisations successives avec OSB + transfert de charge

Pour le même réseau, nous avons donc appliqué l'algorithme d'OSB afin de minimiser les pertes Joule. Nous obtenons, après 11 calculs de répartition de charges (qui correspondent aux 11 branches à ouvrir), une configuration pour laquelle les pertes sont légèrement supérieures à celles trouvées avec les trois algorithmes de transfert de charge (voir sur la Figure IV-9 b) alors que ces derniers ont appelé entre 49 et 930 appels au calcul de répartition de charges.

Nous avons appliqué, de nouveau, pour ce même réseau chacun des trois algorithmes de transfert de charge mais nous avons considéré comme configuration de départ celle issue de l'OSB (Figure IV-9 b). Les trois algorithmes de transfert de charge proposent une même

configuration optimale (Figure IV-11) caractérisée par une valeur de pertes inférieure à celle trouvée initialement (4.21% comparée à 4.26%, trouvée initialement et à comparer au 4.28% issue de l'OSB).

En conclusion, à partir de la configuration initiale (Figure IV-8), l'algorithme de transfert de charge, y compris la version reposant sur une exploration complète du voisinage (TC_VC), converge vers une configuration sous optimale. Le changement de la configuration de départ (celle issue de l'OSB) a permis finalement la convergence vers une meilleure configuration.

Intéressons-nous maintenant au profil de tension. Nous avons appliqué l'algorithme TC_VC pour l'optimisation du profil de tension en partant de la configuration initiale qui est illustrée sur la Figure IV-8. Sur la Figure IV-12, nous illustrons le profil de tension pour les configurations issues de l'optimisation des pertes et du profil de tension. On peut constater une amélioration du profil de tension par rapport au cas pour lequel on optimise les pertes. Cependant les pertes correspondantes sont légèrement supérieures (4.27 % par rapport à 4.26 %).

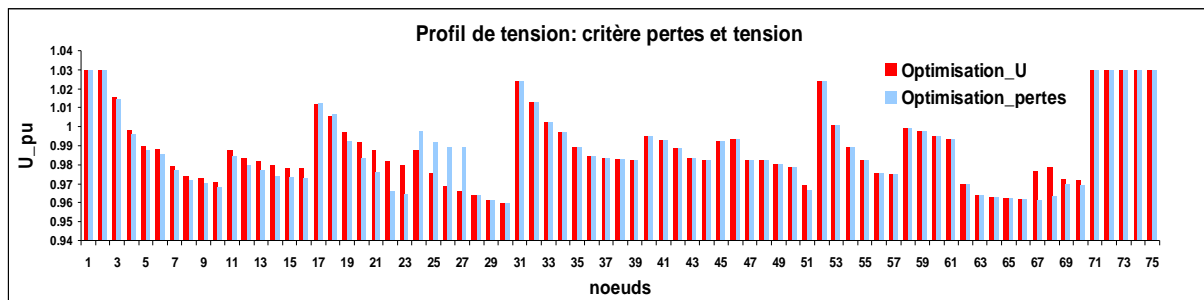


Figure IV-12 : Profil de tension issu de l'optimisation des pertes et de la tension

Nous avons optimisé le profil de tension avec l'algorithme TC_VC , en prenant comme configuration initiale celle issue de l'optimisation avec l'OSB. Même si sur la Figure IV-13 l'amélioration du profil de tension n'est pas évidente, la somme des écarts de la tension en chaque nœud par rapport à la tension nominale est inférieure à la somme que nous avons obtenue suite à l'optimisation de ce même critère en partant de la configuration initiale illustrée sur la Figure IV-8.

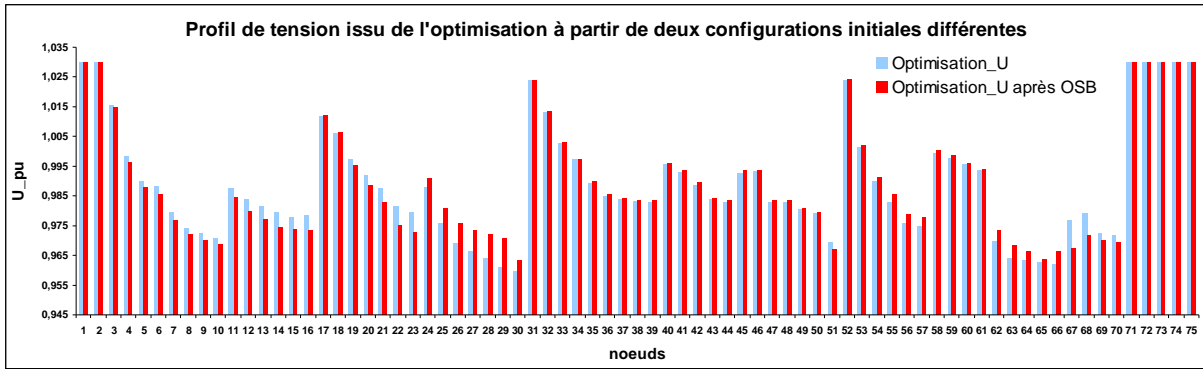


Figure IV-13 : Profil de tension issu de l'optimisation avec deux configurations initiales différentes

Cela nous permet de conclure que les algorithmes de transfert de charges ont convergé (pour ce cas de figure) vers une solution sous optimale pour les deux critères : pertes et profil de tension.

IV. 3.2.b) Optimisation du réseau IEEE2 (avec GED)

Nous avons simulé une insertion de production distribuée (Figure IV-14) au niveau du réseau (3*400 kW, soit 27 % de la charge totale). Les résultats de l'optimisation des pertes avec l'OSB et les trois algorithmes de transfert de charge sont montrés dans le Tableau IV-8. Nous traçons également sur la Figure IV-16 l'évolution de la fonction objectif (i.e. pertes) pour les trois algorithmes de transfert de charge.

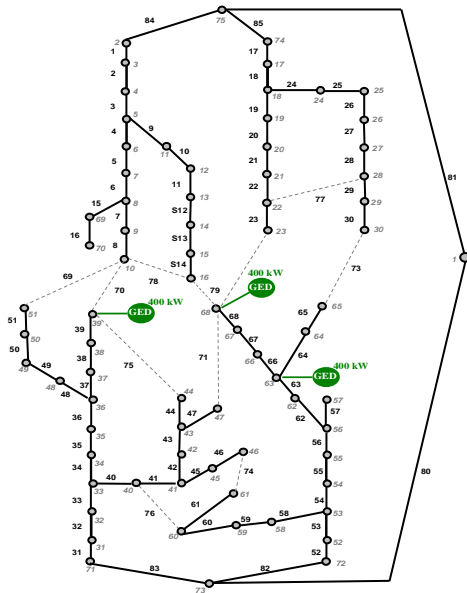


Figure IV-14 : Réseau IEEE2 (avec GED)

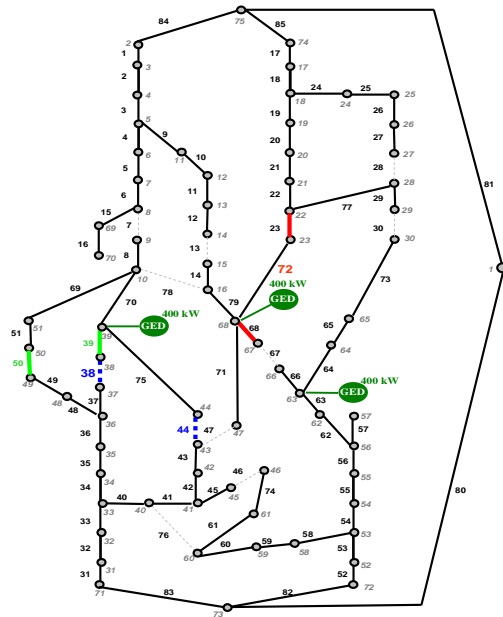


Figure IV-15 : Configuration optimale issue de l'optimisation des pertes avec OSB

Tableau IV-8 : Comparaison des trois méthodes de transfert de charge (réseau IEEE2) – avec GED

Méthode d'optimisation	TC_VC	TC_VR	TC_VD
Configuration initiale Pertes = 3.04 %	69 70 71	72 73 74 75	76 77 78 79
	voir sur la Figure IV-14		
Manœuvres (Fermeture -> Ouverture)	(73-29)	(73-29)	(73-29) (29- 30)
	(72-66)	(77-28)	(79-13) (72- 23)
	(77, 28)	(75-43)	(70, 7) (7 - 8)
	(75-43)	(29 – 30)	(69-50) (46-45)
	(79-13)	(79 - 13)	(77-28)
	(74-46)	(74 - 46)	(74-46)
	(78- 8)	(78 - 8)	(75-39)
Appels LF	1267	262	78
Pertes (% Charge Totale)	2.55	2.64	2.54
Optimisation avec OSB Pertes = 2.42 %	7 13 28 30 38 44 46	47 67 76 78	
	voir sur la Figure IV-15		

On peut constater qu'avec l'OSB, nous trouvons la configuration qui minimise le plus les pertes Joules. Pour les algorithmes de transfert de charge, après la première itération, la même permutation de branches est proposée (soulignée en bleu sur le Tableau IV-8). Pour la deuxième itération, l'algorithme TC_VC propose la permutation des branches 72 – 66 (soulignée en rouge).

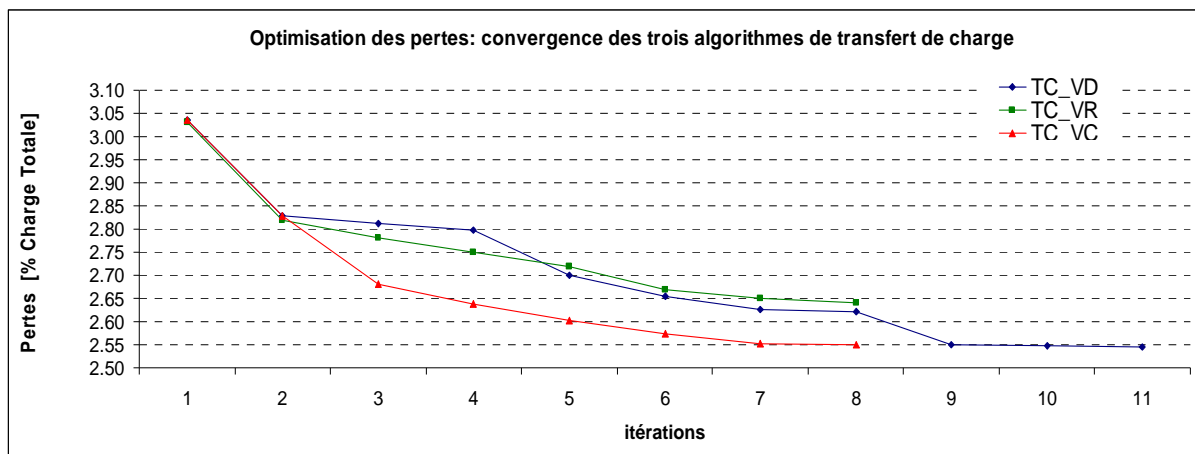


Figure IV-16 : Evolution de la valeur des pertes pour la convergence des trois algorithmes de transfert de charge

Cependant l'algorithme TC_VR ne trouve pas cette dernière permutation de branches comme étant celle qui permettrait la réduction des pertes. Cela est dû à la présence de la GED au

nœud adjacent de la branche 72 (indiquée en vert sur la Figure IV-15). De ce fait, la permutation des branches 77 - 28 est proposée afin de réduire les pertes. Cette réduction est moins importante que celle proposée par l'algorithme *TC_VC* (voir la deuxième itération sur la Figure IV-16). Par conséquent, la recherche se déroule d'une façon différente comparée au *TC_VC*. Finalement, le *TC_VR* converge vers une solution sous optimale.

Concernant l'algorithme *TC_VD*, lors de la deuxième itération, la différence de potentiel la plus importante entre les nœuds adjacents aux branches ouvertes correspond à celle obtenue pour la branche 72. Cela indiquerait que la fermeture de cette branche pourrait conduire au changement le plus important des transits de courants au niveau du réseau et donc la réduction la plus importante des pertes Joule. On poursuit donc l'analyse avec la fermeture de la branche 72 et l'ouverture (l'une après l'autre) des deux branches adjacentes de la branche 72 (indiquées en rouge sur la Figure IV-15). Comme dans le cas de l'algorithme *TC_VR*, la présence de GED dans le nœud adjacent de la branche 72 fait qu'aucune ouverture d'une de ces deux branches ne diminue les pertes Joules. Or, dans ce cas, on rappelle que cet algorithme poursuit la recherche avec une nouvelle boucle (i.e. celle formée par la fermeture de la branche 79, caractérisée par la plus grande différence de potentiel entre ses nœuds adjacents). La recherche continue donc d'une façon différente, comparée aux deux autres algorithmes. Même si pour les premières itérations la réduction des pertes a été moins importante que pour les deux autres algorithmes (voir sur la Figure IV-16), le *TC_VD* converge dans ce cas de figure vers une valeur finale des pertes légèrement inférieure. Il est important de préciser que le *TC_VD* nécessite moins de calculs de *load flow* et converge moyennant plus d'itérations par rapport aux deux autres variantes de transfert de charge.

De la même façon que pour le cas sans GED, nous avons réalisé une optimisation avec les trois algorithmes de transfert de charge à partir de la configuration issue de l'algorithme OSB. Seul l'algorithme *TC_VC* propose deux nouvelles permutations de branches (fermeture des branches 38 et 44, indiquées en bleu sur la Figure IV-15 et l'ouverture des branches 50 et 39, indiquées en vert sur la Figure IV-15). Cela permet une légère réduction des pertes, pour obtenir 2.41% à comparer à 2.42 % après l'optimisation avec OSB.

IV. 3.2.c) Optimisation du réseau EDF (sans GED)

Sur la Figure IV-17, nous présentons le réseau EDF avec les positions réelles des charges et des postes sources. Nous avons décrit ce réseau dans le chapitre II.6.

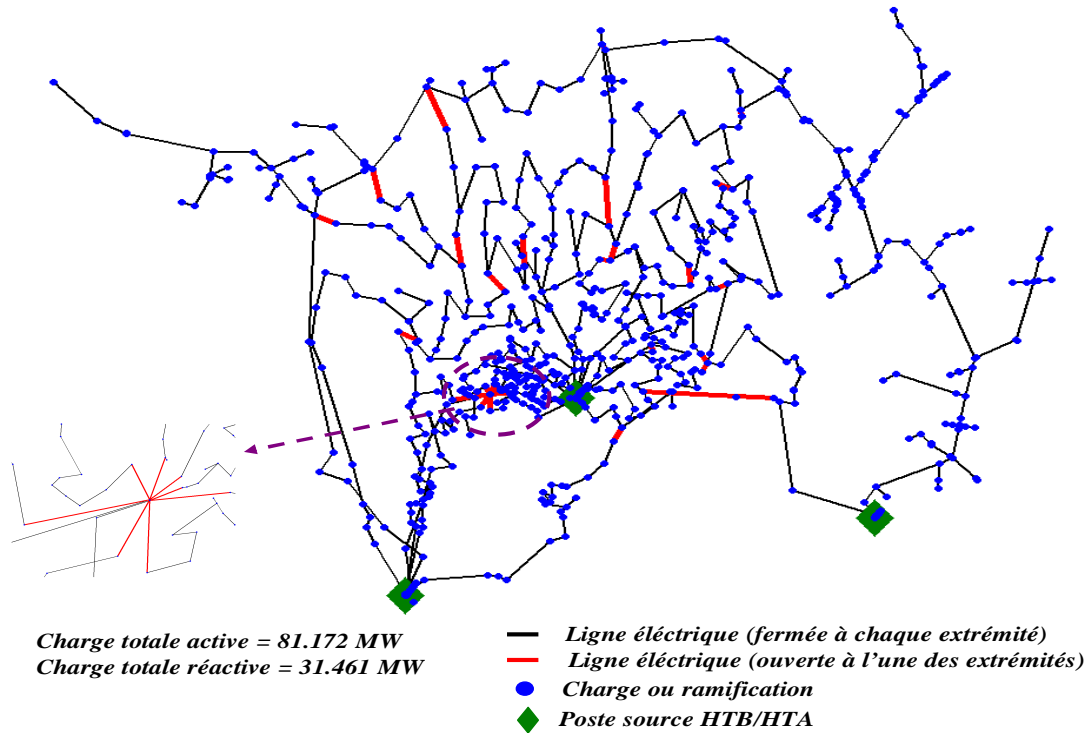


Figure IV-17 : Réseau EDF : représentation géographique réelle

Nous avons appliqué les trois algorithmes de transfert de charge afin de trouver la configuration optimale en considérant le critère des pertes Joule. Nous prenons comme valeurs pour les charges les puissances souscrites au niveau de chaque consommateur HTA et au niveau de chaque poste HTA/BT. On suppose donc que le cas le plus contraignant se produit quand toutes les charges consomment la puissance maximale souscrite. Nous prenons comme configuration initiale celle qui a été identifiée dans la base de données EDF (voir les traits en rouge sur la Figure IV-17, qui correspondent aux branches ouvertes). Cette configuration représente la configuration d'exploitation en régime normal déterminée à la suite d'études de planification de ce réseau.

Les différents résultats de l'optimisation des pertes Joule sont présentés sous la forme suivante :

- le Tableau IV-9 où nous montrons les résultats de l'optimisation des pertes Joule avec les trois algorithmes de transfert de charge et avec l'algorithme d'ouverture séquentielle de branches.
- la Figure IV-18 où nous illustrons la répartition de la puissance active consommée au niveau de chaque départ, avant et après l'optimisation des pertes (avec l'algorithme *TC_VC*).

- la Figure IV-19 où nous illustrons la convergence des algorithmes TC_VD et TC_VC pour l'optimisation des pertes Joule.

Nous pouvons constater, sur la Figure IV-18, une meilleure répartition des charges entre les départs du réseau, après l'optimisation des pertes Joule, par rapport à la topologie initiale. Nous indiquons sur cette même figure, la valeur moyenne de la charge sur chaque départ ainsi que la déviation standard par rapport à cette valeur moyenne.

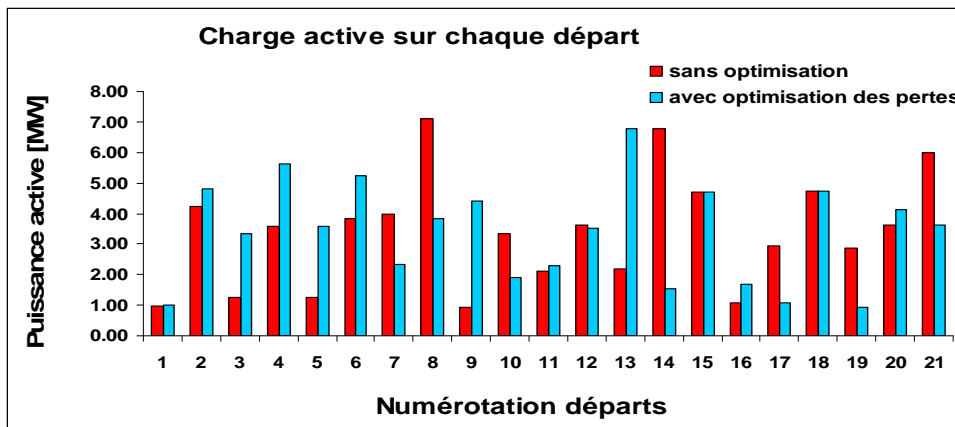


Figure IV-18 : La puissance active consommée sur chaque départ :

Avant optimisation : Valeur moyenne = 3.87 MW, déviation standard = 1.65 MW

Après optimisation : Valeur moyenne = 3.87 MW, déviation standard = 1.51 MW

Sur les deux premières lignes du Tableau IV-9, nous avons montré la configuration initiale et la configuration optimale proposée par l'algorithme d'ouverture séquentielle de branches (OSB). Les dix branches ouvertes, marquées en bleu sur le tableau, ont changé d'état entre les deux configurations.

Sur la troisième ligne du même tableau, nous présentons les permutations de branches indiquées par chaque algorithme de transfert de charges afin de converger vers la solution finale. Les algorithmes TC_VC et TC_VR proposent la même succession de manœuvres pour une réduction des pertes de 0.45 % par rapport à la configuration initiale.

Cependant, l'algorithme TC_VD converge vers une solution très proche de celle proposée par les autres algorithmes de transfert de charge mais avec plus d'itérations (18 par rapport à seulement 12 pour l'algorithme TC_VC). Cela est dû au fait que l'algorithme TC_VD se contente d'avancer dans la recherche descendante sans s'assurer que la décision (fermeture/ouverture) qu'il prend à une itération donnée est la meilleure. De ce fait, il revient sur certaines de ses décisions afin de converger vers une meilleure configuration.

Tableau IV-9 : Comparaison des trois méthodes de transfert de charge (réseau EDF)

	Méthode d'optimisation																		
	TC_VC						TC_VR						TC_VD						
Configuration initiale Pertes = 3.31 %	129	142	246	267	287	298	316	320	328	344	350	355	363	390	404	432	438	467	480
Optimisation avec OSB Pertes = 2.89 %	786	432	390	190	129	320	302	350	246	278	454	546	771	493	142	404	537	694	480
Manœuvres (Fermeture -> Ouverture) pour les trois méthodes de transfert de charge	1. (679 – 694) 8. (660 – 673)						1. (679 – 694) 8. (660 – 673)						1. (660 – 694) 10. (287 – 278)						
	2. (467 – 454) 9. (531 – 537)						2. (467 – 454) 9. (531 – 537)						2. (785 – 786) 11. (631 – 635)						
	3. (298 – 190) 10. (190 – 191)						3. (298 – 190) 10. (190–191)						3. (298 – 178) 12. (679 – 729)						
	4. (287 – 278) 11. (316 – 762)						4. (287 – 278) 11. (316 – 762)						4. (316 – 302) 13. (404 – 405)						
	5. (785 – 786)						5. (785 – 786)						5. (355 – 347) 14. (531 – 537)						
	6. (631 – 635)						6. (631 – 635)						6. (729– 697) 15. (178 – 190)						
	7. (344 – 348)						7. (344 – 348)						7. (480 – 482) 16. (302 – 771)						
													8. (467 – 454) 17. (350 – 673)						
													9. (546 – 191) 18. (697 – 350)						
													19. (482 – 480)						
Appels LF	2413						1034						122						
Pertes (% Charge Totale)	2.87						2.87						2.89						

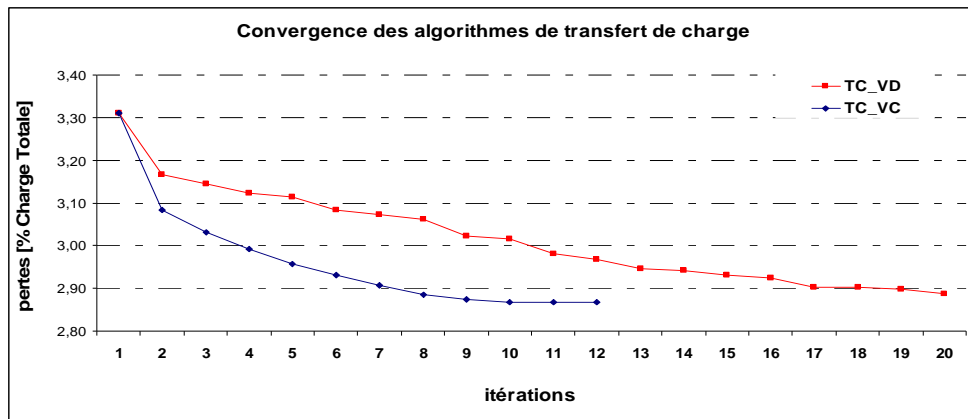


Figure IV-19 : Convergence des méthodes TC_VC et TC_VD pour l'optimisation des pertes Joule

Pour une bonne compréhension, nous invitons le lecteur à analyser (dans le Tableau IV-9, troisième colonne) la succession de manœuvres proposées par l'algorithme TC_VD. Les manœuvres 15, 16, 17, 18 représentent des remises en cause des manœuvres 3, 4, 6 et respectivement 7, considérées initialement comme étant optimales.

La convergence de cet algorithme peut paraître contraignante voire chaotique pour un exploitant de réseau. Il peut se trouver dans la situation d'effectuer un nombre plus important de manœuvres, comparé à l'algorithme TC_VC.

Par contre, l'effort de calcul est nettement inférieur pour l'algorithme *TC_VD* comparé à l'algorithme *TC_VC* (réduction de 95% du nombre d'appels au load flow).

La réduction d'approximativement 0.45 % des pertes obtenue après le calcul d'optimisation par rapport à la configuration initiale pourrait étonner le lecteur. Lors de la planification des réseaux, le point normalement ouvert entre deux départs qui se secourent est choisi en essayant de réaliser un compromis entre la minimisation des pertes, la garantie d'un niveau de tension acceptable pour les clients les plus éloignés du poste source ainsi que pour l'amélioration des critères de fiabilité. A la suite de la connexion de nouvelles charges et l'ajout de nouvelles lignes, certains secours ont pu être ajoutés au fil de temps sans que les positions des points normalement ouverts, fixées auparavant, n'aient été remises en cause. Dans notre optimisation, nous prenons le problème de manière globale (i.e. plusieurs départs à la fois) et donc cela justifierait le nouvel optimum trouvé. Dans le chapitre suivant, nous allons considérer un objectif lié à la fiabilité du réseau.

Comme dans le cas du réseau *IEEE2*, nous avons réalisé l'optimisation des pertes avec les trois algorithmes de transfert de charge, en prenant cette fois comme configuration initiale celle issue de l'algorithme d'ouverture séquentielle de branches (voir sur la deuxième ligne du Tableau IV-9). A l'issue de cette optimisation, nous avons obtenu la même configuration optimale que celle issue du calcul précédent (en appliquant directement les algorithmes de transfert de charge). Ceci nous permet de conclure que, dans ce cas de figure, la topologie initiale (issue de la base de données d'EDF) permet à l'algorithme *TC_VC* d'identifier les permutations de branches à réaliser afin d'obtenir la configuration optimale.

Nous considérons qu'il est nécessaire d'insister sur les valeurs des pertes que nous avons illustrées sur la Figure IV-19. On peut constater, pour la convergence de l'algorithme *TC_VC* (voir la courbe bleu), une très petite différence entre les pertes à l'issue des deux dernières manœuvres. En effet, nous rappelons que nous utilisons un réseau réel de type urbain. Dans certains cas, il existe des postes HTA/BT alimentés par trois ou plusieurs lignes électriques munies d'interrupteurs télécommandés. Sur la Figure IV-20, nous illustrons la situation qui correspond à la dernière manœuvre proposée à l'issue de l'optimisation avec l'algorithme *TC_VC* (fermeture de l'interrupteur 190 et ouverture de l'interrupteur 191, Tableau IV-9). En effet, cette manœuvre correspond au transfert d'un poste avec une puissance souscrite de 66 kW d'un départ à un autre (voir sur la Figure IV-20).

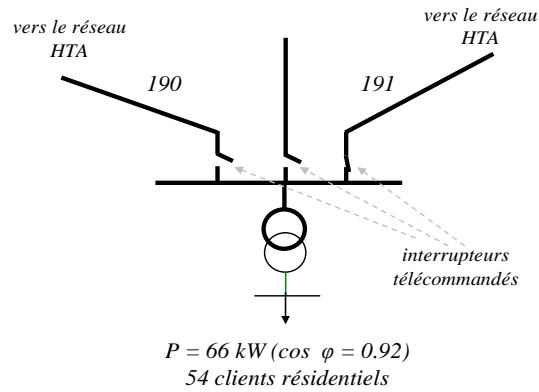


Figure IV-20 : Exemple d'un poste HTA/BT avec trois voies d'alimentation possibles

Ce transfert ne conduit pas à une réduction significative des pertes sur le réseau. Cependant, pour un algorithme qui cherche une configuration optimale, cela constitue une action qui permet une réduction de la fonction objectif. A ce stade du mémoire, nous analysons les performances des algorithmes. Dans le chapitre suivant, nous allons évaluer la pertinence technico-économique d'une telle série de manœuvres.

Nous avons ensuite considéré une nouvelle configuration de départ. Nous l'avons générée d'une façon aléatoire, en utilisant le principe que nous avons décrit dans le chapitre précédent lors de la création d'une population initiale pour un algorithme génétique.

Sur la Figure IV-20, nous avons illustré la puissance active consommée sur chaque départ pour cette nouvelle configuration initiale (en rouge). Nous constatons, pour cette configuration, un déséquilibre important entre les différents départs (i.e. voir sur la Figure IV-21 les départs 18, 19, 20, 21 avec une puissance nulle). Il est important de préciser qu'une telle configuration ne serait jamais utilisée dans l'exploitation du réseau. Nous l'avons utilisée comme configuration initiale, seulement pour tester les performances des algorithmes de transfert de charge. Nous avons donc appliqué les trois algorithmes de transfert de charge à partir de cette nouvelle configuration initiale. Tout d'abord, une meilleure répartition de la puissance entre les départs est obtenue après l'optimisation des pertes Joule (en bleue sur la Figure IV-21).

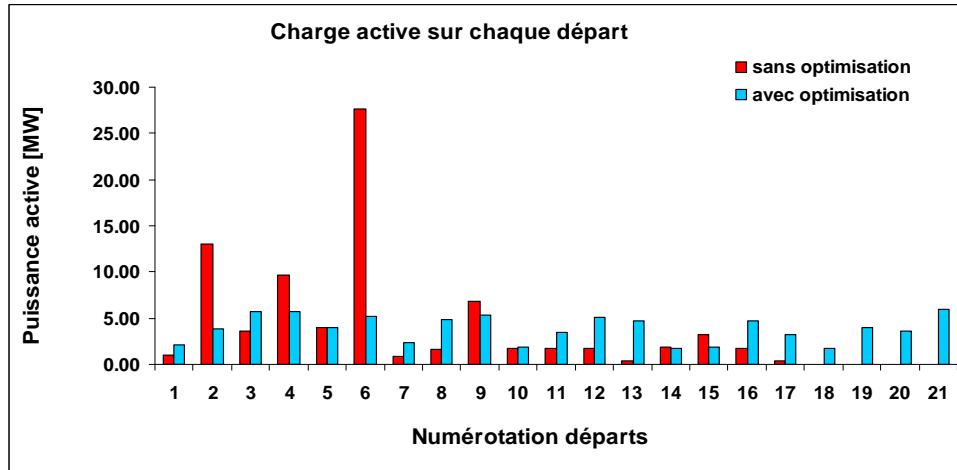


Figure IV-21 : La puissance active consommée sur chaque départ

Avant optimisation : Valeur moyenne = 3.87 MW, déviation standard = 6.41 MW

Après optimisation : Valeur moyenne = 3.87 MW, déviation standard = 1.44 MW

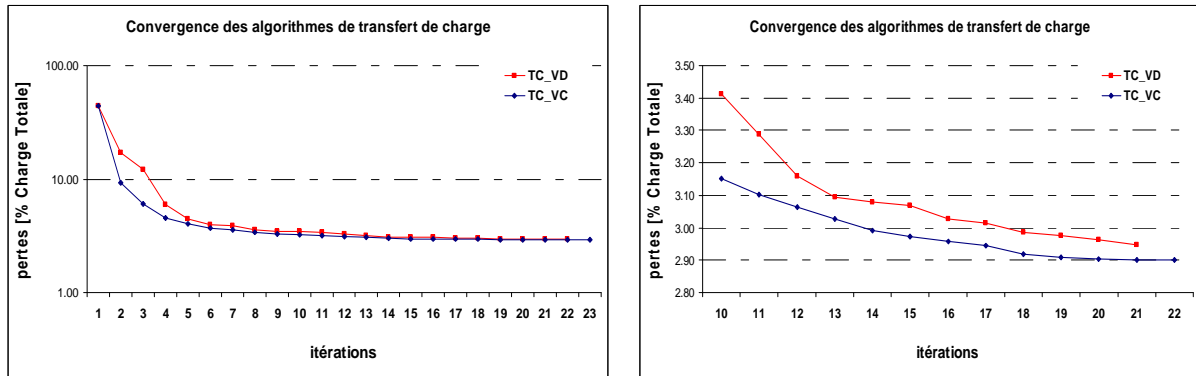


Figure IV-22 : Convergence des méthodes TC_VC et TC_VD pour l'optimisation des pertes Joule à droite (zoom à partir de la 10ème itération)

Sur les courbes présentées à la Figure IV-22, nous constatons de nouveau que l'algorithme TC_VD converge d'une façon différente de l'algorithme TC_VC vers une solution sous optimale (voir sur la Figure IV-23 une réduction des pertes jusqu'à 2.95 % pour TC_VD et jusqu'à 2.89 % pour TC_VC). Cette différence correspond approximativement à 38 kW. Cependant l'effort de calcul pour la méthode TC_VD représente seulement 1/40^{ème} de l'effort nécessité par la méthode TC_VC, pour converger vers la solution proposée.

Même si l'algorithme TC_VC propose, pour ce cas de figure, une configuration légèrement meilleure, cette solution n'est pas la solution optimale. Nous rappelons que pour le même état des charges (i.e. puissances maximales souscrites), nous avons trouvé une meilleure configuration en appliquant les algorithmes de transfert de charge et en prenant comme configuration de départ celle identifiée dans la base de données d'EDF. Le lecteur peut voir

les résultats montrés sur le Tableau IV-9. On peut voir une différence de 0.02 % de pertes (soit approximativement 16 kW) entre les configurations proposées par l'algorithme *TC_VC* pour les deux cas.

Nous mettons donc de nouveau en évidence, par cet exemple, que la qualité des solutions proposées par les algorithmes de transfert de charge dépend de la configuration de départ.

IV. 3.2.d) Optimisation du réseau EDF (avec GED)

Afin de tester la convergence des algorithmes de transfert de charge et de l'OSB dans la situation de plusieurs GED installés sur le réseau, nous avons reparti ces sources, comme il est montré sur la Figure IV-23. Les résultats de l'optimisation des pertes Joule sont présentés sur le

Tableau IV-10, la Figure IV-24 et la Figure IV-25.

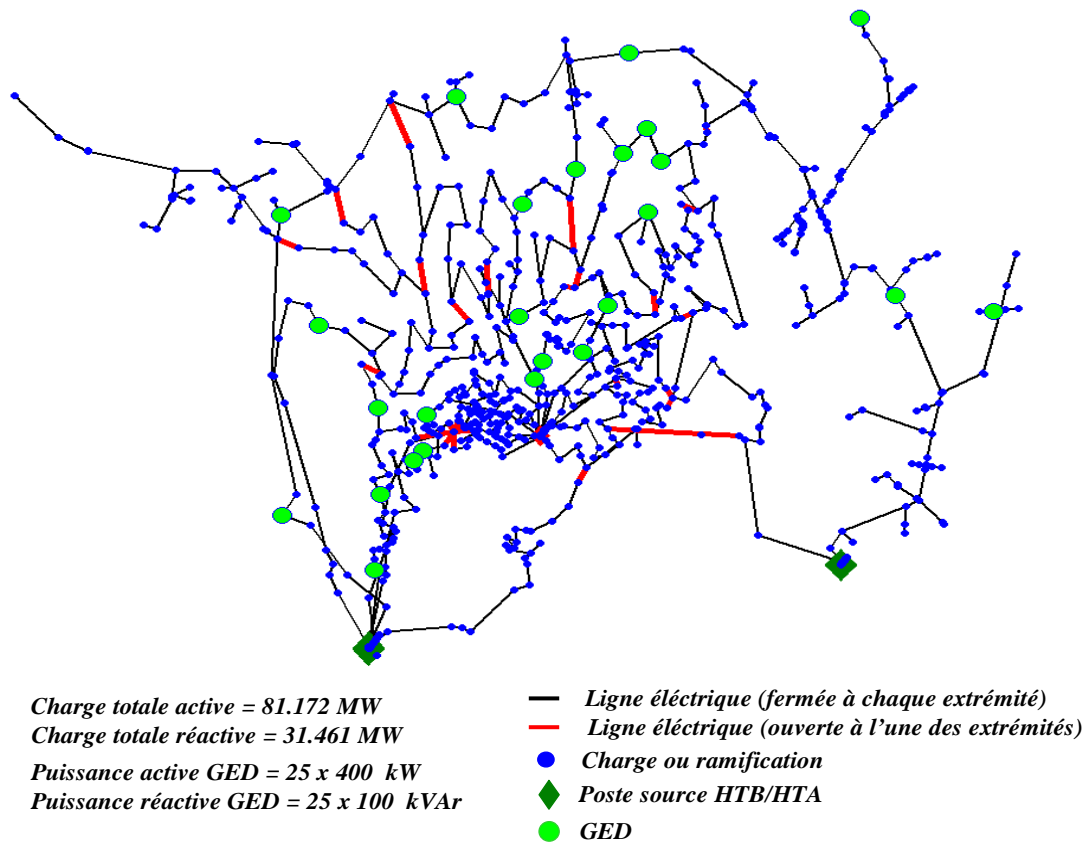


Figure IV-23 : Réseau EDF : insertion des GED

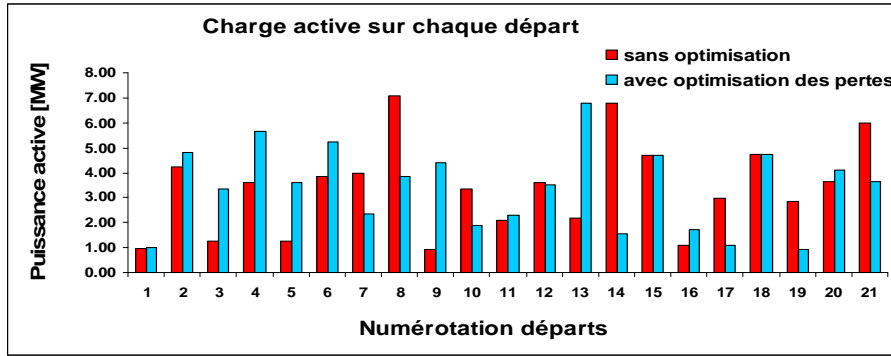


Figure IV-24 : La puissance active consommée sur chaque départ (avec GED)
 Avant optimisation : Valeur moyenne = 3.39 MW, déviation standard = 1.83 MW
 Après optimisation : Valeur moyenne = 3.39 MW, déviation standard = 1.66 MW

Tableau IV-10 : Comparaison des trois méthodes de transfert de charge (réseau EDF avec GED)

	Méthode d'optimisation																					
	TC_VC				TC_VR				TC_VD													
Configuration initiale Pertes = 2.82 %	129	142	246	267	287	298	316	320	328	344	350	355	363	390	404	432	438	467	480			
					493	497	531	546	611	630	631	660	679	729	785							
Optimisation avec OSB Pertes = 2.495 %	90	129	191	246	267	278	302	320	344	347	350	363	390	405	432	438	454	482	493	497	537	546
Manœuvres (Fermeture -> Ouverture) pour les trois méthodes de transfert de charge						1. (679 – 694)								1. (660 – 694)				12. (404 – 405)				
						2. (467 – 454)								2. (785 – 786)				13. (679 – 729)				
						3. (287 – 278)								3. (316 – 302)				14. (531 – 537)				
						4. (785 – 786)								4. (355 – 347)				15. (302 – 316)				
						5. (404 – 405)								5. (729 – 697)				16. (328 – 302)				
						6. (129 – 191)								6. (142 – 771)				17. (697 – 673)				
						7. (631 – 635)								7. (480 – 482)				18. (482 – 480)				
						8. (531 – 537)								8. (267 – 276)				19. (276 – 267)				
						9. (316 – 771)								9. (467 – 454)				20. (129 – 190)				
						10. (328 – 302)								10. (546 – 191)				21. (631 – 635)				
						11. (355 – 732)								11. (287 – 278)				22. (316 – 142)				
Appels LF	2440				1066				171													
Pertes (% Charge Totale)	2.49				2.48																	

A l'issue de l'optimisation avec l'algorithme de l'OSB, nous obtenons une configuration qui comporte 13 branches différentes par rapport à la configuration initiale. L'optimisation avec les algorithmes TC_VC converge vers une configuration à l'issue de 11 permutations (fermeture/ouverture) d'interrupteurs. La configuration finale est caractérisée par des pertes légèrement inférieures à celle proposée par l'algorithme OSB (voir sur le Tableau IV-10).

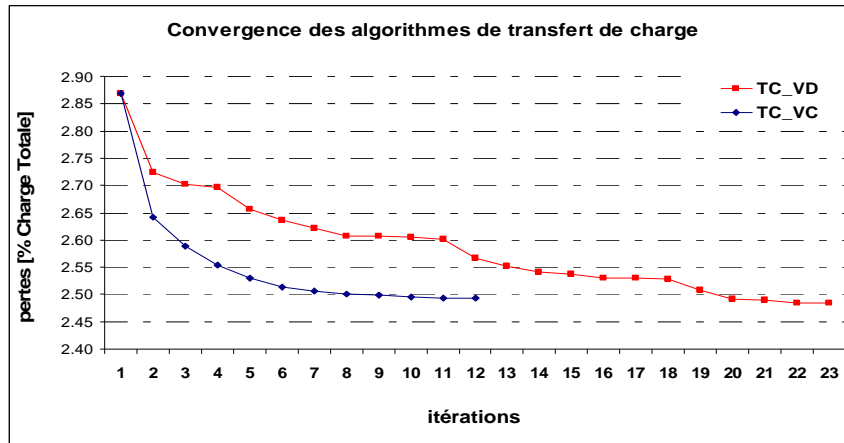


Figure IV-25 : Optimisation des pertes Joule (avec GED)

Pour ce cas de figure, nous avons pu constater que l'algorithme *TC_VR* propose les mêmes permutations de branche que le *TC_VC*. Il n'a donc plus été piégé dans un minimum local à cause de la présence des GED, comme nous l'avons constaté pour les deux réseaux de type *IEEE*. Ceci est dû au fait que pour le réseau réel que nous traitons, l'installation de GED de « seulement » 400 kW (voir sur la Figure IV-23) entre deux interrupteurs télécommandés le long d'une boucle a peu d'incidence sur l'allure des pertes le long de cette même boucle et ne crée pas de situation d'inversion de flux de puissance. Actuellement, les producteurs indépendants avec des puissances nominales importantes sont raccordés sur des départs dédiés. Cette situation n'a pas été considérée dans nos travaux de thèse car ces producteurs ont peu d'impact sur les transits de puissance au sein des réseaux de distribution mais uniquement au poste source.

A l'issue de l'optimisation avec le *TC_VD*, nous obtenons une configuration finale pour laquelle les pertes sont légèrement inférieures à celles issues du calcul avec *TC_VC* (0.01% de différence, soit approximativement 8 kW). Cependant 22 permutations de branches ont été nécessaires à l'algorithme *TC_VD*, pour converger. Mais ces 22 permutations de branches ne correspondent pas à 22 manœuvres qu'un opérateur de réseau devrait réaliser. On peut constater (voir le

Tableau IV-10, les deux dernières colonnes) que certaines permutations proposées sont remises en cause (voir la 3^{ème} et la 15^{ème} manœuvre). Concrètement, seuls 13 interrupteurs télécommandés ont changé d'état par rapport à la configuration initiale.

Nous voulons insister dans ce cas de figure sur l'effort de calcul réduit pour la méthode de *TC_VD* par rapport aux deux autres méthodes de transfert de charge.

De plus, même si pour la première itération (voir sur la Figure IV-25), l'algorithme *TC_VD* propose une permutation de branches qui provoque une réduction de pertes moins importante que celle proposée par l'algorithme *TC_VC*, finalement, il converge vers une solution finale légèrement meilleure mais au prix d'une succession de permutations de branches qui peut paraître désordonnée. Nous présentons dans le chapitre suivant un moyen permettant de cheminer entre deux configurations avec le plus petit nombre possible de manœuvres.

Conclusions sur les différentes variantes de l'algorithme de transfert de charge

A l'issue des différentes optimisations que nous avons faites pour les trois réseaux, nous pouvons conclure partiellement sur la qualité des solutions proposées par les trois approches de transfert de charge. Ces conclusions sont résumées dans le Tableau IV-11. Dans ce tableau, le nombre de caractères « o » indiqué dans chaque case est proportionnel au critère considéré.

Tableau IV-11 : Synthèse sur les trois variantes de l'algorithme de transfert de charge

Méthode	Influence des GED sur la qualité des solutions	Qualité des solutions proposées	Nb Itérations	Effort de calcul
TC_VC	Non	oooooooo	ooooo	oooooooooooo
TC_VR	Oui	Ooooo	ooooo	ooooo
TC_VD	Oui	Ooo	oooooooooooo	o

Nous avons constaté que la qualité des solutions proposées par chacune des trois méthodes est influencée par la configuration de départ. Seules deux variantes du *transfert de charge* (i.e. *TC_VR* et *TC_VD*) semblent influencées par la présence des GED. Concernant la qualité des solutions calculées (capacité d'approche de la solution optimale), la méthode *TC_VC* est généralement la meilleure. De plus le *TC_VC* et *TC_VR* convergent à l'issue d'un nombre réduit d'itérations par rapport au *TC_VD*. Cependant, nous avons constaté que même si le *TC_VD* converge parfois vers des minima locaux, les différences sont relativement réduites par rapport aux solutions proposées par le *TC_VC*. En revanche, l'effort de calcul pour le *TC_VD* est nettement inférieur.

Nous concluons que la méthode *TC_VD* représente un bon compromis entre la qualité des solutions fournies et l'effort de calcul.

IV.4. Analyse des performances de l'algorithme génétique pour l'optimisation des pertes Joule

IV.4.1. Introduction

Nous avons pu constater dans les paragraphes précédents que la stratégie descendante de recherche autour d'une solution initiale converge vers des solutions sous optimales, surtout dans le cas de la présence des GED. C'est donc la raison pour laquelle nous avons orienté notre étude vers l'implémentation d'un algorithme pour la recherche d'une topologie optimale de réseau utilisant un algorithme génétique. Les différentes opérations d'un tel algorithme ont été discutées en détails le chapitre III.

Avant de tester les performances de ces algorithmes pour l'optimisation de différents réseaux de distribution, nous voulons attirer l'attention du lecteur sur les avantages et également sur les inconvénients d'un algorithme génétique appliqué à la recherche d'une topologie optimale de réseau.

Le point de départ d'un tel algorithme est constitué par un ensemble d'individus (configurations radiales par exemple) générés aléatoirement. De plus, la convergence vers la solution finale est assurée (comme nous l'avons montré dans le chapitre III) après un processus itératif lors duquel on réalise plusieurs opérations (croisements, mutations, sélections) avec un caractère aléatoire. Nous pouvons donc considérer que la qualité des solutions proposées par cet algorithme n'est pas influencée par le point de départ. Cette considération sera validée par des résultats d'optimisation des différents réseaux.

Cependant, à l'issue de l'optimisation avec un algorithme génétique, nous obtenons une configuration optimale sous la forme d'un ensemble de branches ouvertes dans le réseau. L'algorithme génétique ne propose pas (comme dans le cas du *transfert de charge*) une succession de permutations de branches, afin d'obtenir la configuration optimale à partir d'une configuration initiale (i.e. la configuration d'exploitation). La réponse à cette problématique sera présentée dans le chapitre suivant.

IV.4.2. Optimisation des pertes pour le réseau IEEE 1

Afin d'analyser les performances de l'algorithme génétique (AG), nous allons analyser l'influence de la population initiale et des paramètres de l'algorithme génétique sur la qualité des solutions proposées sur divers réseaux. Cette étude est conduite sans insertion de GED.

IV. 4.2.a) *Genèse de la population initiale*

Nous rappelons que la population initiale est construite en partant d'une configuration initiale générée aléatoirement (voir le paragraphe III.3.5). Cette configuration respecte la contrainte topologique (i.e. configuration radiale). Nous reprenons sur la Figure IV-26 le processus qui nous permet de générer, d'une façon aléatoire, tous les individus de la population initiale, en partant de cette configuration initiale.

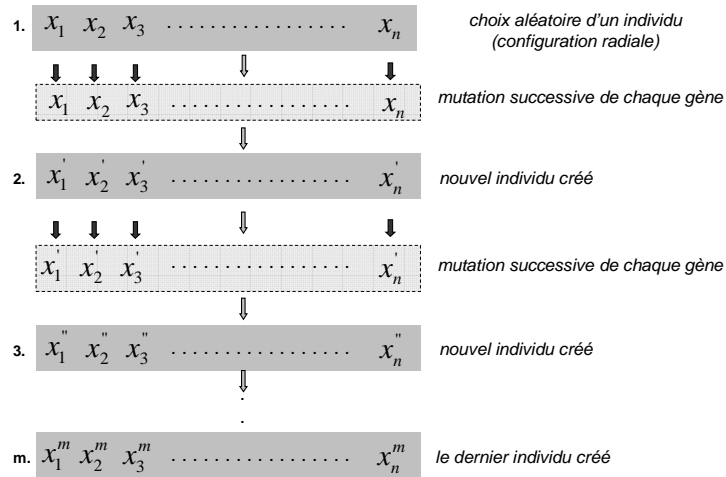


Figure IV-26 : Construction de la population initiale à partir d'un individu (configuration radiale) généré aléatoirement

Nous pouvons donc construire des individus (configurations) très diversifiés dans une même population, dont chaque membre respecte la contrainte topologique de structures radiales. Sur la Figure IV-27, nous illustrons les valeurs des pertes Joule qui correspondent à deux populations (de 30 individus) générées aléatoirement pour le réseau IEEE1 (sans GED connectées).

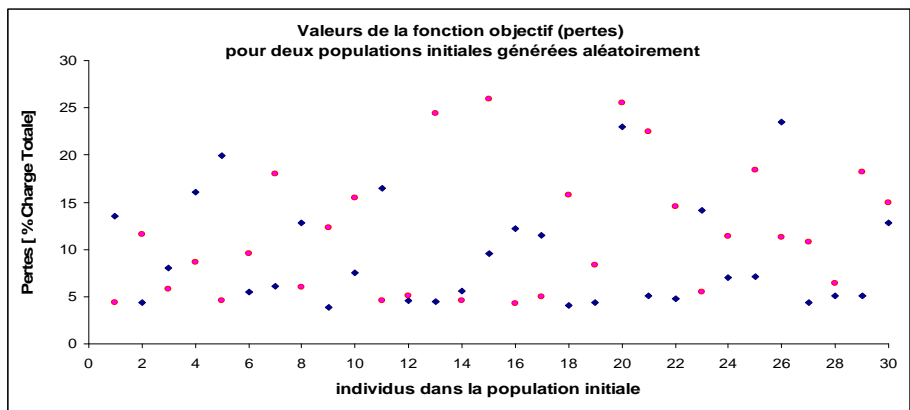


Figure IV-27 : Exemple de deux populations générées aléatoirement pour le réseau IEEE1

IV. 4.2.b) *Analyse de la convergence de l'AG pour différentes populations initiales*

Il s'avère difficile de tester les performances d'un AG, étant donné les processus aléatoires qui y interviennent (i.e. population initiale générée aléatoirement, croisements, mutations, sélection). Pour chaque application de l'AG, on obtient une évolution différente, même si, finalement, on converge, dans la plupart des cas, vers la même solution finale.

Nous proposons des tests qui correspondent à 100 applications de l'AG pour un même objectif à minimiser et à partir de 100 populations initiales différentes d'individus. Ces tests nous permettent d'analyser l'influence d'un paramètre sur les performances de l'algorithme.

Sur la Figure IV-28, nous illustrons les valeurs de la fonction objectif (pertes) issues des 100 optimisations avec l'AG. Pour chacun des 100 cas, le même nombre de générations (30) et le même nombre d'individus dans une génération (15) ont été considérés (nous revenons plus tard sur le choix de ces paramètres). On peut constater sur la Figure IV-28 que pour 83 % des cas, l'algorithme converge vers la solution optimale (identifiée pour ce réseau avec l'approche exhaustive). Dans 12 % des cas, l'algorithme converge vers une solution très proche de la solution optimale (c'est-à-dire avec une différence de 0.01 % sur les pertes).

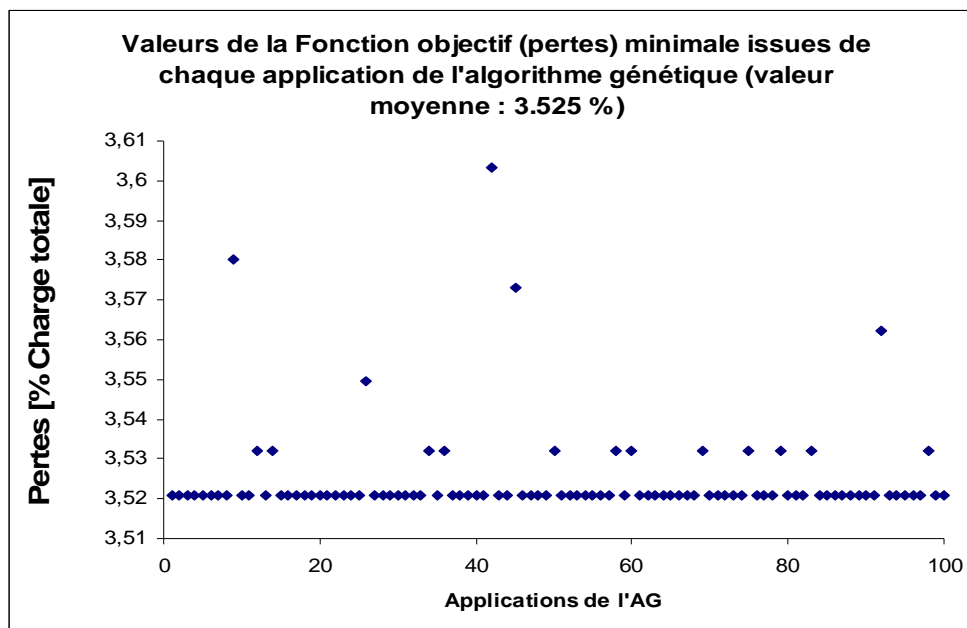


Figure IV-28 : Valeurs de la fonction objectif minimale (pertes) issues de 100 applications de l'AG

IV. 4.2.c) *Convergence de l'AG pour différentes tailles de la population initiale*

Nous rappelons que l'inconvénient de l'AG réside dans le fait que ses performances sont influencées par le réglage de ses paramètres. Ainsi la taille de la population possède une

influence sur la convergence de l'algorithme. Sur la Figure IV-29, nous illustrons l'évolution de la fonction objectif (les pertes Joule), pour deux tailles différentes de la population initiale et pour un ensemble de 30 générations.

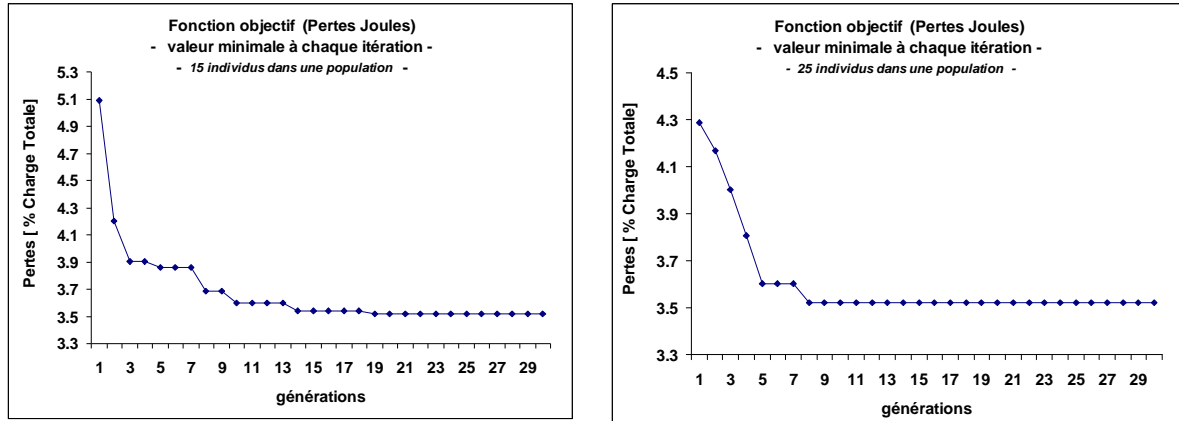


Figure IV-29 : Exemples de convergence de l'AG pour la minimisation des pertes Joule, pour deux tailles différentes de la population initiale (15 individus dans une population à gauche et 25 à droite)

Cependant, on peut constater que, pour le même nombre de générations, une augmentation du nombre d'individus dans la population induit généralement une convergence plus rapide de l'algorithme (voir sur la Figure IV-29, une convergence après 8 générations pour 25 individus dans une population).

Néanmoins, l'augmentation du nombre d'individus dans la population augmente également l'effort de calcul (plus d'individus à évaluer à chaque itération, voir sur le Tableau IV-12). De plus, un nombre élevé d'individus (et donc une convergence en un nombre plus réduit de générations) pourrait provoquer une convergence prématurée de l'algorithme vers une configuration sous optimale. Un compromis doit donc être fait entre le nombre d'individus qui forment une population et le nombre de générations, compte tenu de l'effort de calcul engendré par les différents choix.

IV. 4.2.d) Analyse statistique pour le choix des paramètres de l'algorithme génétique

Ainsi, les valeurs des différents paramètres sont déterminées à l'issue de plusieurs tests. Par exemple, sur le Tableau IV-12, nous indiquons un ensemble d'essais que nous avons faits en appliquant 100 fois l'AG avec un même jeu de paramètres. Pour chacune des 100 générations, une population initiale a été aléatoirement générée.

Nous calculons ensuite la moyenne des valeurs de la fonction objectif (notée M [%], pertes Joule exprimées en % de la charge totale) et l'écart type des valeurs par rapport à cette valeur moyenne (notée STD). On présente également sur ce même tableau le nombre d'appels au calcul de répartition de charge (équivalent au nombre d'évaluations des individus), en valeur moyenne sur les 100 calculs réalisés avec ce même jeu de paramètres.

Dans le Tableau IV-12, nous identifions un jeu de paramètres (nb. individus dans une population/génération) qui semble être un bon compromis par rapport aux valeurs statistiques obtenues suite à 100 applications de l'AG et par rapport à l'effort de calcul nécessaire pour la convergence (voir en vert sur le Tableau IV-12).

Tableau IV-12 : Résultats statistiques des tests pour l'optimisation des pertes Joule par AG avec des différents jeux de paramètres (pour chaque jeu de paramètres l'AG a été appliqué 100 fois) – réseau IEEE1

Population (nb. individus)	Génération					
		15	20	25	30	35
10	M	3.76	3.64	3.61	3.59	3.57
	STD	0.28	0.11	0.09	0.07	0.06
	Appel LF	139	179	212	254	288
15	M	3.64	3.62	3.60	3.56	3.54
	STD	0.1	0.09	0.08	0.06	0.03
	Appel LF	209	230	269	325	434
20	M	3.59	3.56	3.56	3.54	3.53
	STD	0.07	0.05	0.03	0.03	0.02
	Appel LF	278	351	423	507	570
25	M	3.59	3.56	3.54	3.53	3.53
	STD	0.06	0.05	0.02	0.02	0.01
	Appel LF	336	432	522	612	688
Solution optimale : Pertes = 3.52 % Charge totale						

Nous présentons dans le Tableau IV-13, les paramètres proposés par d'autres références pour l'optimisation des pertes Joule, par algorithme génétique, pour le même réseau IEEE1.

Tableau IV-13 : Les paramètres des algorithmes génétiques proposés par d'autres références

Taille Population / Nombre de générations					
Référence	Notre méthode	[LOP - 06]	[MOR - 03]	[RAM - 05]	[HON - 05]
Paramètres	15/30	15/35	20/1000	15/47	85/170

On peut donc constater que l'approche fondée sur la théorie des graphes et sur la théorie des matroïdes permet une convergence plus rapide, avec moins d'effort de calcul, comparé à d'autres références.

IV.4.3. Optimisation du réseau IEEE2

Nous analysons les performances de l'AG pour l'optimisation du réseau *IEEE2* (Figure IV-8). Nous allons tout d'abord réaliser le même genre de calculs statistiques que nous avons réalisé dans le paragraphe précédent afin d'identifier un jeu de paramètre qui représente un bon compromis entre les résultats fournis et l'effort de calculs à réaliser. Ensuite, nous décrivons un autre paramètre très important pour la convergence d'un AG : la probabilité de croisement et de mutation.

IV. 4.3.a) Analyse statistique pour le choix des paramètres de l'algorithme génétique

Sur la Figure IV-30, nous avons illustré les résultats de 100 optimisations avec l'algorithme génétique, en partant de 100 populations différentes. Nous rappelons que la meilleure solution que nous avons identifiée, à la suite des optimisations conduites avec les algorithmes *OSB* et *TC*, est caractérisée par 4.21 % de pertes.

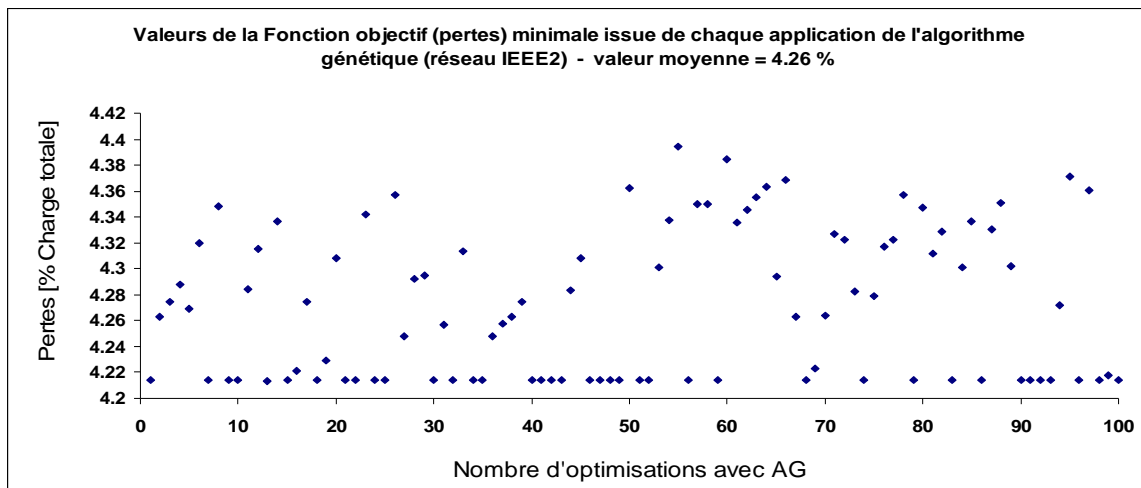


Figure IV-30 : Valeurs de la fonction objectif minimale (pertes) issue de 100 applications de l'AG

Pour ces 100 simulations, nous avons considéré un nombre de 50 générations et 40 individus dans une population. Des résultats issus de plusieurs essais réalisés avec plusieurs jeux de paramètres sont présentés dans le Tableau IV-14.

Tableau IV-14 : Résultats statistiques des tests pour l'optimisation des pertes Joule par AG avec différents jeux de paramètres (pour chaque jeu de paramètres l'AG a été appliqué 100 fois) – réseau IEEE2

Nb individus dans une population/Génération					
	60/30	40/50	60/60	70/70	90/100
M	5.2	4.30	4.28	4.26	4.23
STD	0.09	0.051	0.042	0.037	0.031
Appels au LF	1478	1606	2806	3765	6617

Un jeu de paramètres avec 40 individus dans une population et 50 générations semble être un compromis satisfaisant pour la convergence de l'AG, pour ce réseau.

IV. 4.3.b) Variation du taux de mutation et de croisement

Un autre paramètre qui joue un rôle très important dans la convergence d'un AG est le taux de croisement et de mutation. Afin d'éviter l'utilisation de valeurs fixes pour ce paramètre (ainsi que de devoir l'adapter lors de l'optimisation d'un autre réseau), nous avons utilisé (voir § III.5) une procédure qui permet la variation de ce paramètre d'une génération à l'autre en fonction de plusieurs situations :

- si la fonction objectif *ne diminue pas* par rapport à l'itération précédente, nous regardons si la dernière diminution de la fonction objectif est issue d'un croisement ou d'une mutation. Si elle provient d'un croisement, nous augmentons la probabilité de croisement. Si la dernière réduction de la fonction objectif est issue d'une opération de mutation, nous augmentons la probabilité de mutation (on a intérêt à enrichir le patrimoine génétique avec de nouveaux gènes, donc l'exploration du domaine d'étude) ; l'augmentation ou la diminution de la probabilité de réaliser une mutation ou un croisement est réalisée avec un facteur qui dépend du nombre total de générations (i.e. $k/N_{b_total_génération}$).
- si la fonction objectif *diminue*, nous considérons qu'il est plus intéressant d'augmenter la probabilité de croisement (le patrimoine génétique est considéré comme étant assez diversifié et on a plutôt intérêt à croiser ces gènes pour obtenir de nouveaux individus).

Nous avons également choisi de faire varier le nombre de points de mutation en fonction de l'évolution de la fonction objectif. Si cette fonction ne change pas d'une génération à l'autre, nous augmentons le nombre de points de mutation (voir le processus de mutation décrit dans le chapitre III, la Figure III-27).

C'est-à-dire que pour le réseau *IEEE2*, caractérisé par 11 boucles (donc 11 interrupteurs ouverts), nous commençons les opérations de mutation en choisissant un nombre donné de gènes à muter (nous avons choisi a priori la valeur de 3). Si, pour les générations suivantes, la fonction objectif ne diminue plus, nous incrémentons (d'une unité) le nombre de points de mutation. On augmente ainsi la possibilité d'introduire de nouveaux gènes et de pouvoir trouver de nouveaux meilleurs individus.

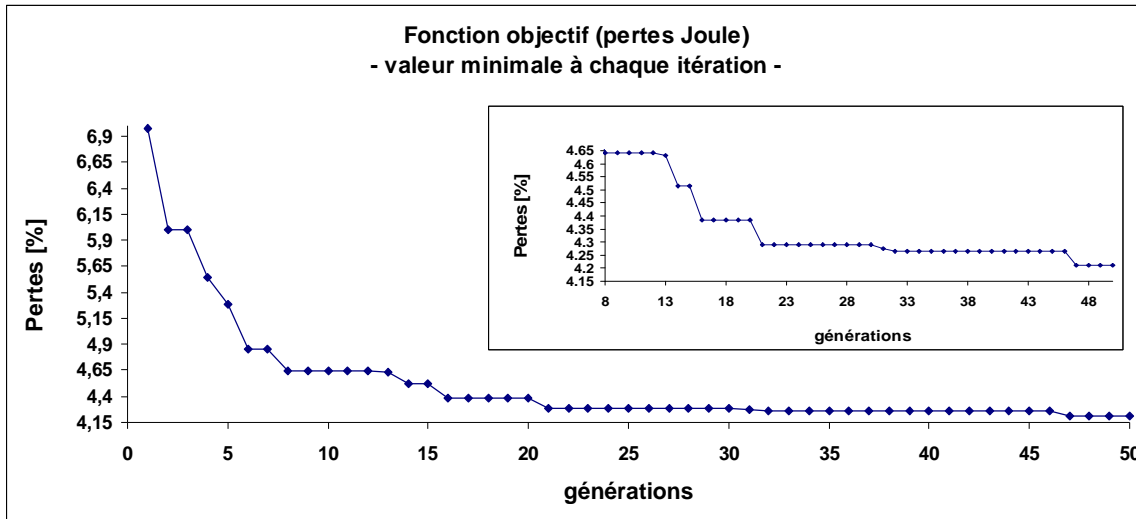


Figure IV-31 : Exemple de convergence de l'AG pour la minimisation des pertes Joule (réseau *IEEE2*) + zoom à partir de la 8ème génération

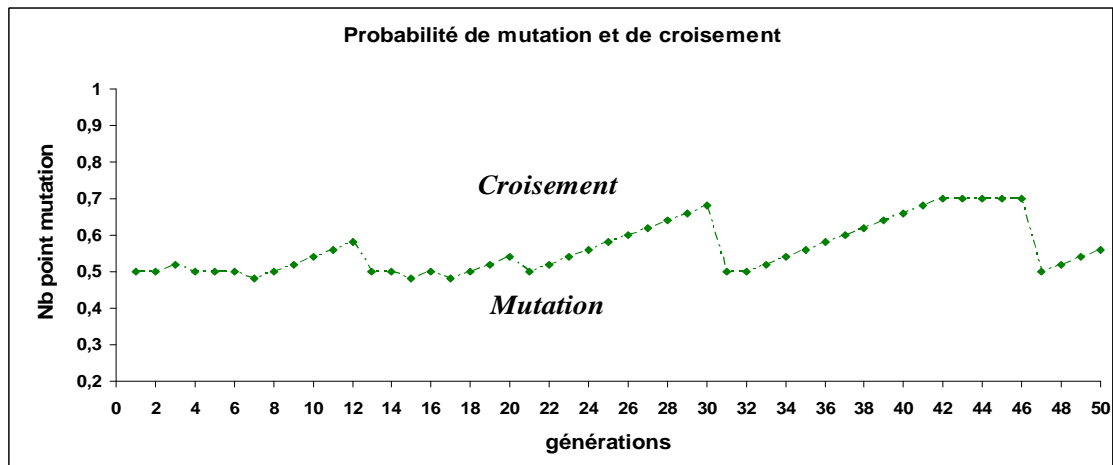


Figure IV-32 : Variation de la probabilité de mutation et de croisement

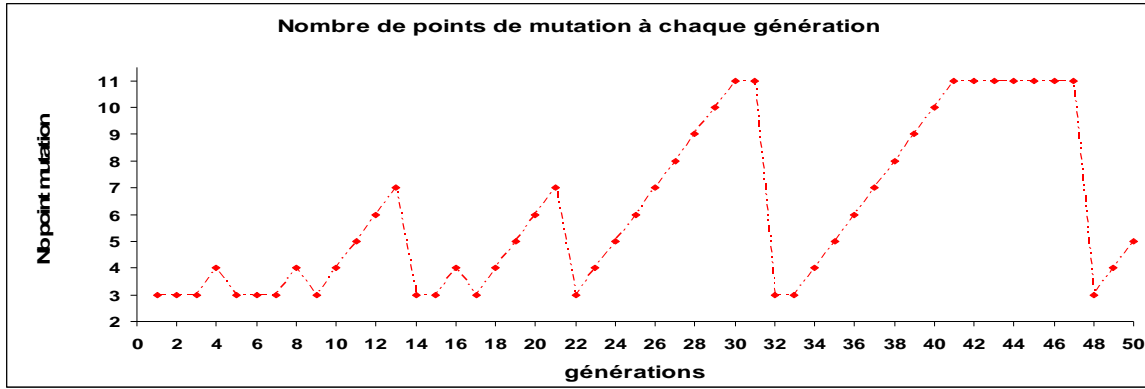


Figure IV-33 : Variation du nombre de points de mutation

Sur la Figure IV-31, on peut constater une réduction importante de la fonction objectif à l'issue des 15 premières itérations. Pour le reste des générations, il y a seulement trois phases de réduction de la fonction objectif.

Nous voulons attirer l'attention sur l'évolution du taux de mutation en fonction de l'évolution de la fonction objectif. Sur la Figure IV-32 (en dessous de la courbe), on peut constater une augmentation de la probabilité de réaliser des mutations pour les générations pour lesquelles la fonction objectif reste constante. De même, sur la Figure IV-33, le nombre de points de mutation augmente pour les générations dont la fonction objectif ne change pas. On arrive, pour certaines générations, à muter chacun des 11 gènes d'un chromosome.

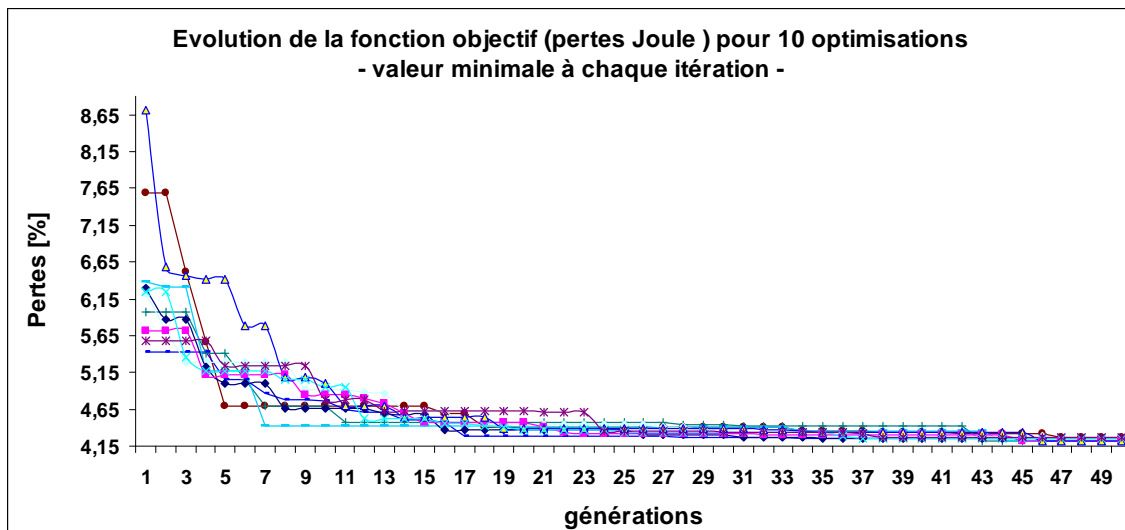


Figure IV-34 : Convergence de l'AG pour 10 populations initiales différentes

Nous considérons que la variation continue de ces deux paramètres (i.e. probabilité de réaliser des croisements ou des mutations et le nombre des points de mutation), fait partie d'une

stratégie qui nous permet d'introduire plus de « nouveauté » dans le patrimoine génétique à notre disposition. Le fait de considérer leur action commune rend difficile l'identification de l'apport individuel des deux actions sur une réduction de la fonction objectif.

L'ensemble de simulations que nous avons réalisées montre que l'AG fournit des solutions situées dans un voisinage de 2% de pertes au dessus de la meilleure valeur que nous avons pu trouver (voir 4.21 % de pertes) pour ce réseau, après environ 20 générations. Pour illustrer ce fait, nous avons représenté sur la Figure IV-34 les exemples de convergence, issus de 10 optimisations avec l'AG.

IV.4.4. Optimisation du réseau EDF

Pour le réseau *EDF*, nous avons identifié, à l'issue de l'optimisation des pertes avec l'algorithme de l'OSB et, ensuite, avec le transfert de charge, une configuration caractérisée par 2.87 % de pertes Joule (cas sans insertion de GED).

Nous avons appliqué l'AG pour la recherche de la configuration optimale. Deux exemples de convergence sont montrés sur la Figure IV-35. Après plusieurs optimisations avec l'AG, nous n'avons pas réussi à identifier des configurations caractérisées par des pertes inférieures à celles calculées par les autres algorithmes d'optimisation.

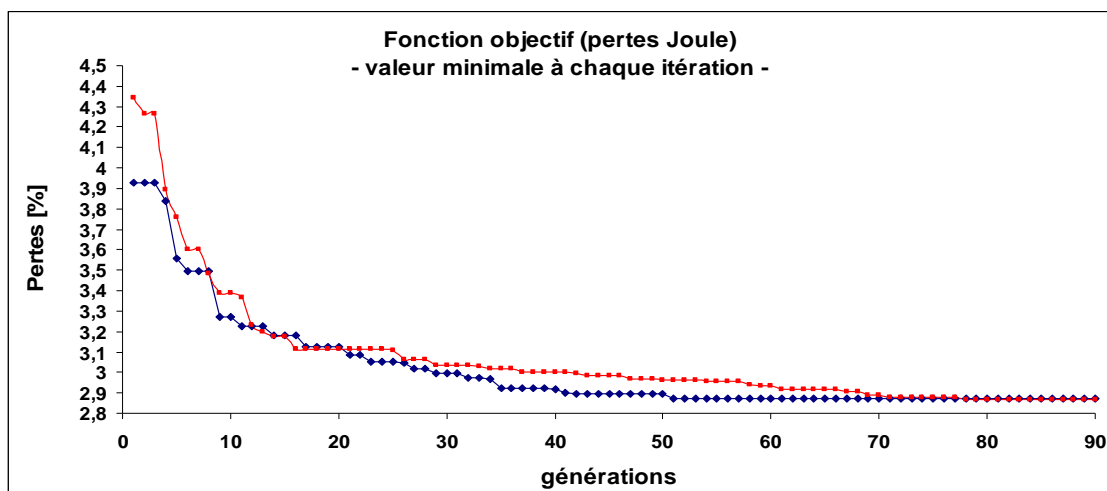


Figure IV-35 : Exemples de convergence de l'AG pour la minimisation des pertes Joule (réseau EDF)

A l'issue de l'ensemble de simulations que nous avons réalisées, nous avons pu constater qu'après environ 70 générations, l'AG converge vers une solution caractérisée par des pertes autour de 2.9 % de la charge totale. Nous rappelons que, pour le *réseau EDF*, des manœuvres qui consistent à transférer un seul poste HTA/BT d'un départ à un autre, permettent des

réductions légères des pertes sur le réseau. Afin d'identifier ces réductions, nous avons du considérer jusqu'à 90 générations. Dans la majorité des cas, à partir de la 70^{ème} génération, les réductions des pertes identifiées sont mineures.

Nous pouvons donc conclure que pour l'optimisation du réseau *EDF*, l'AG est toujours capable de converger vers de bonnes solutions à l'issue d'environ 70 générations.

Un ensemble de simulations a été aussi réalisé pour le cas de présence de producteurs indépendants. Pour ce faire, nous avons considéré le même scénario (emplacements et puissances) que nous avons illustré sur la Figure IV-23. A l'issue de ces différentes simulations, nous n'avons pas identifié une configuration caractérisée par des pertes Joule inférieures à celle que nous avons identifiée à l'issue des optimisations avec le transfert de charge. Ceci souligne bien que l'optimisation avec des AG ne semble pas impactée par la présence de productions décentralisées.

IV.4.5. Conclusions sur l'optimisation avec l'algorithme génétique

De par sa stratégie de recherche, les résultats de l'optimisation avec l'AG ne sont pas influencés par la présence des GED. Cependant, la taille de la population et le nombre de générations influencent les solutions fournies.

Grâce à notre approche théorique fondée sur les propriétés des matroïdes, nous avons pu réaliser les opérations de croisement et mutation sur des individus représentés par les branches ouvertes dans le réseau. Comme conséquence, nous avons pu identifier, suite à plusieurs optimisations avec l'AG, une relation entre la taille de la population et le nombre de générations. Ces paramètres devront être choisis en fonction du nombre de boucles qui existent dans le réseau analysé. Par exemple, pour l'optimisation de réseaux réels de type français, un facteur de 3 serait à notre avis suffisant, entre le nombre de boucles et le nombre d'individus dans une population ainsi qu'entre le nombre de boucles et le nombre de générations.

IV.5. Conclusions générales sur l'optimisation des réseaux de distribution radiaux

A l'issue des optimisations que nous avons réalisées avec les différents algorithmes implémentés, nous allons dresser un bilan sur leurs caractéristiques. Le Tableau IV-15 résume ces différentes conclusions.

Tableau IV-15 : Synthèse sur les différentes approches d'optimisation

Méthode	Influence des GED	Qualité des solutions proposées	Indication du cheminement entre les configurations	Effort de calcul	Applicabilité (optimisation avec différents critères)
AG	non	oooooooooooooooo	non	oooooooooooooooo	tous critères
TC_VC	non	oooooooooooooooo	oui	oooooooooooooooo	tous critères
TC_VR	oui	oooooooo	oui	oooooooo	pertes, U, I
TC_VD	oui	oooo	oui	ooo	pertes, U, I
OSB	oui	oooooooooooooooo	non	o	pertes

Au premier abord, la méthode *OSB* semble être la plus intéressante. Elle nécessite un effort de calcul faible pour une bonne qualité des solutions proposées. Cependant, elle est intéressante seulement pour le critère des pertes Joule. Un autre inconvénient de cette méthode réside dans le fait qu'à l'issue de son utilisation, il est impossible de mettre en œuvre la configuration calculée à partir d'une configuration radiale (i.e. comment aboutir à la configuration optimale proposée à partir de la configuration utilisée en exploitation). Nous allons détailler ce sujet dans le chapitre suivant.

Nous constatons que la méthode *TC_VD* offre un bon compromis entre la qualité des solutions et l'effort de calcul. De plus, elle peut être appliquée pour l'optimisation des critères liés aux transits des courants sur les lignes (i.e. pertes, profil de tension, équilibrage des courants sur les branches). Son principal inconvénient consiste au fait que, de par sa stratégie de recherche, elle nécessite un nombre plus important d'itérations que les autres variantes de l'algorithme de transfert de charges. Si ces itérations (permutations de branches proposées) se concrétisent par des manœuvres sur les interrupteurs télécommandés sur le réseau, la méthode perd de son intérêt si l'on veut l'utiliser dans l'exploitation des réseaux réels. Nous allons également revenir sur la succession de permutation de branches, que cette méthode propose, dans le chapitre suivant.

La méthode *TC_VC* est intéressante par le nombre réduit de permutations de branches qu'elle propose et pour son adéquation à tous les critères d'optimisation. Cependant, elle nécessite un effort de calcul important. Ceci constitue un inconvénient lors de son utilisation pour l'optimisation des réseaux réels.

Pour les trois variantes de l'algorithme de transfert de charge, nous soulignons que les solutions qu'elles proposent sont l'image de la configuration de départ.

Les algorithmes génétiques sont à retenir pour la qualité des solutions qu'ils proposent et pour leur large applicabilité. Les solutions proposées ne sont pas influencées par la topologie de départ. Les deux principaux inconvénients sont liés à l'effort considérable de calcul, nécessaire pour la convergence et au fait que la mise en œuvre de la configuration calculée, à partir d'une topologie radiale (i.e. la topologie radiale d'exploitation) n'est pas indiquée.

A ce stade du mémoire, nous retenons les méthodes *OSB* et *TC_VD* comme étant très intéressantes pour l'optimisation des réseaux réels.

L'algorithme *TC_VC* sera utilisé pour l'optimisation des critères qui ne sont pas directement liés à des critères électrotechniques (i.e. la fiabilité), ainsi que pour l'optimisation des topologies partiellement maillées (sujet détaillé dans le chapitre suivant). Nous conseillons l'utilisation de l'AG pour la validation des solutions proposées par ces deux approches retenues.

Chapitre V

Nouvelles approches pour l'optimisation des réseaux de distribution en régime normal

CHAPITRE V	169
V.1. INTRODUCTION.....	171
V.2. RECHERCHE DE CONFIGURATIONS OPTIMALES : CRITERE DE FIABILITE	171
V.2.1. Introduction.....	171
V.2.2. Illustration pour un réseau réel	172
V.2.3. Conclusions sur l'optimisation des réseaux avec un critère de fiabilité	174
V.3. CHEMINEMENT ENTRE DEUX CONFIGURATIONS.....	175
V.3.1. Introduction.....	175
V.3.2. Procédure pour la transition entre deux configurations.....	176
V.3.3. Cheminement entre les manoeuvres : exemple sur le réseau EDF.....	179
V. 3.3.a) Illustration du cheminement (ordre aléatoire)	179
V. 3.3.b) Cheminement progressif entre deux configurations radiales.....	182
V.3.4. Conclusion sur le cheminement entre deux configurations	186
V.4. RECONFIGURATION TEMPORELLE POUR LA REDUCTION DES PERTES JOULE.....	186
V.4.1. Introduction.....	186
V.4.2. Simulation de la reconfiguration horaire sur une journée	189
V. 4.2.a) Reconfiguration horaire, sur une journée (sans GED).....	190
V. 4.2.b) Reconfiguration horaire sur une journée (avec GED)	192
V.4.3. Simulation de la reconfiguration horaire sur une semaine	194
V. 4.3.a) Reconfiguration horaire sur une semaine (sans GED).....	194
V. 4.3.b) Reconfiguration horaire, sur une semaine (avec GED)	196
V.4.4. Conclusion sur la reconfiguration temporelle	196
V.5. RECONFIGURATION DES RESEAUX PARTIELLEMENT MAILLES	198
V.5.1. Introduction.....	198
V.5.2. Choix du degré de maillage pour un réseau de distribution partiellement maillé	200
V.5.3. Calcul d'une topologie d'exploitation avec un degré de maillage minimal par l'algorithme OSB.....	201
V.5.4. Optimisation des topologies partiellement maillées par le transfert de charges..	204
V. 5.4.a) Analyse des résultats de l'étape 1.....	206
V. 5.4.b) Analyse des résultats de l'étape 2.....	207
V. 5.4.c) Analyse des résultats de l'étape 3.....	207
V.6. CONCLUSIONS	209

V.1. Introduction

Au cours de ce chapitre, nous allons nous intéresser tout d'abord à l'optimisation des réseaux de distribution radiaux en considérant un critère d'optimisation lié à la fiabilité. Nous allons ensuite décrire et illustrer la procédure que nous avons développée pour établir les manœuvres nécessaires (fermetures/ouvertures) afin de transiter entre deux configurations radiales. Ces deux configurations pourront être, par exemple, la configuration actuelle utilisée en exploitation et une nouvelle configuration que l'on vient de déterminer à la suite d'une optimisation. Afin d'identifier le gain en terme de pertes Joule que l'on pourrait obtenir en modifiant les configurations régulièrement, nous allons simuler la reconfiguration des réseaux de distribution à divers intervalles horaires. Nous mettrons ainsi en évidence l'effort qu'un exploitant de réseau devra effectuer en nombre de manœuvres par rapport au gain escompté sur les pertes. La dernière partie de ce chapitre est consacrée à l'exploitation des réseaux partiellement maillés. Nous allons expliquer la manière dont les algorithmes, que nous avons présentés pour l'optimisation des réseaux radiaux, ont été adaptés afin de pouvoir optimiser des topologies partiellement maillées. Nous concluons, enfin, sur l'ensemble de ces sujets.

V.2. Recherche de configurations optimales : critère de fiabilité

V.2.1. Introduction

Nous avons constaté, dans les sections précédentes, que l'optimisation des pertes Joule conduit à une meilleure répartition des charges entre les différents départs considérés tout en respectant les contraintes de sécurité. Dans cette partie, nous cherchons une configuration radiale optimale du réseau de distribution en considérant des aspects de fiabilité.

Nous rappelons que, lors d'un défaut sur un segment d'un départ du réseau, le disjoncteur situé en tête du départ déclenche automatiquement (cf. chapitre II). Une suite de manœuvres des interrupteurs télécommandés lui succède afin d'isoler la zone affectée par le défaut et réalimenter les zones saines. Les consommateurs qui sont situés dans les zones saines sont donc affectés par des coupures brèves (inférieures à 3 minutes).

Il peut donc paraître intéressant, lors de la recherche d'une configuration optimale en régime normal, d'anticiper et de minimiser l'impact pour les consommateurs d'un éventuel défaut à venir sur une des lignes du réseau. Nous avons vu dans le chapitre II que cet impact peut être exprimé sous la forme d'une énergie non distribuée.

De ce fait, avec les différents algorithmes de recherche que nous avons détaillés dans les parties précédentes, nous considérons une fonction objectif, relativement simple à calculer, qui permet d'identifier la configuration qui sera la moins impactée par un défaut quelconque. Nous rappelons qu'il s'agit d'une valeur reposant, en partie, sur l'énergie non distribuée probabilisée sur l'année. Elle est calculée en considérant principalement l'action sur les interrupteurs télécommandés.

Afin de tenir compte des coupures longues (indépendantes des actions automatisées de reconfiguration) sur cette énergie, nous avons modifié cette fonction objectif. La modification prend en compte le fait qu'un défaut situé dans une partie de réseau où il n'y a pas beaucoup d'interrupteurs manuels aura plus d'impact sur l'énergie non distribuée qu'un défaut situé dans une partie avec un nombre plus élevé d'interrupteurs manuels. Ainsi, les valeurs de l'énergie non distribuée, que nous présenterons dans le paragraphe suivant, ne sont que des approximations. Elles guideront l'algorithme de recherche vers la configuration la plus appropriée en terme de fiabilité.

V.2.2. Illustration pour un réseau réel

Nous allons détailler cette approche sur le réseau *EDF* que nous avons présenté dans le chapitre IV à la Figure IV.17.

Nous considérons, de nouveau, que toutes les charges consomment la puissance maximale estimée (issue de la base de données d'EDF). Dans les calculs d'indices de fiabilité classiques, leurs variations annuelles doivent être considérées.

Nous allons appliquer l'algorithme *TC_VC* (transfert de charge avec exploration complète du voisinage d'une configuration) à partir de la configuration radiale issue de cette même base de données. Nous essayons d'identifier une nouvelle configuration qui minimiserait notre approximation de la fiabilité. A l'issue de cette optimisation, 8 manœuvres sont proposées afin de réduire la valeur de la fonction objectif. Ces manœuvres, ainsi que la configuration résultante, sont présentées dans le

Tableau V-1. La première manœuvre (voir sur le

Tableau V-1) consiste à transférer un ensemble de charges d'une puissance totale active de 1.38 MW entre deux départs. Nous avons illustré ce transfert sur la Figure V-1. Pour chaque zone entourée par des d'interrupteurs télécommandés, nous avons spécifié : la puissance active, la somme des longueurs de l'ensemble de lignes à l'intérieur de cette zone et le nombre d'interrupteurs manuels à l'intérieur de la zone.

Tableau V-1 : Résultats de l'optimisation : critère de fiabilité

Configuration initiale	129 142 246 267 287 298 316 320 328 344 350 355 363 390 404
<i>END_{approx} = 1.699 MWh ; Pertes = 3.31 %</i>	432 438 467 480 493 497 531 546 611 630 631 660 679 729 785
Manœuvres (Fermeture -> Ouverture) <i>issues de l'optimisation avec le transfert de charge (TC_VC)</i>	1. (344 – 348)
	2. (679 – 697)
	3. (404 – 532)
	4. (546 – 191)
5. (328 – 302)	
6. (142 – 771)	
7. (350 – 694)	
8. (785 – 786)	
Configuration optimale (critère fiabilité)	129 771 246 267 287 298 316 320 302 348 694 355 363 390 532
<i>END_{approx} = 1.526 MWh Pertes = 3.22 %</i>	432 438 467 480 493 497 531 191 611 630 631 660 697 729 786

On peut voir que certaines de ces zones sont caractérisées par une longueur nulle. En effet, il s'agit des postes HTA/BT disposant d'interrupteurs télécommandés, alimentés par deux ou trois lignes. Nous avons illustré cette situation sur la Figure V-1.

Les flèches bleues indiquent le transfert d'une zone (en pointillés) entre les départs 2 et 9 du réseau réel EDF. Ce transfert conduit à une réduction de la fonction objectif de 3.5 % par rapport à la configuration initiale.

Il est important de préciser que parmi les 8 manœuvres suggérées par l'algorithme d'optimisation, les manœuvres 3, 4 et 5 (sur le Tableau V-1) conduisent au transfert d'un poste HTA/BT d'un départ à un autre sans transfert de longueur de ligne.

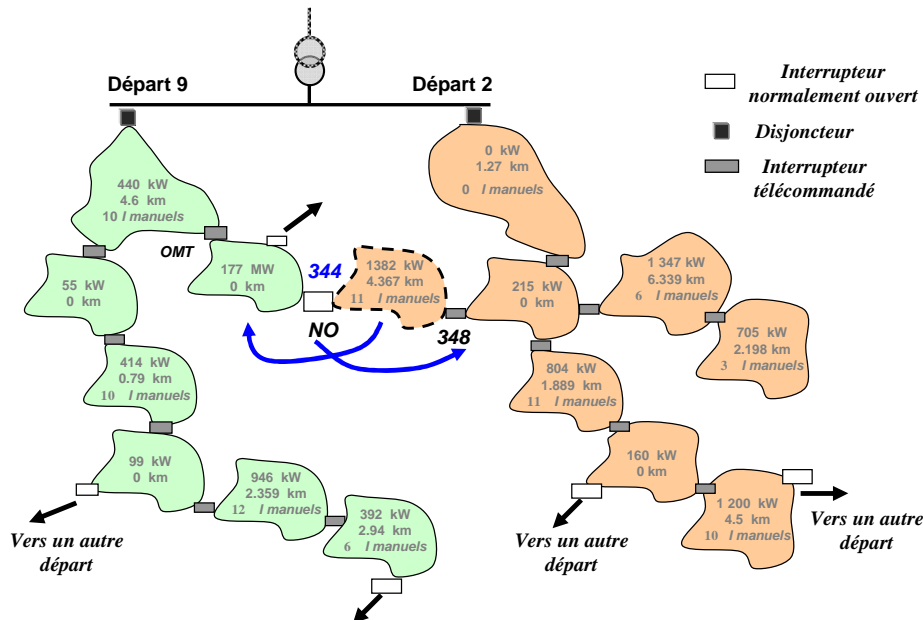


Figure V-1 : Transfert d'une zone entourée par des interrupteurs télécommandés, entre deux départs (exemple pour les départs 2 et 9 du réseau EDF)

A l'issue des 8 manœuvres proposées, nous obtenons une réduction de 10 % de l'énergie non distribuée par rapport à la configuration initiale. Cependant, la configuration finale est caractérisée par des pertes de 3.22 % par rapport à la charge totale.

Rappelons que pour le réseau *EDF*, à l'issue de l'optimisation des pertes réalisée dans le chapitre IV, nous avons pu identifier une configuration radiale caractérisée par 2.87 % de pertes (par rapport à la charge totale du réseau). Toutefois, pour cette configuration, nous avons calculé une énergie non distribuée de 1.73 MWh (à comparer avec les 1.526 MWh obtenus après l'optimisation de la fiabilité).

V.2.3. Conclusions sur l'optimisation des réseaux avec un critère de fiabilité

A l'issue de l'optimisation des réseaux réels suivant un critère de fiabilité, nous obtenons une configuration presque identique à la configuration initiale (soit une réduction de seulement 3.5 % de l'énergie non distribuée). Ceci paraît logique puisque cette configuration est issue d'une étude de planification qui prend en compte des critères de sécurité, de fiabilité et finalement d'efficacité énergétique (pertes Joule) en considérant le cas le plus contraignant (puissances maximales en chaque noeud).

Nous tenons à préciser que lors de notre optimisation de la fiabilité, et contrairement au critère des pertes, de nouveaux éléments interviennent :

- le nombre d'interrupteurs télécommandés sur un départ ;
- le nombre d'interrupteurs manuels à l'intérieur de chaque *zone* ;
- la relation entre la valeur de la fonction objectif (énergie non distribuée) et la valeur des charges est linéaire. Pour les pertes, la résistance des lignes (donc une image de la longueur en fonction de la section) est multipliée par le carré du courant transitant dans la ligne ;

Ceci nous conduit à des topologies optimales différentes pour les deux critères d'optimisation. Cependant, lors de l'optimisation pour le critère de fiabilité, nous obtenons une configuration qui n'est pas très différente en terme de pertes Joule par rapport à la configuration initiale.

De plus, la configuration optimale en terme de pertes est caractérisée par une valeur de l'énergie non distribuée supérieure à la valeur de l'énergie non distribuée pour la configuration initiale.

Une autre solution serait de considérer la fiabilité comme une contrainte à intégrer dans l'algorithme d'optimisation des pertes Joule. Il s'agirait alors de fixer un seuil de fiabilité à ne pas dépasser pour chacune des configurations testées par cet algorithme. Cependant, une

valeur approchée de la fonction objectif pourrait ne plus suffire pour effectuer la comparaison par rapport au seuil fixé.

V.3. Cheminement entre deux configurations

V.3.1. Introduction

Au cours du chapitre IV, nous avons utilisé différents algorithmes pour la recherche d'une configuration optimale radiale. Celle-ci représente donc un nouvel état du réseau (nouveaux états ouvert/fermés pour certains interrupteurs télécommandés dans le réseau). Pour un opérateur de réseau, il est important de connaître également quelles sont les manœuvres (fermeture/ouvertures) à réaliser afin de transiter vers la configuration issue d'un algorithme d'optimisation en partant de la configuration utilisée en exploitation.

Nous avons vu que certains algorithmes d'optimisation nécessitent une (ou plusieurs dans le cas des algorithmes génétiques) configuration(s) de départ. Certains de ces algorithmes proposent des permutations de branches pour converger vers une meilleure configuration (par rapport au critère considéré). Nous rappelons pour chaque algorithme la configuration de départ :

- *l'algorithme d'OSB* commence avec une topologie initiale complètement maillée ; des branches sont successivement ouvertes afin de converger vers une configuration radiale ;
- *l'algorithme génétique* commence avec un ensemble de configurations générées aléatoirement (population initiale) et converge vers une configuration finale suite à des opérations de mutation, de croisement et de sélection ;
- *le transfert de charge* commence avec une configuration initiale radiale et propose des séquences de fermetures et d'ouvertures de branches afin de converger vers une meilleure configuration. La configuration de départ pourrait être la configuration d'exploitation ou toute autre configuration issue d'un des algorithmes d'optimisation. Cependant, nous avons constaté que, dans certains cas, des décisions de fermeture/ouverture prises à une itération donnée peuvent être remises en cause au cours du processus itératif. Cela se traduit par des manœuvres inutiles sur les interrupteurs télécommandés dans le réseau.

On peut constater donc que seul l'algorithme de transfert de charges (appelé aussi algorithme de permutation de branches) propose les permutations de branches à réaliser (mais parfois

avec des manœuvres inutiles) afin d'obtenir la configuration finale, identifiée comme étant optimale.

Dans le chapitre III, nous avons mentionné qu'il existe deux autres approches pour la recherche d'une configuration optimale : la *recherche tabou* et le *recuit simulé*. Nous rappelons qu'au cours de ces deux algorithmes, on accepte parfois des augmentations de la fonction objectif que l'on veut minimiser en espérant que l'on pourra ensuite mieux redescendre (et éviter ainsi des minima locaux). Ceci se traduit par des permutations de branches (fermetures/ouvertures) supplémentaires à réaliser afin d'approcher la configuration identifiée comme étant optimale. Nous constatons donc que la succession des manœuvres proposées par ces types d'approches ne peut pas être acceptée dans l'exploitation réelle des réseaux.

Dans la littérature spécialisée, les efforts sont concentrés surtout sur le développement des algorithmes pour calculer une configuration optimale. Si l'on ne fournit pas également la succession de manœuvres réalisables pour implémenter cette nouvelle configuration, les différentes approches d'optimisation qui partent d'une configuration autre que celle utilisée en exploitation perdent de leur intérêt. Cette question a été évoquée dans les commentaires des relecteurs de la référence [ROY - 96]. Cependant, les auteurs de cette référence n'ont pas apporté, à notre avis, un éclaircissement suffisant sur cette problématique.

Dans l'exploitation des réseaux, ces permutations doivent se faire sans pour autant couper l'alimentation des charges. La solution qui consiste à fermer toutes les branches et ouvrir par exemple les branches indiquées par l'algorithme de l'*OSB* n'est pas non plus réalisable (à cause, par exemple, du système de protection conçu actuellement pour des réseaux radiaux). Si un défaut intervenait pendant cette phase, les courants de court-circuit pourraient se superposer et endommager certains matériels comme les lignes et les câbles.

En utilisant les propriétés des matroïdes que nous avons détaillées dans le chapitre III, nous avons développé une procédure qui permet la transition entre une configuration initiale (i.e. configuration utilisée dans l'exploitation à un instant donné) et une configuration issue d'un calcul d'optimisation. Cette transition est réalisée avec un nombre minimal de manœuvres d'ouvertures et de fermetures d'interrupteurs.

V.3.2. Procédure pour la transition entre deux configurations

Nous rappelons que sur l'ensemble des branches d'un graphe (réseau complet) et sur l'ensemble des arbres couvrants (configurations radiales), on peut définir un matroïde. Entre

les bases de ce matroïde (les arbres couvrants), il existe une propriété d'échange bidirectionnel (voir le chapitre III.5).

Considérons deux arbres couvrants I et F . Si l'on veut remplacer une branche a qui appartient à I et qui n'appartient pas à F , il existe toujours une branche b dans F qui peut remplacer a dans I . On obtient un nouvel arbre couvrant $I - a + b$. De plus, l'échange est bidirectionnel, c'est-à-dire que $F - b + a$ est aussi un arbre couvrant. Nous avons utilisé cette propriété afin de réaliser des croisements entre différentes configurations de réseau. La même propriété peut être énoncée pour les co-arbres.

La procédure utilisée pour les croisements est également utilisée pour déterminer les manœuvres à faire pour transiter d'une configuration à une autre. Sur la Figure V-2, nous avons illustré un exemple de deux arbres couvrants (configurations radiales) : une configuration initiale et une configuration issue par exemple d'un algorithme d'optimisation.

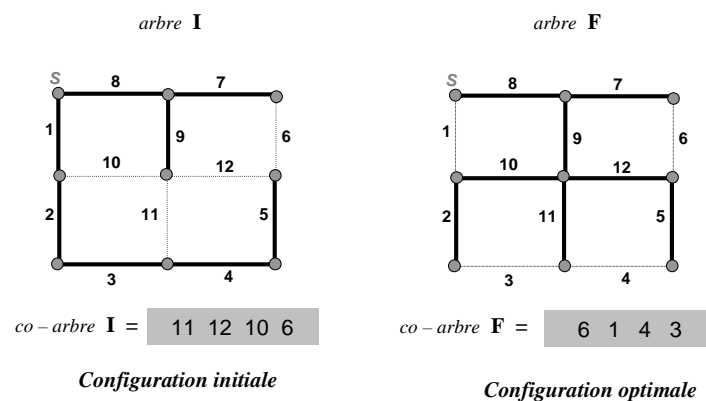


Figure V-2 : Exemple de deux configurations radiales

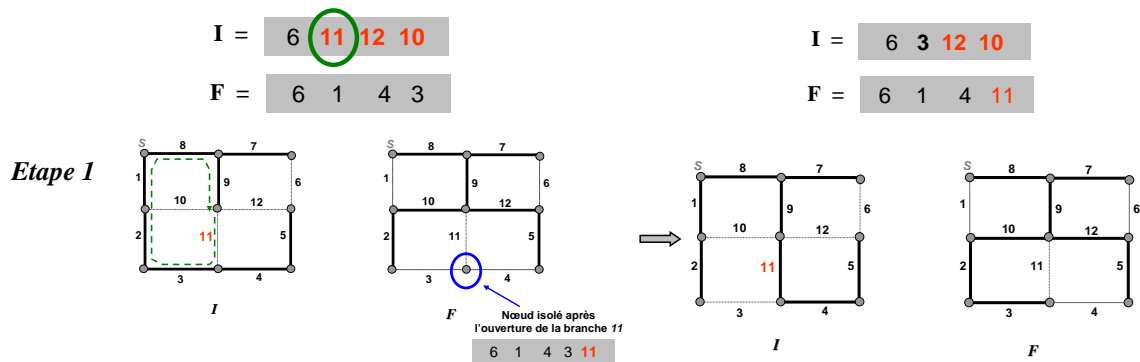
Nous allons expliquer la procédure pour transiter (par des manœuvres de fermeture et d'ouverture de branches) entre ces deux configurations. Ces configurations sont exprimées sous la forme de vecteurs qui contiennent les branches ouvertes (co-arbres).

Tout d'abord, les éléments communs aux deux co-arbres sont identifiés. Ensuite, il s'agit de remplacer progressivement les éléments propres du vecteur I par les éléments propres du vecteur F (voir sur la Figure V-2) en indiquant les permutations à faire. Les étapes nécessaires pour transiter entre les deux configurations sont illustrées sur la Figure V-3 et la Figure V-4.

On peut constater qu'il existe une branche commune entre les deux *co-arbres* I et F (la branche 6). Il reste donc dans I seulement trois branches à remplacer (voir en rouge sur la Figure V-3, étape 1). Ceci constitue le nombre minimal de manœuvres à réaliser.

La fermeture de la branche 11 dans I va former une boucle (en pointillés). On regarde ensuite quelles sont les branches formant cette boucle (1, 2, 3, 8, 9) qui se trouvent également dans le co-arbre F . Il s'agit des branches 1 et 3. Dans cette première phase, chacune des deux pourrait remplacer la branche 11 dans le co-arbre I .

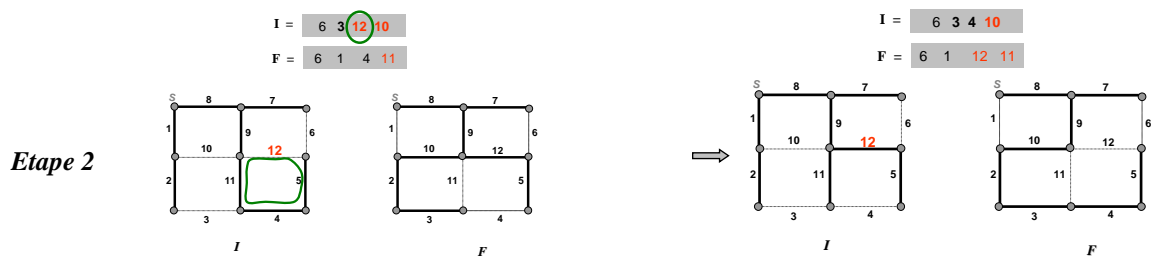
Afin d'identifier exactement cette branche, on procède à l'ouverture de la branche 11 dans l'arbre couvrant F . Comme conséquence, un nœud sera isolé du reste du graphe. On détermine ensuite le *co-cycle* (les branches qui relient les deux parties du graphe). Il s'agit dans ce cas de l'ensemble de branches 11, 3 et 4 (les branches qui convergent vers le nœud encerclé sur la Figure V-3). On regarde ensuite la (les) branche(s) commune(s) entre le *co-cycle* et la boucle formée dans l'arbre initial I . C'est donc la branche 3 qui va remplacer la branche 11 dans le co-arbre I . La première manœuvre à faire sera donc : fermeture de la branche 11 et ouverture de la branche 3 dans l'arbre initial I . Le *co-arbre* F devient alors $F = [6, 1, 4, 11]$.



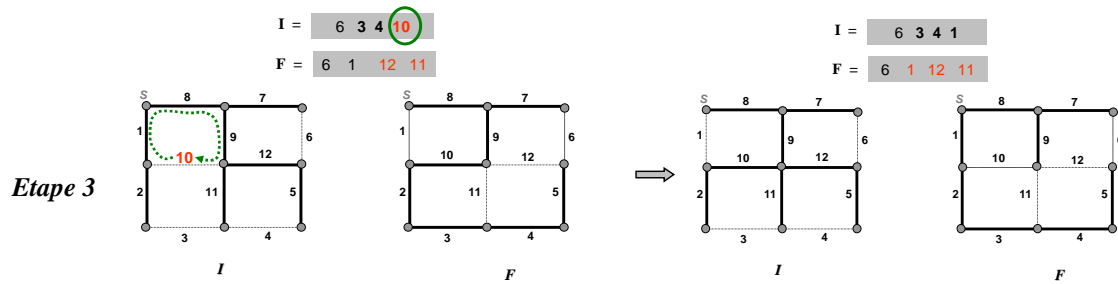
fermeture de la branche 11 dans I et ouverture de la branche 3

Figure V-3: La première étape du cheminement entre deux configurations

On réalise de la même façon les étapes 2 et 3 (Figure V-4) et finalement la configuration initiale I est remplacée par la configuration finale F .



fermeture de la branche 12 dans I et ouverture de la branche 4



fermeture de la branche 10 dans I et ouverture de la branche 1

Figure V-4 : Exemple des étapes de cheminement entre deux configurations I et F

Le cheminement proposé nous conduit vers la solution optimale par un nombre minimal de manœuvres. **Cependant, par cette approche, nous ne pouvons pas garantir que la succession des manœuvres corresponde également à une réduction progressive de la fonction objectif.** Nous garantissons seulement qu'à la fin des manœuvres la fonction objectif aura sa valeur minimale, déterminée par un des algorithmes d'optimisation décrit dans le chapitre IV. Il se peut donc que durant le processus de cheminement la fonction objectif augmente pour qu'à la fin elle diminue et pour qu'elle soit donc égale à la valeur optimale.

Nous revenons dans le paragraphe suivant sur la façon de déterminer un cheminement, dit progressif, qui assure une diminution à chaque manœuvre de la fonction objectif.

V.3.3. Cheminement entre les manoeuvres : exemple sur le réseau EDF

Nous allons, dans un premier temps, montrer les successions de manœuvres (ordre aléatoire) que nous déterminons par la procédure décrite dans le paragraphe antérieur.

Pour un opérateur du réseau, il est important que cette succession puisse assurer, à chaque étape, la réduction maximale de la fonction objectif (i.e. pertes Joule). Une défaillance d'un organe de coupure ou toute autre raison pourrait interrompre le processus de transition entre les configurations. Il serait donc important que l'on s'approche au maximum de la configuration optimale à l'issue de chaque manœuvre.

Nous allons donc décrire et illustrer, dans une deuxième partie, la manière dont ces manœuvres peuvent être ordonnées.

V. 3.3.a) Illustration du cheminement (ordre aléatoire)

Afin d'illustrer le cheminement entre les configurations sur un réseau réel, nous reprenons le Tableau V-2 où nous avons présenté les résultats de l'optimisation du réseau EDF par les différentes approches d'optimisation.

On peut constater sur ce tableau que la méthode OSB, à l'issue de seulement 30 calculs de répartition de charge, fournit une configuration optimale caractérisée par des pertes Joule très proches de celle proposée par les autres algorithmes qui nécessitent beaucoup plus d'effort de calcul. Il y a au total 10 branches qui ont changé d'état par rapport à la configuration initiale (marquées en bleu sur la ligne correspondante dans le Tableau V-2). Cependant, cet algorithme ne fournit pas le cheminement entre la configuration actuelle d'exploitation et celle identifiée comme étant optimale pour les pertes. De même, pour l'algorithme génétique, la succession de manœuvres à réaliser n'est pas indiquée.

Les algorithmes *TC_VC* et *TC_VR* proposent une succession de 11 manœuvres afin de converger vers la configuration identifiée comme étant optimale. Cependant, seules 10 branches ont changé d'état par rapport à la configuration initiale (marquées en rouge sur le Tableau V-2). Ceci est dû au fait que les manœuvres 3 et 10 (marquées en vert dans le Tableau V-2) conduisent finalement au changement d'état d'une seule branche. L'algorithme *TC_VD* propose une succession de 18 manœuvres pour converger vers une solution très proche de celle proposée par le *TC_VC* mais avec un effort de calcul considérablement réduit. Pourtant, seulement 14 branches ont changé d'état par rapport à la configuration initiale. Cela est dû au fait que les 4 dernières manœuvres suggérées ne représentent que des remises en cause de certaines décisions de fermeture/ouverture prises auparavant.

Dans le Tableau V-2, nous indiquons, à titre de comparaison, la configuration initiale du réseau *EDF* et la configuration optimale déterminée par l'algorithme OSB (voir les deux premières lignes du tableau, en bleu les branches qui ont changé d'état par rapport à la configuration initiale). Nous avons alors utilisé la procédure, décrite dans la section précédente, qui utilise les propriétés des matroïdes, afin d'identifier le cheminement (les manœuvres à réaliser) entre les configurations initiale et optimale.

Ces manœuvres sont listées sur la dernière ligne, dans le Tableau V-3. Nous rappelons que cette procédure nous fournit seulement les manœuvres à réaliser afin d'arriver à la configuration finale.

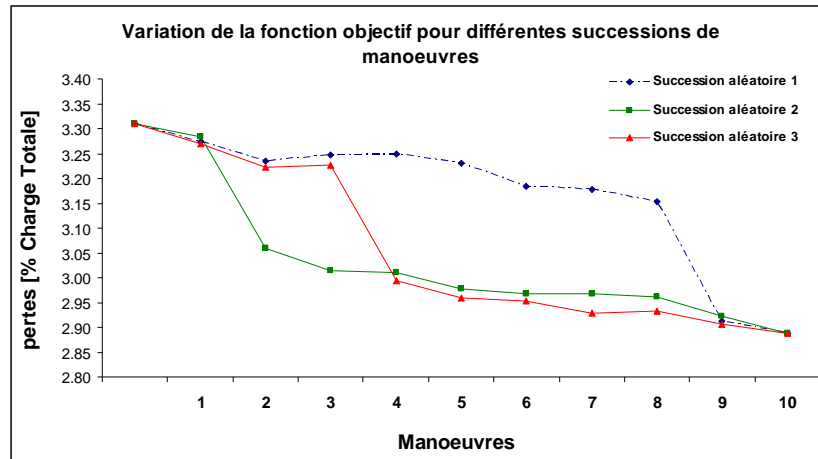


Figure V-5 : Variation de la fonction objectif pour différentes successions de manoeuvres

V. 3.3.b) Cheminement progressif entre deux configurations radiales

Le cheminement progressif consiste à choisir à chaque étape la manoeuvre qui minimise le plus la fonction objectif. Il suffit de tester à chaque étape quelle est la manoeuvre qui conduirait à la réduction maximale de la fonction objectif. Le nombre total de tests sera donné par la relation suivante :

$$Nb_tests = N + (N - 1) + (N - 2) + \dots + (N - (N-1)) \quad (V-1)$$

avec N : le nombre minimal de manoeuvres.

On peut constater que le dernier terme de la formule (V-1) est inutile. En effet, si l'on a déjà établi l'ordre entre les $N-1$ manoeuvres, pour la dernière manoeuvre, aucun calcul n'est donc nécessaire.

Par exemple, dans le Tableau V-4, il existe 10 manoeuvres pour transiter entre les deux configurations. Dans la première étape nous testons chacune de ces 10 manoeuvres afin de choisir celle qui nous conduit à la plus importante réduction des pertes. Ensuite, pour la deuxième étape, il faut alors tester les 9 manoeuvres restantes.

Le nombre de calculs à réaliser est donc relativement réduit. Nous avons listé dans le Tableau V-4, la succession de manoeuvres qui assure qu'à l'issue de chacune d'elle la réduction de la fonction objectif est la plus importante par rapport aux manoeuvres qu'il reste à faire. Cette variation est illustrée sur la Figure V-6 (la courbe en trait plein noir) pour la solution issue de l'optimisation avec l'algorithme de l'OSB. La première valeur sur la courbe correspond à la valeur des pertes pour la configuration initiale. Le nombre de segments pour chaque courbe correspond au nombre total de manoeuvres (10 pour ce cas).

Tableau V-4 : Transition entre la configuration initiale et la configuration optimale fournie par l'OSB

Configuration initiale Pertes = 3.31 %	129 142 246 267 287 298 316 320 328 344 350 355 363 390 404 432 438
	467 480 493 497 531 546 611 630 631 660 679 729 785
Optimisation avec OSB Pertes = 2.89 %	786 432 390 190 129 320 302 350 246 278 454 546 771 493 142 404 537
	694 480 355 660 438 611 497 363 630 635 729 267 348
Manœuvres issues de la procédure utilisant les propriétés des matroïdes	1. (679 – 694)
	2. (467 – 454)
	3. (298 – 190)
	4. (287 – 278)
	5. (785 – 786)
	6. (631 – 635)
	7. (344 – 348)
	8. (531 – 537)
	9. (316 – 771)
	10. (328 – 302)

On constate, dans ce cas particulier, qu'à l'issue de la 9^{ème} manœuvre, sur la Figure V-6 (courbe noire), on atteint une configuration caractérisée par des pertes inférieures à celles obtenues par l'algorithme OSB (point à l'abscisse 10 sur la Figure V-6). Nous rappelons qu'avec l'algorithme d'OSB nous avons trouvé seulement une configuration sous optimale (2.89 % de pertes par rapport à 2.87% calculée par l'algorithme TC_VC et AG). La succession des manœuvres continue afin d'approcher la configuration issue de l'OSB (augmentation de la fonction objectif entre la 9^{ème} et 10^{ème} itération).

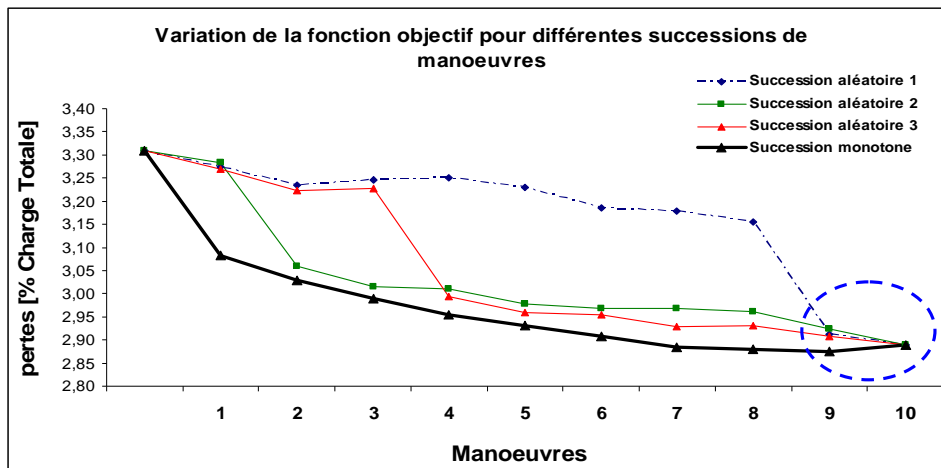


Figure V-6 : Variation de la fonction objectif pour des successions de manœuvres aléatoires ou ordonnancée

Nous avons également déterminé cette succession pour la configuration issue de l'optimisation avec l'algorithme TC_VC même si l'algorithme fournit lui-même les permutations de branches. En effet, à l'issue de la procédure fondée sur les propriétés des matroïdes (voir sur Tableau V-5), seulement 10 manœuvres ont été proposées alors que le TC_VC en propose 11 manœuvres. Une des manœuvres est une remise en cause d'une autre réalisée précédemment (voir les permutations de branches numérotées avec 3 et 10 et marquées en vert dans le Tableau V-5).

Il est vrai que la dernière manœuvre ne conduit pas à une réduction importante des pertes. Il s'agit en effet de la même situation que nous avons illustrée sur la Figure IV-20 (un seul poste HTA/BT transféré d'un départ à un autre).

Tableau V-5 : Transition entre la configuration initiale et la configuration optimale issue de TC_VC

Configuration initiale Pertes = 3.31 %	129 142 246 267 287 298 316 320 328 344 350 355 363 390 404 432 438 467 480 493 497 531 546 611 630 631 660 679 729 785	
Optimisation avec TC_VC Pertes = 2.867 %	129 142 246 267 278 191 762 320 328 348 350 355 363 390 404 432 438 454 480 493 497 537 546 611 630 635 673 694 729 786	
	<i>Manœuvres indiquées par l'algorithme TC_VC</i>	<i>Manœuvres issues de la procédure avec les matroïdes + ordonnancement</i>
Succession de manœuvres	<ol style="list-style-type: none"> 1. (679 – 694) 2. (467 – 454) 3. (298 – 190) 4. (287 – 278) 5. (785 – 786) 6. (631 – 635) 	<ol style="list-style-type: none"> 7. (344 – 348) 8. (660 – 673) 9. (531 – 537) 10. (190 – 191) 11. (316 – 762)
		<ol style="list-style-type: none"> 1. (679 – 673) 2. (660 – 694) 3. (467 – 454) 4. (287 – 278) 5. (298 – 191) 6. (344 – 348) 7. (785 – 786) 8. (631 – 635) 9. (531 – 537) 10. (316 – 762)

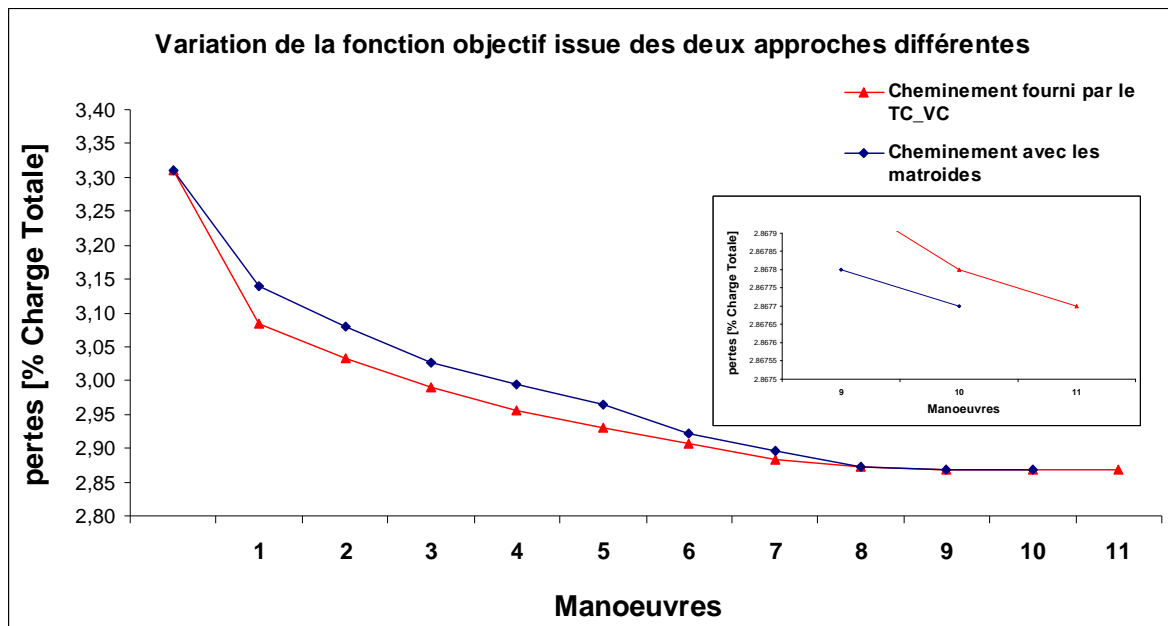


Figure V-7 : Variation de la fonction objectif issue de l'algorithme TC_VC et de l'approche fondée sur les propriétés des matroïdes (voir aussi le zoom à partir de la 9^{ème} étape)

Cependant, on constate que la procédure utilisant les propriétés des matroïdes fournit la succession des manœuvres conduisant vers la même configuration finale mais avec un nombre de manœuvres minimum (10 au lieu de 11).

La courbe en bleu sur la Figure V-7 et les manœuvres indiquées par l'approche fondée sur les propriétés des matroïdes (voir les colonnes de droite dans le Tableau V-5) correspondent également aux manœuvres à réaliser pour transiter entre la configuration initiale et la configuration optimale issue de l'optimisation avec l'algorithme génétique. Nous rappelons qu'à l'issue de l'optimisation avec l'AG, nous avons obtenu la même configuration que celle fournie par l'algorithme *TC_VC*.

Nous indiquons de la même façon le cheminement proposé par l'algorithme *TC_VD* (19 manœuvres proposées) et par notre approche (Tableau V-6 et Figure V-8).

On peut constater dans le Tableau V-6 et sur la Figure V-8 qu'avec l'approche que nous proposons, il est possible de passer de la configuration initiale à celle indiquée par l'algorithme *TC_VD* moyennant 12 manœuvres. De ce fait, même si la méthode *TC_VD* converge généralement après plus d'itérations que la méthode *TC_VC*, elle reste très intéressante si l'on utilise l'approche de transition directe entre deux configurations que nous proposons. Nous rappelons aussi que cette méthode nécessite un nombre de calcul nettement inférieur aux autres méthodes, pour une qualité acceptable des solutions proposées.

Tableau V-6 : Transition entre la configuration initiale et la configuration optimale issue de *TC_VD*

Configuration initiale Pertes = 3.31 %	129 142 246 267 287 298 316 320 328 344 350 355 363 390 404 432 438 467 480 493 497 531 546 611 630 631 660 679 729 785															
Optimisation avec <i>TC_VD</i> Pertes = 2.89 %	129 142 246 267 278 190 771 320 328 344 350 347 363 390 405 432 438 454 480 493 497 537 191 611 630 635 694 729 673 786															
	<i>Manœuvres indiquées par l'algorithme TC_VC</i>									<i>Manœuvres issues de la procédure avec les matroïdes + ordonnancement</i>						
Succession de manœuvres	1. (660 – 694)		10. (287 – 278)		1. (679 – 673)		7. (631 – 635)		2. (785 – 786)		11. (631 – 635)		2. (660 – 694)		8. (404 – 405)	
	3. (298 – 178)		12. (679 – 729)		3. (467 – 454)		9. (355 – 347)		4. (316 – 302)		13. (404 – 405)		4. (287 – 278)		10. (531 – 537)	
	5. (355 – 347)		14. (531 – 537)		5. (298 – 190)		11. (316 – 771)		6. (729 – 697)		15. (178 – 190)		6. (785 – 786)		12. (546 – 191)	
	7. (480 – 482)		16. (302 – 771)		7. (480 – 482)		16. (302 – 771)		8. (467 – 454)		17. (350 – 673)		8. (467 – 454)		17. (350 – 673)	
	9. (546 – 191)		18. (697 – 350)		9. (546 – 191)		18. (697 – 350)				19. (482 – 480)					

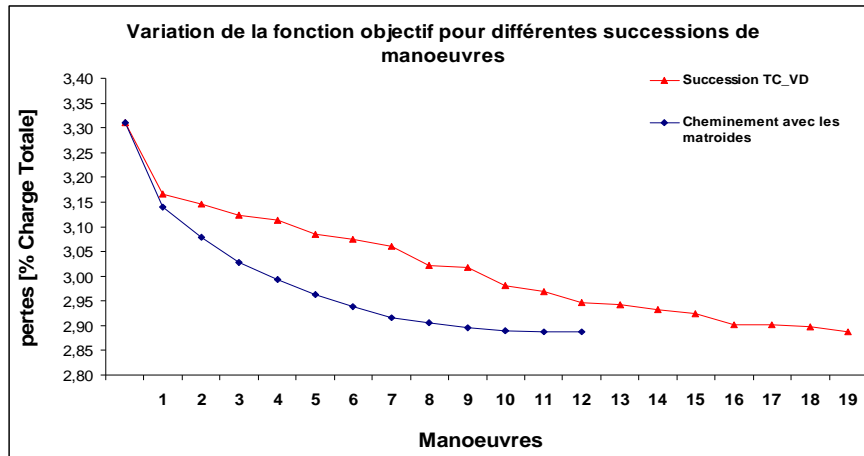


Figure V-8 : Variation de la fonction objectif issue de l'algorithme TC_VD et de l'approche fondée sur les propriétés des matroïdes

V.3.4. Conclusion sur le cheminement entre deux configurations

A l'aide de procédure fondée sur les propriétés des matroïdes, nous avons montré comment l'on peut transiter entre deux configurations radiales différentes. De ce fait, nous rendons les méthodes d'optimisation *OSB* et *AG* utilisables dans l'exploitation réelle, pour la minimisation des pertes Joule. Nous rappelons que la méthode *OSB* a été retenue comme étant très intéressante à l'issue de chapitre IV, du fait de son effort réduit de calcul par rapport aux autres approches.

Concernant la méthode *TC_VD*, elle indique les manoeuvres à faire et de plus elle a été retenue pour son effort de calcul réduit. Son inconvénient réside dans le fait que, parmi les permutations de branches qu'elle propose, certaines ne sont que des remises en cause de certaines permutations indiquées dans les itérations précédentes. Avec la procédure de cheminement présentée au cours de cette section, nous montrons que l'on peut transiter d'une manière directe entre une configuration initiale et la configuration finale fournie par le *TC_VD*.

V.4. Reconfiguration temporelle pour la réduction des pertes Joule

V.4.1. Introduction

Nous avons présenté, au cours des paragraphes précédents, des algorithmes d'optimisation qui nous permettent de trouver une topologie radiale avec une valeur minimale des pertes Joule, tout en respectant les contraintes de sécurité. Nous avons également introduit le concept de

minimisation du nombre de manœuvres. Il est important de préciser que cette topologie est optimale pour un jeu de valeurs instantanées des puissances actives et réactives qui transitent dans le réseau. La consommation réelle varie continûment avec, quelquefois, des motifs qui se répètent sur la journée, la semaine ainsi que sur l'année. De ce fait, une topologie qui s'avère optimale à un instant donné ne l'est plus pour un autre. Par exemple, une configuration qui s'avère optimale pour les jours ouvrés pourrait ne plus l'être pour les week-ends du fait du changement du comportement des charges sur le réseau.

Il est évident que l'on ne peut pas imaginer un changement fréquent de la topologie du réseau, à l'image de l'évolution des charges. Cependant, il serait intéressant de pouvoir lister les différentes topologies qui restent optimales pour une période de temps donnée. Nous rappelons qu'actuellement la topologie des réseaux change peu au long de l'année. Les changements de topologie sont liés au traitement d'un défaut ou à la maintenance d'un équipement donné. Or, dans le contexte que nous avons évoqué dans l'introduction, il sera sûrement intéressant de changer plus fréquemment la topologie du réseau.

Pour ce faire, au cours de cette partie, nous allons présenter une procédure qui identifie des configurations optimales pour des périodes données de temps sous l'angle des pertes. La notion d'optimalité sera, bien évidemment, corrélée avec le nombre de manœuvres qu'un opérateur de réseau devra réaliser.

Afin de prendre en compte la variation de transit de puissance dans les ouvrages du réseau, nous avons considéré des courbes de charge qui décrivent le comportement des consommateurs de type résidentiel, industriel et commercial sur une année. **Nous supposons donc qu'à chaque point horaire, nous disposons des valeurs des puissances consommées. Nous faisons la même hypothèse quant aux puissances produites par les GED.** Pour chaque point horaire, nous réalisons un calcul d'optimisation afin d'identifier la configuration optimale en termes de pertes Joule. Ce calcul est réalisé en utilisant l'algorithme *TC_VD*. Cette configuration sera maintenue jusqu'au prochain point horaire (voir sur la Figure V-9).

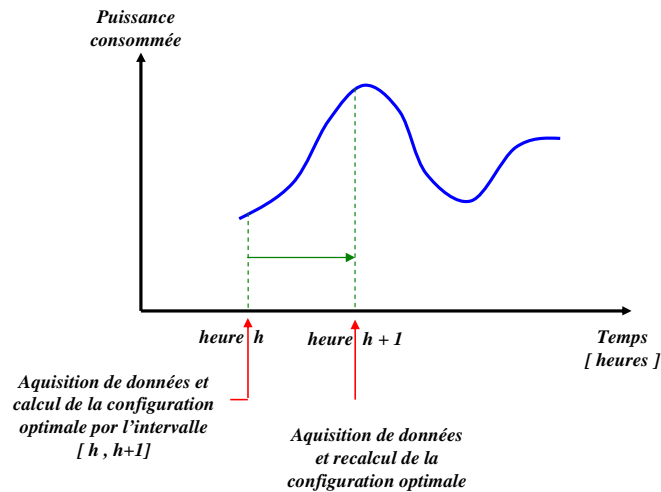


Figure V-9 : Procédure de calcul de la configuration optimale pour chaque point horaire

Nous allons réaliser ce calcul pour plusieurs intervalles de temps : jour, semaine et mois. Pour chaque intervalle (i.e. un jour), nous réalisons plusieurs étapes de calcul :

1. optimisation des pertes Joule pour chaque point horaire et manœuvres des interrupteurs (Figure V-9) ;
2. calcul des pertes d'énergie pour l'intervalle choisi, en faisant l'hypothèse que l'on va utiliser la configuration identifiée comme étant optimale pour les puissances maximales (voir sur le Tableau V-2, la ligne marquée en jaune) ; nous réalisons ce calcul afin de pouvoir faire des comparaisons par rapport au cas 1 ;
3. calcul du gain de pertes d'énergie entre les deux étapes 1 et 2.
4. identification des configurations qui ont apparues pour l'intervalle de temps considéré comme étant optimales pour plusieurs intervalles horaires (i.e. au moins 4 sur une journée) ;
5. calcul des pertes en considérant que l'on va maintenir chacune des configurations identifiées au point 4 sur tout l'intervalle considéré.

Pour mieux comprendre l'analyse évoquée dans ces cinq points, nous illustrons sur la Figure V-10 un exemple de reconfiguration avec un pas horaire sur un jour. Sur les 24 heures, nous considérons qu'il existe quatre configurations qui ont été calculées comme étant optimales pour les pertes sur des intervalles contigus. Par exemple, la configuration 1 est optimale pour les 5 premières heures de la journée.

Les changements entre ces configurations le long d'une journée pourraient être une tâche lourde pour l'exploitation du réseau. Nous identifions, parmi les 4 configurations, celle qui

conduirait à la valeur la plus faible des pertes d'énergie si elle était maintenue toute la journée. Autrement dit, nous allons choisir pour cette journée la configuration caractérisée par la plus petite valeur P_{config} sur la journée (voir sur la Figure V-10).

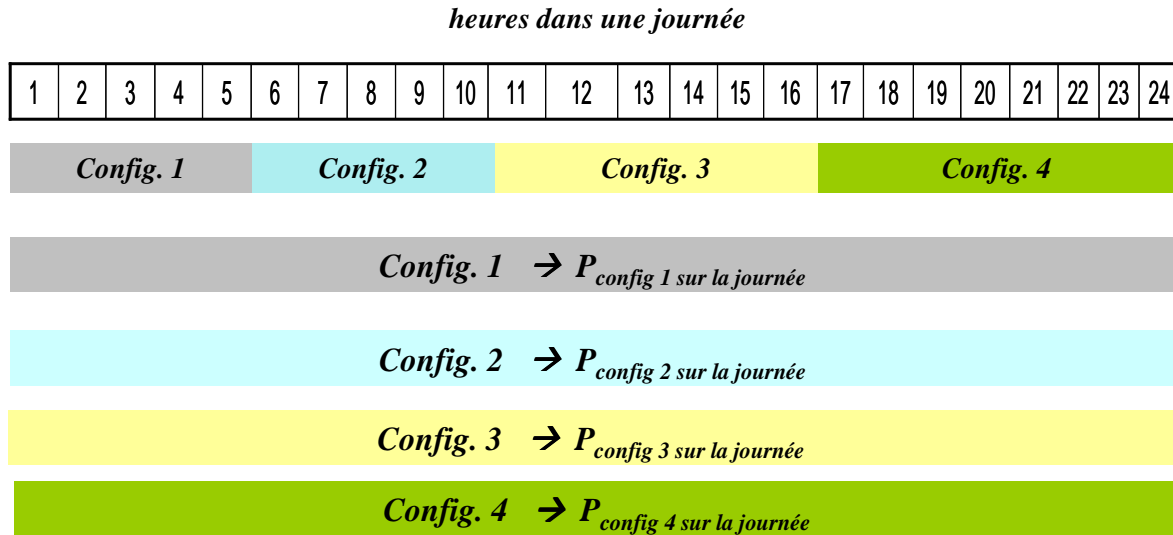


Figure V-10 : Reconfiguration horaire sur une journée : configurations optimales identifiées

La même stratégie sera utilisée pour une autre période de simulation (i.e. semaine, mois, etc).

V.4.2. Simulation de la reconfiguration horaire sur une journée

Nous avons considéré une période d'étude d'un jour (i.e. 26 octobre, de minuit à minuit). Nous allons illustrer la reconfiguration horaire sur le réseau *EDF* (Figure IV-17).

Concernant la nature des charges de ce réseau, nous connaissons seulement le niveau de tension de raccordement (i.e. un consommateur peut être raccordé au réseau directement à 20 kV ou à 0.4 kV, au travers d'un transformateur HTA/BT). Cependant, nous ne connaissons pas le type des consommateurs (industriel, résidentiel ou commercial).

Nous avons mis en place un outil qui permet, pour un réseau réel donné, un découpage en plusieurs zones où il est possible de caractériser le comportement des charges. Par exemple, sur la Figure V-11, nous avons considéré que pour le réseau *EDF* il y a des consommateurs de type industriel principalement autour des postes source (signalés par une zone verte) et des consommateurs de type résidentiel (reste de zones, en blanc sur la Figure V-11). Ce découpage est un scénario d'études possible en l'absence de données sur chaque point de consommation.



Figure V-11 : Découpage de la carte du réseau EDF en zones de consommation de type industriel (en vert) et résidentiel (en blanc) – capture d'écran

V. 4.2.a) Reconfiguration horaire, sur une journée (sans GED)

Les résultats des calculs sont présentés dans le Tableau V-7 de la manière suivante :

- nous indiquons dans la première colonne la valeur des pertes pour la situation où l'on maintient pendant toute la journée la configuration issue de la base de données EDF ; la valeur de l'énergie inscrite sur cette première colonne nous servira comme *cas de référence* ;
- nous indiquons dans la deuxième colonne la valeur des pertes d'énergie pour la situation où l'on cherche (et on applique) à chaque début d'intervalle horaire la configuration optimale ; il se peut que cette configuration ne change pas d'un intervalle horaire à un autre (voir l'exemple que nous avons illustré sur la Figure V-10) ;
- la troisième colonne correspond au gain sur les pertes entre les deux situations ;
- sur la quatrième colonne, nous indiquons le nombre de manœuvres qui ont été réalisées durant la journée pour transiter d'une configuration à une autre.

Tableau V-7: Reconfiguration horaire sur une journée : résultats

Cas de référence (P_{ref}) (la même config sur la journée)	Pertes avec reconfig. Horaire (P_{ar})	Gain = $((P_{ref} - P_{ar}) / P_{ref}) * 100$	Manœuvres (Fermetures + Ouvertures)
MWh/jour	MWh/jour	%	Nb/jour
9.97	5.63	43.5	22

Nous pouvons constater (sur la première colonne du Tableau V-7) que la configuration issue de la base de données (la configuration de référence) n'est pas du tout optimale sur toute la période d'une journée considérée. Rappelons que le type de charge affecté dans chaque zone est fait de manière arbitraire et sans connaissance de la réalité de la distribution des charges dans le réseau test. Si l'on calcule la topologie optimale (et on l'applique) au début de chaque intervalle horaire avec la distribution de charges choisie, nous obtenons pour le cas de figure une réduction de 43.5 % des pertes d'énergie pour un ensemble de 22 manœuvres sur la journée. Ce nombre de manœuvres pourrait paraître trop élevé par un exploitant de réseau et peut conduire à une usure prématurée des interrupteurs. De ce fait, nous allons choisir, parmi toutes les configurations identifiées sur toute la journée, celle qui donnerait le moins de pertes si on la maintenait toute la journée.

Sur le Tableau V-8, nous présentons les 5 configurations qui ont été identifiées comme étant optimales pour différents intervalles horaires. Sur la deuxième colonne de ce même tableau, nous indiquons les intervalles horaires pour lesquels ces configurations ont été considérées comme optimales. On peut constater (en regardant la troisième colonne) que la configuration qui a été optimale pour le plus d'intervalles horaires (i.e. *Configuration 1*) n'est pas caractérisée par la plus faible valeur des pertes, si l'on appliquerait toute la journée.

Pour un exploitant de réseau, la *Configuration 2*, serait donc la plus intéressante.

Tableau V-8 : Configurations retenues, comme étant optimales dans la journée

Configuration	Occurrences dans la journée (heures)	Pertes d'énergie sur la journée [MWh/jour]	Gain de pertes par rapport au cas de référence [%]	Manoeuvres
<i>Configuration 1</i>	[9h -> 20h]	8.49	14.84	10
<i>Configuration 2</i>	[3h -> 8h] + [23h - 24h]	8.11	18.66	8
<i>Configuration 3</i>	[0h -> 2h]	8.24	17.35	6
<i>Configuration 4</i>	[20h -> 21h]	8.26	17.15	10
<i>Configuration 5</i>	[21h -> 22h]	8.12	18.56	8
...

Sur la 4^{ème} colonne, nous indiquons le gain de pertes par rapport au cas de référence (voir sur le Tableau V-7, colonne 1). Sur la 5^{ème} colonne, nous indiquons le nombre de manœuvres qui devront être réalisées pour transiter entre la *configuration de référence* vers chacune des 5 configurations. Ce cas de référence (voir sur le Tableau V-7, colonne 1) pourrait être constitué par la configuration du jour antérieur (i.e. le jeudi 25 octobre).

En conclusion, pour ce cas de figure, si l'on change la configuration en partant de la configuration de référence, comme indiquée sur la 2^{ème} colonne du Tableau V-8, nous obtenons une réduction des pertes de 43 % par rapport au cas de référence, au prix de 22 manœuvres sur les interrupteurs télécommandés. Nous rappelons que certaines des manœuvres proposées consistent en un transfert d'un seul poste d'un départ à un autre (voir sur la Figure IV-20). Ces manœuvres ne contribuent pas d'une façon considérable à la réduction des pertes d'énergie sur la journée. Cependant, ce calcul nous a permis d'identifier la *Configuration 2* qui va nous conduire à une réduction de pertes de 18.66 % par rapport au cas de référence pour un effort de seulement 8 manœuvres sur les interrupteurs.

Il est vrai que les gains que nous présentons sont calculés par rapport à un cas de référence (une configuration de référence) qui n'est pas du tout optimale pour le jour choisi pour la simulation.

Nous allons maintenant réaliser la même analyse avec plusieurs GED installés sur le réseau.

V. 4.2.b) Reconfiguration horaire sur une journée (avec GED)

Nous avons considéré, aux nœuds marqués par des cercles noirs et verts sur la Figure V-13, des générateurs éoliens raccordés au réseau. Ces sources ont été sélectionnées dans notre analyse en raison de leur grande versatilité de la puissance injectée sur le réseau durant la journée.

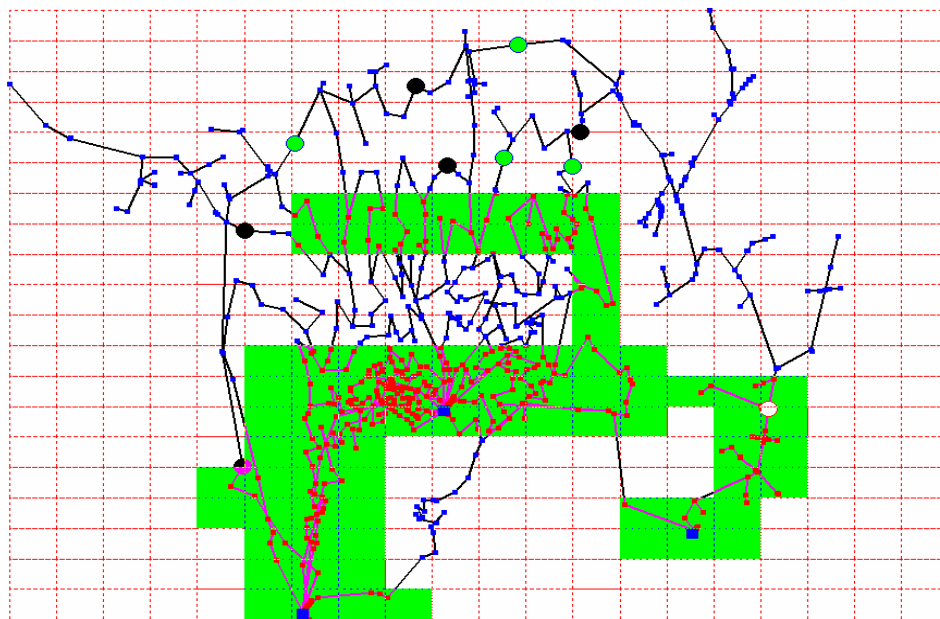


Figure V-12 : Découpage de la carte du réseau EDF en zones de consommation avec 10 GED (éoliennes de 330 kW, et 600 kW)

Nous avons réalisé le même genre de calculs que ceux réalisés dans le cas de la section précédente (sans GED) sur la même période d'une journée. Sur le Tableau V-9, dans la première colonne, nous avons indiqué les pertes d'énergie, sur la journée, pour la même configuration de référence en considérant, cette fois, la présence des GED. Dans cet exemple, nous avons trouvé un gain sur les pertes supérieur au cas sans GED. Cependant, durant la journée, 9 configurations ont été identifiées (ce qui correspond à 44 manœuvres sur la journée). Cette augmentation du nombre de manœuvres est due aux fortes variations de la puissance injectée sur le réseau par les 10 éoliennes considérées.

Tableau V-9: Reconfiguration horaire sur une journée (résultats avec GED)

Cas de référence (P_{ref}) (la même config sur la journée)	Pertes avec reconfig. Horaire (P_{ar})	Gain = $((P_{ref} - P_{ar}) / P_{ref}) * 100$	Manœuvres (Fermetures + Ouvertures)
MWh/jour	MWh/jour	%	Nb/jour
16.86	5.29	68.62	44

Sur le Tableau V-10, nous présentons les configurations optimales, identifiées sur la journée simulée. Les *Configuration 2* et *8* permettent d'obtenir les gains les plus importants par rapport au cas où la configuration de référence serait maintenue toute la journée.

Tableau V-10 : Configurations retenues dans la journée (cas avec GED)

Configuration	Occurrences dans la journée (heures)	Pertes d'énergie sur la journée [MWh/jour]	Gain par rapport au cas de référence [%]	Manoeuvres
<i>Configuration 1</i>	[9h -> 14h] + [16h - 20h]	8.09	52.02	10
<i>Configuration 2</i>	[3h -> 4h] + [5h -> 8h]	7.73	54.15	8
<i>Configuration 3</i>	[1h -> 2h] + [4h -> 5h] + [22h -> 23h]	7.81	53.68	10
<i>Configuration 4</i>	[0h -> 1h]	7.86	53.38	6
<i>Configuration 5</i>	[4h -> 5h]	8.13	51.78	14
<i>Configuration 6</i>	[14h -> 15h]	8.15	51.66	12
<i>Configuration 7</i>	[20h -> 21h]	7.86	53.38	10
<i>Configuration 8</i>	[21h -> 22h]	7.74	54.09	8
<i>Configuration 9</i>	[23h -> 24h]	7.85	53.44	12
...

Nous constatons qu'un changement de configuration selon les intervalles indiqués sur la 2^{ème} colonne du Tableau V-10 n'est pas justifié. Si l'on appliquait la *Configuration 2* pendant la

journée, on obtiendrait un gain de 54.15 % de pertes (pour 8 manœuvres). Alors que pour les changements de configurations indiqués sur la 2^{ème} colonne, on obtiendrait 68.6 % de gain pour 44 manœuvres.

V.4.3. Simulation de la reconfiguration horaire sur une semaine

Nous allons maintenant réaliser le même genre de calcul pour la semaine (du 22 au 29 octobre). C'est-à-dire qu'à chaque intervalle horaire, nous allons recalculer et appliquer la configuration du réseau. Ces calculs seront réalisés pour les deux cas : avec et sans GED.

V. 4.3.a) Reconfiguration horaire sur une semaine (sans GED)

Nous allons calculer, dans une première phase, le gain de pertes d'énergie sur la semaine par rapport au même cas de référence que nous avons considéré pour les simulations sur une journée (voir le Tableau V-11). Dans ce cas, la configuration de référence sera maintenue durant toute la semaine.

Tableau V-11: Reconfiguration horaire sur une semaine : résultats sans GED

Cas de référence (P_{ref}) (la même config sur la journée)	Pertes avec reconfig. Horaire (P_{ar})	Gain = $((P_{ref} - P_{ar}) / P_{ref}) * 100$	Manœuvres (Fermetures + Ouvertures)
MWh/semaine	MWh/semaine	%	Nb/semaine
68.58	44.68	34.8	176

Nous obtenons approximativement le même gain sur les pertes que celui que nous avons obtenu à l'issue de la simulation sur une journée (i.e. 79.5%).

Durant la semaine, nous avons identifié 20 configurations récurrentes (voir les 4 premières listées dans le Tableau V-12).

Tableau V-12 : Configurations retenues dans la semaine (cas sans GED)

Configuration	Occurrences dans la semaine (nombre d'heures)	Pertes d'énergie sur la semaine [MWh/jour]	Gain par rapport au cas de référence [%]	Manoeuvres
Configuration 1	54	55.3	19.36	8
Configuration 2	31	57.9	15.57	10
Configuration 3	30	56.9	17.03	8
Configuration 4	14	61.3	10.62	8
...

A l'issue de la simulation réalisée sur une semaine, nous pouvons identifier, comme nous l'avons déjà fait pour l'optimisation sur un jour, la configuration optimale pour chaque jour de la semaine. Nous rappelons que pour la simulation sur un jour (le 26 octobre, voir sur le Tableau V-8), nous avons identifié la *Configuration 2* comme étant la configuration caractérisée par le minimum de pertes d'énergie, si elle était maintenue toute la journée.

Nous avons procédé de la même façon, pour identifier, pour chaque jour de la semaine, la configuration caractérisée par un minimum de pertes d'énergie. Les valeurs des pertes, qui correspondent à ces 7 configurations sont listées dans le Tableau V-13. Sur la 3^{ème} colonne, nous indiquons le nombre de manœuvres nécessaires pour transiter d'une configuration à l'autre. La première valeur (i.e. 8 manœuvres) correspond au nombre de manœuvres nécessaires pour transiter entre la configuration de référence et la configuration optimale pour le jour de *Lundi*. On peut constater que, pour le reste des jours, les configurations optimales sont les mêmes. Aucune manœuvre ne devrait être réalisée pour passer d'une configuration à l'autre (i.e. par exemple entre deux jours). Par cette approche de calcul, nous obtenons une valeur de pertes de 54.51 MWh/semaine. Pour le cas où nous réalisons plusieurs changements de configuration dans la semaine, nous avons obtenu une valeur 34.8 MWh/semaine (voir sur le Tableau V-11) avec 176 manœuvres. Cependant, dans le cas où nous identifions une configuration optimale pour chaque jour de la semaine, seulement 8 manœuvres doivent être réalisées.

Tableau V-13 : une configuration optimale pour chaque jour de la semaine

Configuration	Pertes d'énergie sur la journée [MWh/jour]	Manoeuvres
<i>Lundi</i>	7.13	8
<i>Mardi</i>	7.32	0
<i>Mercredi</i>	7.29	0
<i>Jeudi</i>	7.38	0
<i>Vendredi</i>	8.11	0
<i>Samedi</i>	9	0
<i>Dimanche</i>	8.28	0
Total	54.51	8

V. 4.3.b) *Reconfiguration horaire, sur une semaine (avec GED)*

Nous avons réalisé la même simulation (sur une semaine) pour le cas dont il y a plusieurs GED connectées sur le réseau. Nous présentons sur le Tableau V-14 les configurations optimales que nous avons obtenues pour chaque jour de la semaine (l'équivalent du Tableau V-13).

Tableau V-14 : Configurations optimales pour chaque jour de la semaine du réseau EDF avec GED

Configuration	Pertes d'énergie sur la journée [MWh/jour]	Manoeuvres
<i>Lundi</i>	6.2	12
<i>Mardi</i>	6.76	6
<i>Mercredi</i>	6.19	0
<i>Jeudi</i>	6.49	4
<i>Vendredi</i>	7.76	4
<i>Samedi</i>	7.62	4
<i>Dimanche</i>	7.35	18
Total	48.37	50

Nous pouvons constater que, pour le cas où les GED (éoliennes) injectent de la puissance sur le réseau, même si nous identifions la configuration optimale pour chaque jour de la semaine, un ensemble de 50 manœuvres devra être réalisé pour passer d'une configuration à une autre. Nous obtenons ainsi 48.37 MWh/semaine de pertes. Si nous réalisons plusieurs changements de configuration dans la semaine (reconfiguration horaire), nous obtenons 39 MWh/semaine pour un ensemble de 340 manœuvres. Cependant, si l'on maintient la configuration de référence pendant toute la semaine, les pertes s'élèvent à 114.8 MWh.

V.4.4. Conclusion sur la reconfiguration temporelle

Nous avons appliqué l'algorithme de *TC_VD* pour la recherche de la configuration optimale radiale pour chaque intervalle horaire. Une stratégie où nous mettons à jour (par des manœuvres sur les interrupteurs télécommandés) la configuration du réseau à chaque modification de la configuration optimale d'un intervalle horaire à un autre, ne semble pas intéressante d'un point de vue exploitation. Même dans le cas d'insertion de GED

caractérisées par une production très fluctuante, le gain sur les pertes d'énergie que l'on obtient n'est pas intéressant vu le nombre de manœuvres qu'on devrait réaliser.

Cependant, ce genre de calcul nous permet d'identifier des configurations qui restent pseudo-optimales sur une période plus longue de temps. **Nous avons pu constater que si l'on identifie pour chaque jour de la semaine la configuration optimale, nous pouvons obtenir un gain sur les pertes très important pour un nombre réduit de manœuvres.** L'outil que nous avons développé pourrait permettre à un opérateur de réseau de réaliser a priori ce genre d'études, en utilisant des courbes de charges et de production et de déterminer la nécessité, sur son réseau, de réaliser de tels changements de configuration.

Toutefois, la qualité des résultats fournis par l'outil dépend de la précision des données d'entrée (courbes de charges horaires des différentes charges et injections). Cela suppose que l'on dispose de plus en plus de points de mesure qu'aujourd'hui, ainsi que d'un estimateur d'état permettant de calculer les différentes valeurs des tensions et des courants sur l'ensemble du réseau.

V.5. Reconfiguration des réseaux partiellement maillés

V.5.1. Introduction

Nous avons présenté, dans les sections précédentes, des algorithmes qui déterminent une topologie radiale du réseau de distribution caractérisée par une valeur minimale des pertes Joule, pour un état donné des charges et de la production. Cette topologie respecte la contrainte d'arborescence. Nous rappelons qu'aujourd'hui la plupart des réseaux sont conçus avec des secours mutuels (au travers des bouclages existants) entre les départs mais exploités avec une configuration radiale.

Cependant, nous constatons de plus en plus un regain d'intérêt pour l'exploitation des réseaux de distribution avec des schémas partiellement maillés, c'est-à-dire que certains interrupteurs normalement ouverts pourraient être fermés (voir sur la Figure V-13) dans l'exploitation du réseau en régime normal. Ce type d'exploitation permet une augmentation de la fiabilité (certains consommateurs sont alimentés par plusieurs voies), une diminution des pertes Joule, un meilleur profil de tension et, en théorie, une augmentation du taux d'insertion des GED. Ceci suppose que l'on utilise des disjoncteurs en réseau.

Nous rappelons que la fermeture d'un interrupteur normalement ouvert au niveau du réseau de distribution conduit à la constitution d'une boucle, soit de la haute tension par la moyenne tension (en bleu sur la Figure V-13) soit au niveau d'un même poste source (en rouge sur la Figure V-13).

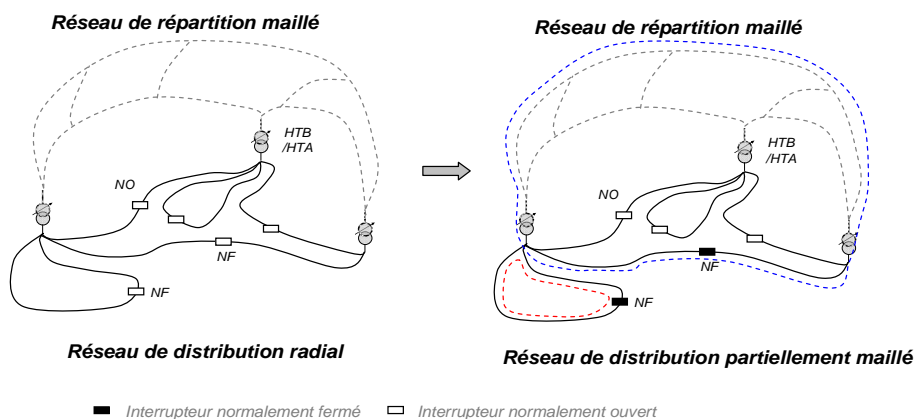


Figure V-13 : Réseau de distribution : passage d'une topologie radiale vers une topologie partiellement maillée

Cela se traduit par une augmentation des courants de court-circuit dans certains segments, par rapport au cas où le réseau est exploité dans une configuration radiale. Ceux-ci pourront, dans certaines situations, soit dépasser les seuils de tenue aux courants de court-circuit des matériels réseaux et même dépasser les courants de court-circuit pour lesquels les disjoncteurs en tête de départ ont été conçus.

En conclusion, plus on constitue des boucles sur le réseau, plus on augmente la fiabilité et on réduit les pertes Joule mais plus on augmente les courants de court-circuit. Pour une analyse plus détaillée des avantages et des inconvénients de l'exploitation des réseaux avec des configurations partiellement maillées, nous invitons le lecteur à consulter les travaux de F. Celli [CEL 04]. Il est évident qu'une telle exploitation nécessite une remise en question du système et du plan de protection actuel. Ceci ne fait pas l'objet de notre étude. La référence [MAR 07] traite en détails la problématique du choix et du réglage du système de protection dans un contexte d'exploitation des réseaux de distribution avec des topologies partiellement maillées en présence de production décentralisée.

Au cours de cette partie, nous allons nous intéresser à la manière dont les algorithmes d'optimisation développés pour la recherche de topologies optimales radiales pourront être adaptés pour la recherche de topologies optimales partiellement maillées. Concrètement, nous allons déterminer les configurations partiellement maillées qui minimisent les pertes Joule (à savoir les interrupteurs normalement fermés sur la Figure V-13, côté droit). Ces topologies devront respecter à la fois les contraintes de sécurité ainsi que les contraintes topologiques liées à des bouclages entre certains départs que l'on pourrait autoriser dans l'exploitation en régime normal. Nous allons détailler, dans le paragraphe suivant, la manière dont ces boucles sont choisies. Cependant, nous supposons que chaque topologie partiellement maillée proposée respecte les contraintes liées au système de protection.

Le sujet de l'optimisation des réseaux partiellement maillés sera illustré en trois points :

- spécification des contraintes topologiques liées au nombre de boucles acceptées sur le réseau (définition de la densité ou degré de maillage)
- recherche d'une première topologie optimale partiellement maillée par l'algorithme d'ouverture séquentielle de branches
- recherche de topologies optimales partiellement maillées par l'algorithme de transfert de charges

V.5.2. Choix du degré de maillage pour un réseau de distribution partiellement maillé

Nous rappelons que les principaux avantages d'une exploitation du réseau avec une topologie partiellement maillée sont : l'augmentation de la fiabilité, la réduction des pertes Joule et la possibilité de connecter plus de GED. Dans notre étude, nous avons choisi de considérer le premier avantage comme étant une contrainte à respecter et le deuxième avantage comme étant un objectif à optimiser. C'est-à-dire que pour certains consommateurs sur le réseau (que l'on va appeler *prioritaires*), nous allons imposer des doubles voies d'alimentation à partir de postes source différents ou à partir d'un même poste source. Ceci correspond à l'augmentation de la fiabilité de l'alimentation pour ces clients. Un défaut sur ces boucles, avec un système de protection approprié, se traduirait par un temps de coupure nul pour ces clients privilégiés. Puis, nous allons minimiser les pertes Joule tout en respectant les contraintes liées aux consommateurs prioritaires.

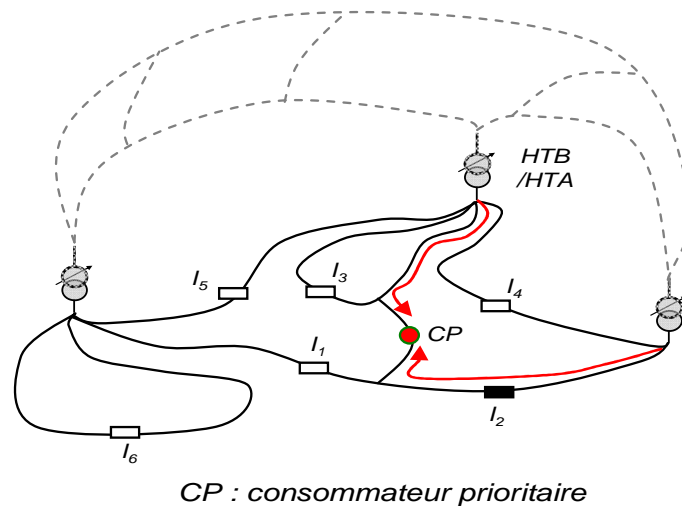


Figure V-14 : Bouclage sur le réseau de distribution afin d'assurer une alimentation par deux voies distinctes, pour un consommateur prioritaire (CP)

Par exemple, sur la Figure V-14, nous avons illustré un réseau avec 6 interrupteurs normalement ouverts pour obtenir une exploitation avec une topologie radiale. Nous considérons que le consommateur CP est *prioritaire* (point rouge sur la figure). Afin d'augmenter sa fiabilité, l'interrupteur I_2 est fermé. Une alimentation par deux voies distinctes (indiquées en rouge sur la Figure V-14) est ainsi assurée. De ce fait, nous réalisons un bouclage entre deux postes source. Une alimentation par deux chemins peut être réalisée également par la fermeture de l'interrupteur I_1 ou de l'interrupteur I_3 (même si dans ce dernier

cas, une partie des chemins d'alimentation sera commune et pourrait se traduire par une fiabilité moindre).

Pour cet exemple, une topologie partiellement maillée respectant la contrainte mentionnée ci-dessus sera caractérisée par l'existence de 5 interrupteurs normalement ouverts et un interrupteur normalement fermé (I_1 , I_2 ou I_3 sur la Figure V-14). Nous introduisons alors la notion de *degré de maillage minimal* c'est-à-dire le ratio entre le nombre minimal d'interrupteurs qui doivent être fermés par rapport au nombre d'interrupteurs ouverts pour respecter la contrainte d'alimentation des charges prioritaires (1/5 pour notre exemple).

Un algorithme d'optimisation doit choisir l'état des interrupteurs afin d'assurer une alimentation par deux chemins pour le consommateur CP et de minimiser les pertes.

Pour l'exemple considéré, le degré de maillage peut être facilement identifié. Cependant, pour un réseau réel où il existe plusieurs consommateurs *prioritaires* l'identification du degré de maillage minimal ne s'avère pas une tâche facile.

V.5.3. Calcul d'une topologie d'exploitation avec un degré de maillage minimal par l'algorithme OSB

Afin d'identifier le nombre minimal d'interrupteurs fermés sur le réseau, pour un jeu de contraintes sur les clients prioritaires, nous utilisons l'algorithme d'*Ouverture Séquentielle de Branches* (OSB). Nous rappelons que cet algorithme démarre avec une topologie maillée et décide, à chaque itération, d'ouvrir la branche qui permet d'avoir le moins de pertes, par rapport à l'itération précédente. Il est évident que pour la topologie de départ (maillée) toute contrainte de fiabilité que l'on pourrait imposer est respectée.

Sur la Figure V-15, nous avons illustré le schéma de cet algorithme. Nous avons marqué avec un trait rouge le test supplémentaire que nous avons introduit pour les contraintes liées à la fiabilité. Ce test consiste en une application d'un algorithme de *parcours de graphe* pour vérifier si, à partir de chaque nœud prioritaire, on peut joindre deux postes source distincts (ou un même poste par deux chemins distincts). L'algorithme OSB procède à l'ouverture successive des branches qui assurent le respect des contraintes sur l'alimentation des clients prioritaires. S'il n'existe plus de branches qui pourront être ouvertes sans pour autant que les contraintes ne soient plus respectées (i.e. tous les clients alimentés), l'algorithme s'arrête et la configuration est alors proposée. Notons que le seul objectif de cet algorithme consiste à respecter les contraintes d'alimentation ; il n'est pas fait mention de minimisation des pertes.

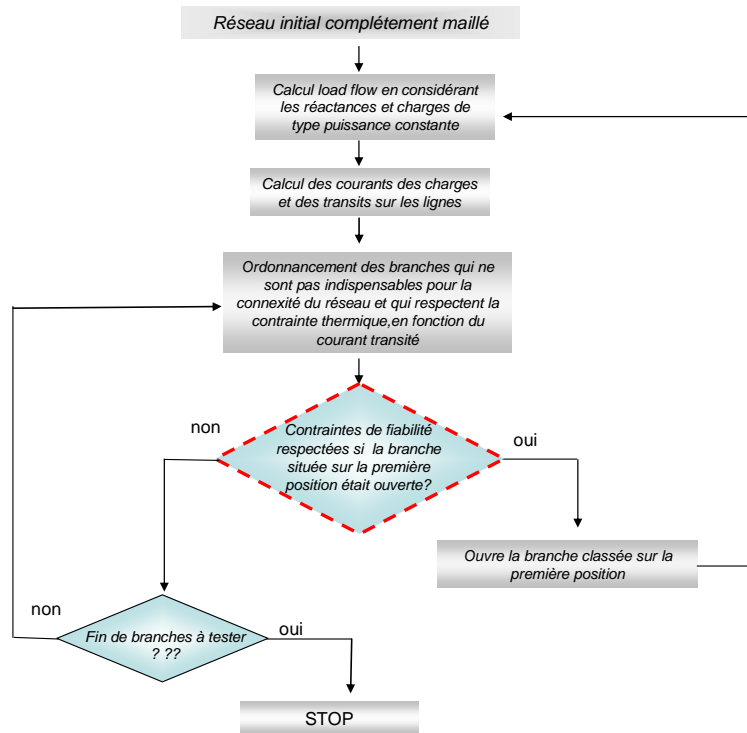


Figure V-15 : Algorithme OSB adapté pour la recherche d'une topologie partiellement maillée avec un degré de maillage minimal

La Figure V-16 illustre, sur le réseau EDF, le choix de deux consommateurs considérés comme étant prioritaires. Nous exigeons pour chacun de ces nœuds qu'ils soient alimentés simultanément à partir de deux départs distincts, provenant de postes source différents (indiqués sur la Figure V-16). Par exemple, pour le premier consommateur prioritaire (illustré par une étoile en haut à gauche sur la Figure V-16), nous exigeons qu'il puisse être alimenté à partir d'un départ provenant du poste source A (i. e. le départ A_2) et du poste source C (départ C_1). Pour le deuxième consommateur prioritaire, nous exigeons qu'il soit alimenté par un départ provenant du poste B (départ B_5) et du poste C (départ C_2).

A l'issue du processus d'optimisation de l'algorithme présenté sur la Figure V-15, nous obtenons une configuration caractérisée par seulement 28 branches ouvertes (par rapport à 30 branches ouvertes pour une topologie radiale). La différence de deux branches correspond aux branches qui sont maintenues en l'état fermé afin de respecter l'alimentation des consommateurs prioritaires à partir des deux départs. Nous avons illustré cette topologie sur la Figure V-17. Les doubles voies d'alimentations pour les consommateurs prioritaires sont illustrées respectivement en couleur noire et magenta.

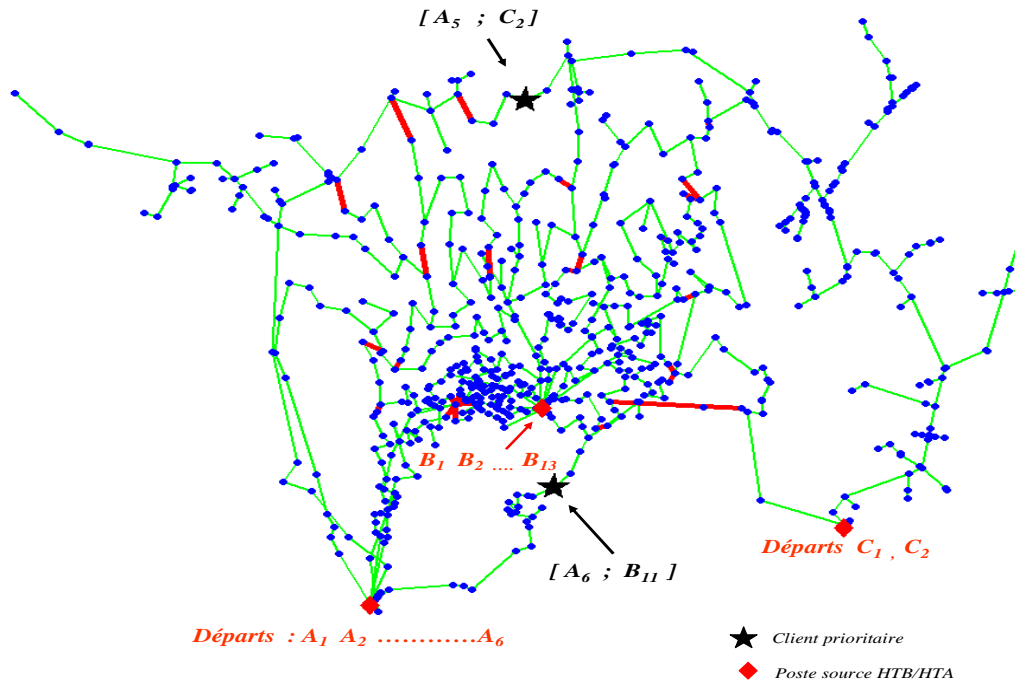


Figure V-16 : Exemple de 2 nœuds considérés prioritaires (étoiles noires) sur le réseau EDF

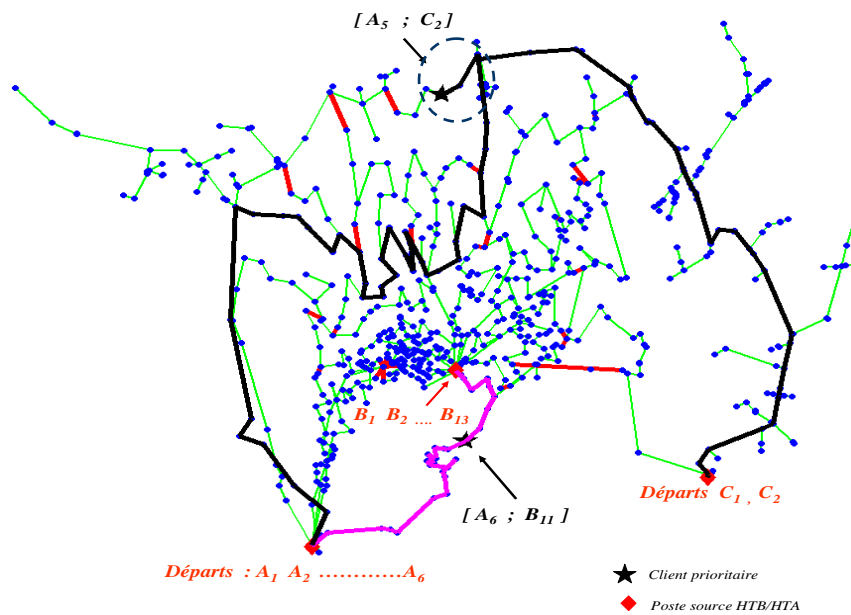


Figure V-17 : Topologie issue de l'algorithme OSB avec doubles voies d'alimentation pour les consommateurs prioritaires (marquées en magenta et noir)

On peut constater, pour les chemins d'alimentation en noir, qu'il existe une partie commune (elle est entourée sur la Figure V-17). Il s'avère difficile d'imposer, d'une manière générale, une contrainte afin d'obtenir des voies d'alimentations distinctes à partir des deux départs

sélectionnés. Cette contrainte ne pourra d'ailleurs jamais être respectée si l'on choisissait un consommateur prioritaire situé sur une ramification du réseau (voir par exemple le nœud le plus éloigné, sur le côté gauche de la Figure V-17).

La configuration que nous obtenons à l'issue du calcul avec l'algorithme OSB n'est qu'une solution pseudo-optimale pour les pertes Joule. Même si, à chaque étape de l'algorithme, nous procédons à l'ouverture de la branche parcourue par le courant le plus faible, le fait d'imposer des contraintes liées aux consommateurs prioritaires conduit parfois à l'interdiction de son ouverture et nous éloigne, de fait, de la solution optimale. De ce fait, la topologie finale obtenue n'est qu'une solution qui respecte la contrainte liée aux consommateurs prioritaires, avec un degré de maillage minimal. Par exemple, la configuration partiellement maillée que nous obtenons (Figure V-17) est caractérisée par des pertes Joules de 4.33 % (par rapport à la charge totale). Or nous rappelons que nous avons identifié une configuration radiale optimale caractérisée par 2.87 % de pertes. Cette contre performance sur les pertes est liée au choix des branches à ouvrir construit progressivement et jamais remis en cause.

A partir de cette topologie, nous allons donc appliquer l'algorithme de transfert de charges, afin de réduire les pertes Joule, tout en respectant les contraintes sur les consommateurs prioritaires.

Nous avons décrit dans les paragraphes précédents l'algorithme de transfert de charge pour la recherche des topologies optimales radiales. Dans le paragraphe suivant, nous allons expliquer comment cet algorithme a été adapté afin de déterminer des topologies optimales partiellement maillées.

V.5.4. Optimisation des topologies partiellement maillées par le transfert de charges

Nous rappelons que, pour les topologies radiales (arbres couvrants), lorsque l'on ferme une branche (i.e. interrupteur normalement ouvert), on va créer une boucle unique sur le réseau.

Si l'on ferme la même branche dans un réseau partiellement maillé, plusieurs boucles seront créées. Sur la Figure V-18, nous illustrons un exemple de topologie partiellement maillée pour laquelle on ferme une branche (numéro 6, voir dessin de droite).

A la suite de la fermeture de la branche 3 dans la topologie partiellement maillée, nous obtenons deux boucles. Toute branche située dans ces deux boucles pourrait être ouverte afin de respecter le degré de maillage initial et la contrainte de connexité du réseau.

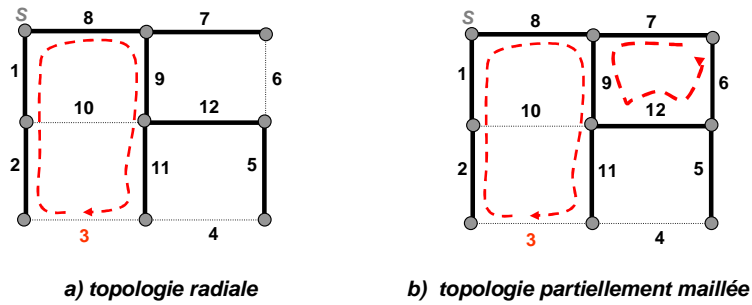


Figure V-18 : Exemple de la fermeture d'une branche dans une topologie radiale et dans une topologie partiellement maillée

Nous voulons attirer l'attention sur le fait que lorsqu'il existe plusieurs boucles, nous ne pouvons alors plus utiliser la propriété de l'allure monotone de la fonction objectif sur laquelle repose la prise de décision sur la branche à ouvrir pour certaines variantes de cet algorithme (voir le § III.3.4). De ce fait, nous n'utiliserons pas les variantes TC_VR et TC_VD pour l'optimisation des pertes Joules pour les topologies partiellement maillées. C'est donc l'algorithme TC_VC qui va explorer entièrement chacune des boucles constituées sur le réseau.

Nous rappelons également que cet algorithme nécessite une configuration de départ, qui respecte les contraintes liées à la topologie (i.e. le degré de maillage minimal et les contraintes des consommateurs prioritaires). Nous utilisons ainsi la configuration issue du calcul avec l'algorithme d' OSB (voir sur la Figure V-17). Nous allons présenter les résultats de l'optimisation avec le transfert de charge en trois étapes. Ces différents résultats nous permettront d'analyser l'influence des différentes contraintes pour les consommateurs prioritaires sur l'optimisation des pertes Joule.

1. Nous optimisons les pertes Joule, tout en gardant les doubles voies d'alimentation pour les consommateurs prioritaires, pré-identifiées par l'algorithme d' OSB . A chaque itération de l'algorithme de TC_VC , nous allons essayer de réaliser des permutations de branches seulement entre les interrupteurs télécommandés qui ne se trouvent pas sur les chemins indiqués sur la Figure V-17. Les résultats de ce calcul d'optimisation sont montrés sur le Tableau V-15 ;
2. Nous appliquons de nouveau l'algorithme de transfert de charges (TC_VC) à partir de la configuration issue de l'algorithme d' OSB . Dans ce cas, nous n'imposons plus la contrainte consistant à garder les mêmes voies d'alimentations pour les consommateurs prioritaires, prédéterminées par l'algorithme d' OSB . De ce fait, à chaque fois que l'on teste l'ouverture d'un interrupteur qui se situe sur une boucle

(Figure V-18), nous réalisons un parcours de réseau afin de tester si, à l'issue de cette ouverture, nous pouvons toujours assurer des doubles voies d'alimentation pour l'ensemble des consommateurs prioritaires. Finalement, d'autres voies d'alimentation sont identifiées pour ces consommateurs. Les résultats de cette optimisation sont montrés sur le Tableau V-15. Nous illustrons également sur la Figure V-19 la topologie partiellement maillée obtenue à l'issue de l'optimisation avec le *TC_VC* ;

3. Cette étape représente une répétition des étapes précédentes, avec des contraintes différentes pour les consommateurs prioritaires. Nous avons imposé pour les deux consommateurs prioritaires des doubles voies d'alimentation à partir de n'importe quel couple de départs, provenant de n'importe quel poste source. Nous appliquons de nouveau l'algorithme d'OSB avec ces nouvelles contraintes. Ensuite, à partir de la topologie fournie par l'OSB, nous réalisons de nouveau les deux étapes 1 et 2. Les résultats sont montrés dans le Tableau V-15 sur la colonne qui correspond à l'étape 3.

Tableau V-15 : Résultats d'optimisation avec le *TC_VC* pour des topologies partiellement maillées

	Etape 1		Etape 2		Etape 3		
	OSB	TC_VC	OSB	TC_VC	OSB	TC_VC <i>Etape 1</i>	TC_VC <i>Etape 2</i>
Pertes Joules [% Charge totale]	4.33	3.82	4.33	3	2.83	2.81	2.81
Appels LF	28	1790	28	2210	28	910	1400

V. 5.4.a) Analyse des résultats de l'étape 1

On peut constater qu'à l'issue de l'optimisation avec l'algorithme de transfert de charge, en prenant comme configuration initiale celle issue de l'optimisation avec *OSB*, une réduction des pertes de 0.51 % a été obtenue. Or la valeur des pertes obtenue après cette optimisation est supérieure à la valeur des pertes que nous avons identifiée pour une topologie radiale. Cela est dû à la contrainte que nous avons imposée sur l'alimentation des deux consommateurs prioritaires, qui s'avère être très sévère par rapport à l'optimum des pertes. Il est vrai que dans cette première étape nous avons imposé de garder les mêmes doubles voies d'alimentation pour ces consommateurs prioritaires que l'algorithme OSB a proposé. Dans la deuxième étape, cette contrainte sera enlevée.

V. 5.4.b) *Analyse des résultats de l'étape 2*

Dans cette 2^{ème} étape, nous réalisons la même optimisation avec le transfert de charge en partant de la configuration fournie par l'algorithme OSB. Par rapport à la 1^{ère} étape, nous n'imposons plus la contrainte d'avoir les mêmes voies d'alimentation trouvées par l'algorithme OSB (voir la Figure V-17). Nous obtenons une nouvelle configuration (voir sur la Figure V-19) caractérisée par 3% de pertes (soit une réduction de 1.33% par rapport à la topologie issue de OSB).

Cependant, on peut constater que les pertes sont toujours supérieures à celles qui caractérisent la topologie radiale. Il semble donc que le fait d'imposer les départs à partir desquels les deux consommateurs prioritaires sont alimentés constitue une contrainte très pénalisante pour l'optimum des pertes joule. Nous avons donc changé cette contrainte lors de la 3^{ème} étape de notre analyse.

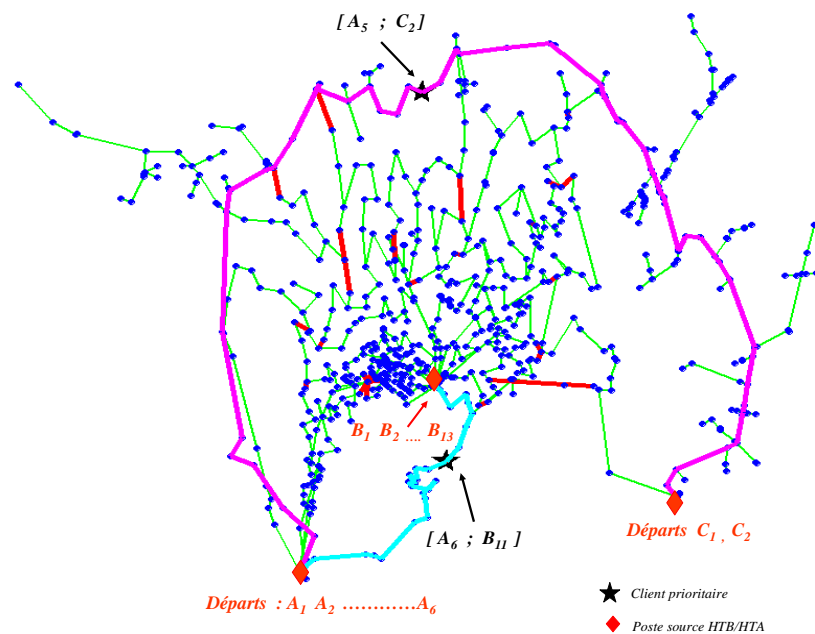


Figure V-19 : Topologie issue de l'optimisation des pertes Joule avec le TC_VC (étape 2)

V. 5.4.c) *Analyse des résultats de l'étape 3*

Au cours de cette étape, nous imposons toujours que les deux consommateurs prioritaires soient alimentés par deux voies mais à partir de n'importe quel des deux départs du réseau. A l'issue de l'optimisation avec l'algorithme OSB, nous obtenons une configuration caractérisée par 28 branches ouvertes (par rapport à 30 pour le cas radial) et par une valeur des pertes de

2.83 % (voir sur le Tableau V-15). On peut donc constater que les pertes, dans ce cas, sont inférieures à la topologie radiale optimale que nous avons identifiée dans le chapitre IV. Cependant, on peut constater qu'une partie importante des voies d'alimentation sont communes. Nous rappelons que nous n'avons pas imposé que les deux voies d'alimentation soient distinctes. Nous avons procédé ensuite à l'application de l'algorithme de transfert de charge, à partir de la topologie déterminée par l'algorithme *OSB*, afin de réduire encore les pertes Joule. Nous avons considéré de nouveau la contrainte consistant à garder les doubles voies d'alimentation identifiées par l'algorithme *OSB*. Ensuite, nous avons enlevé cette contrainte. Dans les deux cas, nous avons obtenu une réduction des pertes de 0.02 % (1.6 kW) par rapport à l'optimisation avec *OSB*. Les manœuvres indiquées consistent à transférer des postes de petite puissance d'un départ à un autre (nous rappelons la situation illustrée dans le chapitre IV sur la Figure IV-20).

On peut donc constater que le fait d'avoir relâché la contrainte sur les départs pour chacun des consommateurs prioritaires a permis à l'algorithme d'*OSB* d'approcher une meilleure solution par rapport au cas initial.

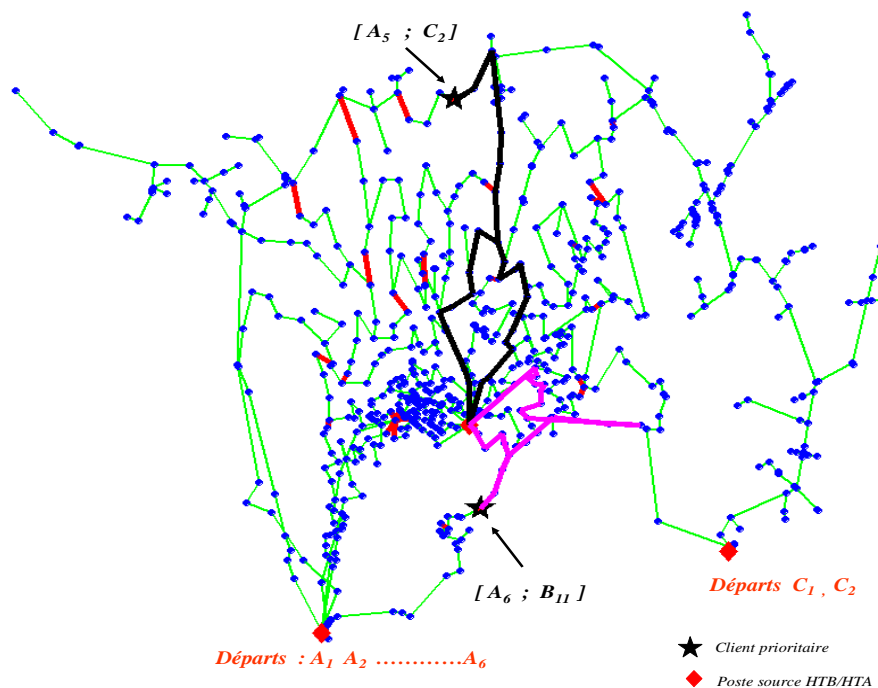


Figure V-20 : Topologie issue de l'optimisation des pertes Joule avec le TC_VC (étape 3)

V.6. Conclusions

Sur la base des outils initialement développés pour l'optimisation des pertes, des algorithmes capables d'intégrer des objectifs liés à la fiabilité ont été implémentés.

Dans la première partie de ce chapitre, nous avons montré que l'optimisation des réseaux de distribution radiaux, par un critère de fiabilité, conduit à des configurations différentes par rapport à celles identifiées à l'issue de l'optimisation des pertes Joule. Cependant, nous trouvons que les configurations issues de l'optimisation par un critère de fiabilité sont proches des celles obtenues à l'issue des études de planification, ce qui valide d'une certaine manière notre approche simplifiée pour le calcul de fiabilité.

Il est donc possible de comparer les résultats obtenus par les deux approches : pertes Joule et fiabilité. Une combinaison linéaire pourrait être envisagée entre les deux critères, dans le cadre d'une même fonction objectif.

Nous avons ensuite simulé des changements de topologie à pas horaire, compte tenu de l'évolution de la consommation et de la production au niveau du réseau de distribution. A l'issue d'un ensemble de simulations que nous avons réalisées, il ne nous semble pas intéressant de réaliser des changements de topologie avec une fréquence horaire. Cependant, l'outil de simulation nous permet d'identifier des configurations optimales pour une journée. Des changements journaliers de la topologie permettront des réductions de pertes d'énergie importantes par rapport à une stratégie d'exploitation où la configuration du réseau resterait inchangée. Ceci nécessiterait aussi des outils d'estimation d'état afin d'avoir une connaissance plus précise du réseau.

Dans la dernière partie de ce chapitre, nous avons décrit comment les algorithmes, développés initialement pour l'optimisation des réseaux radiaux, ont été adaptés et combinés pour l'optimisation des topologies partiellement maillées. Nous avons mis en évidence le fait que les contraintes liées à l'alimentation (par doubles voies) des consommateurs prioritaires à partir d'un ensemble imposé de départs, pourraient conduire à des topologies pour lesquelles on s'éloigne de l'optimum des pertes Joule. Cependant, si l'alimentation de l'ensemble de consommateurs prioritaires (par doubles voies) est réalisée à partir de n'importe quel couple de départs, nous obtenons un optimum (comme attendu) inférieur à celui identifié lorsque l'on a imposé les contraintes d'arborescence.

L'approche devrait être complétée par une étude détaillée des systèmes de protection adaptés à de telles topologies.

Chapitre VI

Nouvelles technologies de l'information et de la communication pour la conduite des réseaux de distribution

CHAPITRE VI	211
VI.1. INTRODUCTION	213
VI.2. LA GESTION ACTUELLE DES DEFAUTS SUR LE RESEAU HTA FRANÇAIS	213
VI.3. LE PRINCIPE D'UN ALGORITHME DE REPRISE DE SERVICE	215
VI.4. L'UTILISATION DES NTIC POUR LA GESTION DES DEFAUTS DANS LES RESEAUX DE DISTRIBUTION HTA	216
<i>VI.4.1. Définitions.....</i>	<i>216</i>
<i>VI.4.2. Gestion des défauts dans une cellule de niveau 1 par un système d'information et de communication.....</i>	<i>219</i>
<i>VI.4.3. Mise en place d'une plateforme expérimentale pour la gestion des défauts avec des ICT.....</i>	<i>222</i>
IV. 4.3.a) Modélisation de l'infrastructure électrique	223
IV. 4.3.b) Modélisation de l'infrastructure informatique (le réseau ICT)	224
<i>VI.4.4. Scénario de simulation.....</i>	<i>227</i>
VI.5. CONCLUSIONS.....	230

VI.1. Introduction

Nous avons présenté, dans les chapitres antérieurs, des algorithmes qui permettent de déterminer une configuration optimale d'un réseau de distribution et le passage entre deux configurations radiales.

Cependant, dans l'exploitation actuelle des réseaux de distribution, les changements de topologie sont surtout réalisés suite à l'apparition des défauts permanents (i.e. courts circuits). L'objectif de ces changements consiste à réalimenter le maximum de consommateurs qui ont été affectés par le défaut permanent. Nous appellerons cette action la *reprise de service suite à défaut*. De nombreux travaux ont été menés ces dernières années pour le développement des algorithmes de reprise de service.

Au cours de notre étude, nous nous ne sommes pas focalisés sur le développement proprement dit des algorithmes pour la reprise de service. Nous avons choisi d'analyser l'impact que l'utilisation des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC) pourrait avoir sur la gestion des défauts.

Au début de ce chapitre, nous faisons un rappel sur les actions réalisées suite à l'apparition d'un défaut. Nous présenterons ensuite le principe général d'un algorithme de reprise de service. Puis, nous présentons le démonstrateur mis en œuvre afin de pouvoir tester différentes infrastructures informatiques ainsi que différentes technologies de communication, pour la gestion des défauts dans les réseaux de distribution.

Nous allons conclure sur la faisabilité de telles stratégies et sur les nécessités en termes d'infrastructure informatique pour leur mise en œuvre.

VI.2. La gestion actuelle des défauts sur le réseau HTA français

Lorsqu'un défaut permanent apparaît sur une des lignes du réseau de distribution HTA, une succession d'événements a lieu afin de réduire le plus la portion de réseau affectée. Nous illustrons sur la Figure VI-1 un réseau formé de trois départs (notés avec *A*, *B* et *C*). Les actions principales réalisées suite à l'apparition du défaut sont les suivantes [TEC - 02]:

0. Apparition du défaut sur le départ A;
1. Le disjoncteur situé en tête du départ A s'ouvre définitivement, suite à plusieurs ouvertures et fermetures provisoires (ceci est uniquement vrai en rural), afin de s'assurer qu'il s'agit d'un défaut permanent ; le départ entier est ainsi ilôté ;

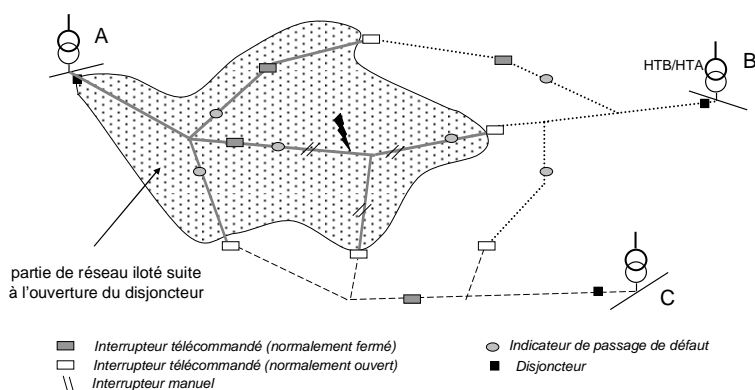


Figure VI-1 : L'îlotage d'une partie de réseau par l'ouverture d'un disjoncteur

2. Le défaut est localisé et la phase d'isolation démarre avec l'ouverture de l'interrupteur télécommandé A_IT_1 (voir la Figure VI-2) et la fermeture du disjoncteur du départ A.

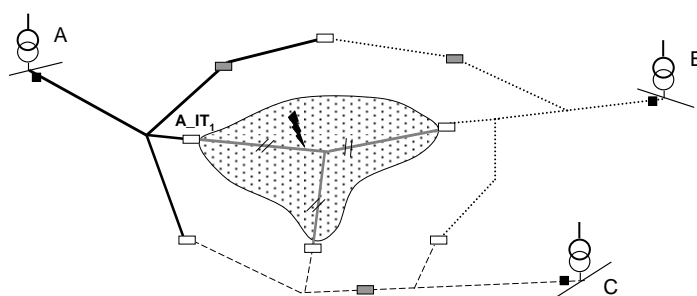


Figure VI-2 : Réduction de la portion îlotée du réseau, suite à l'ouverture d'un interrupteur télécommandé et la fermeture du disjoncteur

3. La portion de réseau îlotée est encore réduite par l'ouverture des interrupteurs manuels et la fermeture d'interrupteurs télécommandés normalement ouverts : A_IT_1 , B_IT_1 , et C_IT_1 (voir sur la Figure VI-3).

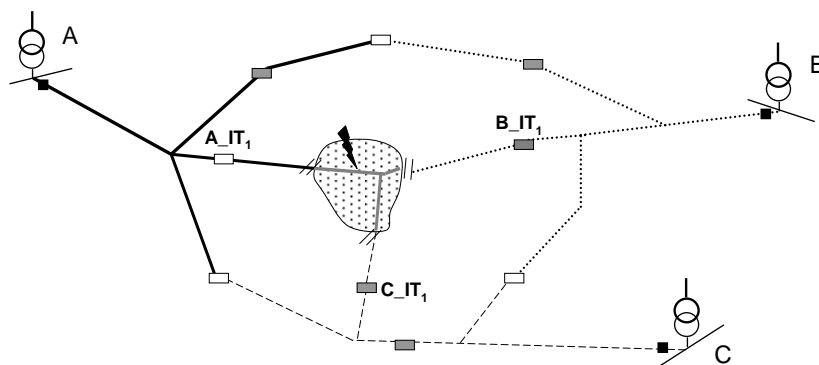


Figure VI-3 : Réduction maximale de la portion îlotée par l'ouverture des interrupteurs manuels et la fermeture des interrupteurs télécommandés normalement ouverts

VI.3. Le principe d'un algorithme de reprise de service

La troisième étape dans la gestion d'un défaut suppose la reprise de la portion saine de réseau par les différents départs situés dans le voisinage proche. Par exemple, sur la Figure VI-4, les départs *B* et *C* pourront reprendre l'alimentation de la portion saine de réseau. Cela se concrétisera par la fermeture des interrupteurs B_IT_1 et C_IT_1 . Il se peut que la partie de réseau ilôtée à reprendre par un départ voisin soit trop importante. Ceci entraînerait un dépassement des limites thermiques maximales qui caractérisent chaque ligne électrique.

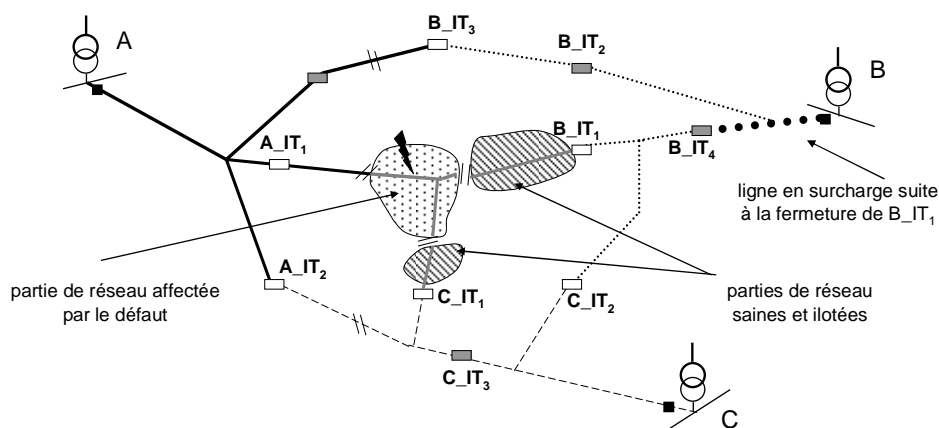


Figure VI-4 : Reprise de la portion saine de réseau par les départs voisins

Par exemple, sur la Figure VI-4, la fermeture de l'interrupteur B_IT_1 pourrait conduire à un dépassement de la limite thermique pour une des lignes de ce départ.

Plusieurs actions pourront être réalisées afin de supprimer cette surcharge :

- 1) fermeture de B_IT_3 et ouverture de B_IT_2 ; le départ A reprend ainsi une partie du départ surchargé B ;
- 2) fermeture de C_IT_2 et ouverture de B_IT_4 ; le départ C reprend ainsi une partie du départ surchargé B ;
- 3) si à l'issue de l'action 2, le départ C devient surchargé, l'interrupteur A_IT_2 pourrait être fermé et C_IT_3 ouvert ; le départ A reprend ainsi une partie de départ C.

On peut constater que l'ensemble de ces actions ne représente que des transferts de charges entre des départs du réseau. Il se peut qu'à l'issue de ces étapes, aucun transfert ne conduise à une nouvelle topologie sans surcharges. Dans ce cas, des transferts de charges entre les trois départs et des départs plus « éloignés » devront être réalisés.

On peut donc distinguer deux approches pour la reprise de service [BAR - 93], [GOT - 97]:

- un seul départ reprend la partie saine et ilôtée du réseau ; des transferts de charges sont ensuite réalisés afin de supprimer les éventuelles surcharges ;
- la partie saine de réseau est divisée en plusieurs parties et les départs adjacents reprennent chacun une partie ; des transferts de charges sont ensuite réalisés afin de supprimer les éventuelles surcharges.

On peut ainsi constater qu'un algorithme de *transfert de charge*, appliqué sur l'ensemble des départs du réseau analysé, pourrait trouver la topologie qui permettrait de reprendre le maximum de réseaux ilôté. L'objectif ne consisterait plus à minimiser les pertes Joule (comme nous l'avons fait dans les chapitres précédents) mais de maximiser la marge de courant pour la branche la plus chargée sur l'ensemble de départs. L'expression de la fonction objectif est la suivante :

$$f_{\text{objectif}} = \sum_k \left(\frac{I_k}{I_{k \text{ MAX}}} \right)^m$$

où I_k : le courant sur la branche k ;

$I_{k \text{ MAX}}$: le courant maximal admissible sur la branche k ;

Le facteur m permet de donner une grande importance aux branches surchargées par rapport aux autres branches du réseau. En utilisant cette fonction objectif, les algorithmes décrits dans le chapitre III (à l'exception de l'OSB) pourront être utilisés afin d'identifier la topologie de réseau qui permet la reprise de maximum de la partie de réseau ilôtée. Des nombreux travaux sur ce sujet ont été réalisés : [BAR - 93], [GOT - 97], [POP - 99], [FUK - 00], [YAS - 06] , entre autre.

VI.4. L'utilisation des NTIC pour la gestion des défauts dans les réseaux de distribution HTA

VI.4.1. Définitions

Les technologies de l'information et de la communication (*NTIC*) représentent l'ensemble des technologies nécessaires pour l'*acquisition*, le *stockage*, le *traitement* et la *distribution* de l'information par des moyens électroniques (i.e. radio, télévision, ordinateurs). Sur la Figure VI-5, nous illustrons le principe général d'un système d'information et communication.

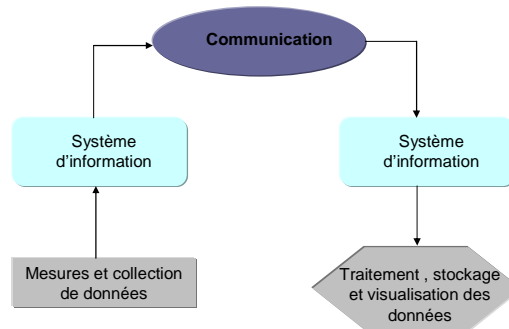


Figure VI-5 : Principe général d'un système d'information et de communication

Une première partie du système d'information est responsable de l'*acquisition* ou la mesure de certaines variables (i.e. tension, courant) nécessaires pour le fonctionnement normal d'un système (i.e. le système électrique).

La partie *communication* est responsable de la transmission de cette information entre deux ou plusieurs points par différentes technologies. Les moyens de communication le plus souvent utilisés sont :

- les réseaux fixes : réseaux publics de téléphonie et réseaux informatiques ;
- les réseaux sans fil : les réseaux de téléphonie mobile, les systèmes radio, les micro - ondes (signaux radio avec un spectre de fréquence entre 150 MHz et 20 GHz) ;
- les courants porteurs sur les lignes ;
- les réseaux d'ordinateurs (*LANs*, *WANs*, et Internet) ;
- les réseaux de satellites.

L'information obtenue par le système d'information peut avoir la forme d'un signal digital ou analogique (fonction du dispositif qui est observé ou contrôlé). Elle est ensuite transformée en signal digital et transmise vers la deuxième partie du système d'information. Cette deuxième partie (voir à droite sur la Figure VI-5) est chargée du traitement, du stockage et de la visualisation des données acheminées par le système de communication. De plus, une transformation inverse de l'information (digital vers analogique) devrait être réalisée afin de pouvoir être envoyée vers le dispositif contrôlé (par exemple un interrupteur télécommandé qui reçoit une commande d'ouverture).

Pour une description plus détaillée de ces technologies de communication, nous proposons les références [FON - 04] et [HAR - 00]. Dans le Tableau VI-1, nous présentons une synthèse des principales technologies de communication avec les délais de transmission associés.

Tableau VI-1 : Technologies de communication et les délais associés [NAD-02] :

Technologie de communication	Délais associés [ms]
Câbles de fibres optiques	100-150
Micro - ondes	100-150
Courants porteurs sur les lignes	150-350
Lignes téléphoniques	200-300
Satellites	500-700

Au niveau des systèmes électriques actuels, le système d'information et de communication est assuré par le système SCADA et par l'ensemble d'outils de gestion de type EMS (*Energy Management System*), DMS (*Distribution Management System*) [MAR - 01].

Dans le cadre du projet européen CRISP, l'utilisation d'un système d'information utilisant un réseau informatique de type IP (Internet Protocol) a été proposée. Ce système devrait permettre de s'affranchir des nouvelles exigences imposées par un contexte dérégulé du système électrique (en particulier le nombre important d'acteurs qui exigent l'accès à l'information). Les systèmes d'information utilisés actuellement dans la conduite des réseaux électriques reposent sur des liens physiques de communication d'un point à un autre (voir sur la Figure VI-6 b).

L'utilisation d'une technologie de communication de type *réseau IP* facilite l'accès à l'information pour l'ensemble des acteurs (voir sur la Figure VI-6 b).

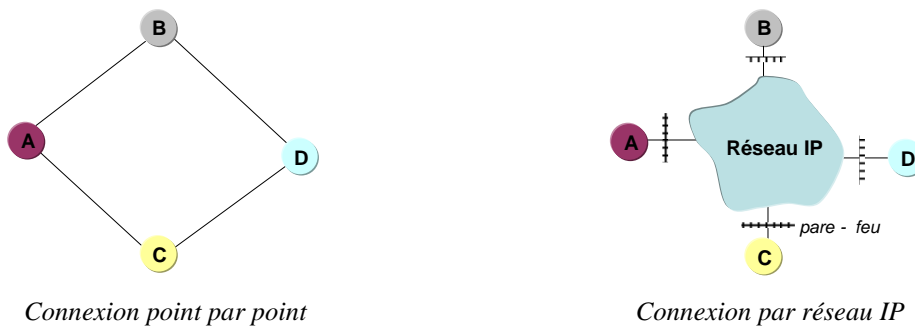


Figure VI-6 : Systèmes d'information et de communication

Pour le réseau de distribution, le système d'information a été envisagé sous la forme d'une distribution de l'intelligence dans le réseau. Cette distribution se concrétise sous la forme d'un ensemble d'*agents intelligents*. Ces agents représentent des entités capables, d'une part, d'échanger d'informations avec les différents dispositifs sur le réseau et avec les autres agents et, d'une autre part, de traiter ces informations afin de prendre certaines décisions locales.

Des topologies particulières de réseau ont été également définies dans le cadre de ce même projet. Il s'agit de cellules de niveau 1 et 2 que nous avons décrites dans le chapitre II (voir sur la Figure VI-7).

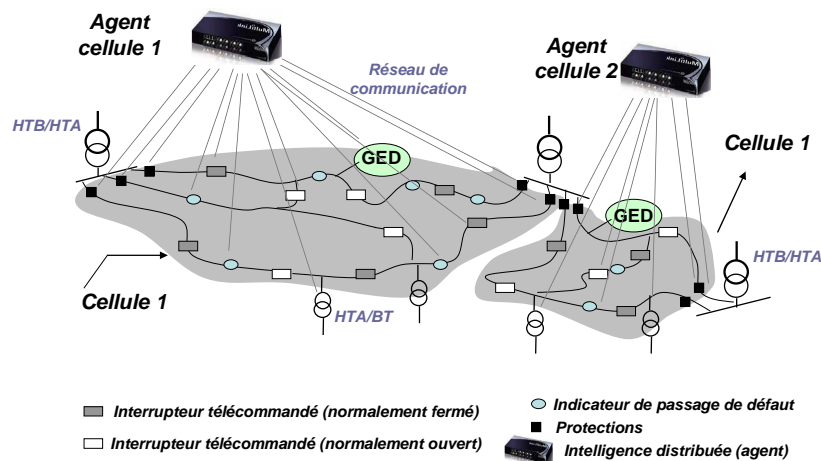


Figure VI-7 : Cellules de niveau 1 pilotées chacune par un agent

Le but final de ce découpage est de pouvoir permettre l'îlotage intentionnel de chaque cellule lors d'un incident général sur le réseau de transport ou de répartition, situation dans laquelle le réseau de distribution n'est plus alimenté en énergie. Le rôle de chaque agent sera de gérer l'équilibre production – consommation à l'intérieur de la cellule (le réglage de fréquence), le réglage de la tension, et le système de protection ainsi que de communiquer avec les autres agents [ENA - 05].

Pour une application à court terme, ce découpage a été envisagé afin de permettre une gestion autonome plus rapide et plus efficace des défauts à l'intérieur d'une cellule. Dans le paragraphe suivant, nous allons détailler le système d'information et de communication envisagé au sein d'une cellule de niveau 1, pour la gestion des défauts.

VI.4.2. Gestion des défauts dans une cellule de niveau 1 par un système d'information et de communication

Le système d'information et communication, envisagé pour la localisation, l'isolation et la reprise de service suite à un défaut, contient trois niveaux :

- 1) les systèmes ICT au niveau de différents appareils installés sur le réseau :
 - les indicateurs de passage de défaut (IPD) ; le système ICT associé à chaque IPD devra s'informer de l'état de cet appareil (ON qui signifie qu'un courant de défaut

- a été « vu » ou *OFF* pour le cas contraire) et transmettre cette information vers l'agent (voir le niveau ICT 2);
- les protections (situées en tête de chaque départ) ; le système ICT associé devra :
 - récupérer les fichiers en format numérique avec l'enregistrement des courants et des tensions mesurées, si un défaut a été enregistré ;
 - identifier le type de défaut (monophasé, biphasé ou triphasé) ;
 - identifier l'essentiel des paramètres à transmettre (i.e. les valeurs crêtes de la tension et du courant de défaut) ;
 - envoyer ces paramètres vers l'agent (voir le niveau ICT 2)
 - les interrupteurs télécommandés ; le système ICT associé devra pouvoir recevoir un ordre de changement d'état envoyé par l'agent (voir le niveau ICT 2). Il devra également communiquer le nouvel état de l'interrupteur afin de confirmer la réussite de l'opération ;
- 2) un agent intelligent, muni d'un algorithme qui lui permet de remplir trois fonctions :
- communiquer en permanence avec les dispositifs installés ;
 - interpréter et réaliser un ensemble de calculs à partir des informations reçues ;
 - envoyer des ordres d'ouverture et de fermeture vers les interrupteurs télécommandés.
- 3) le système de communication qui permet l'acheminement bidirectionnel et en temps réel de l'ensemble des informations entre l'agent et les autres dispositifs sur le réseau.

L'ensemble des calculs que l'agent doit réaliser à partir des informations reçues porte sur :

- la mise à jour de la topologie, construite à partir des informations échangées avec les interrupteurs télécommandés ;
- le calcul de la distance entre un éventuel défaut et un point de référence (par exemple le poste source, voir sur la Figure VI-8) ;
- le croisement entre les indications fournies par les IPD et la distance calculée afin de localiser le défaut (voir sur la Figure VI-8);
- l'identification des interrupteurs qui permettront d'isoler le plus finement possible le défaut ;
- la synchronisation avec les durées de coupure longues des disjoncteurs situés en tête de chaque départ et l'envoi des ordres d'ouvertures pour certains interrupteurs télécommandés (nous détaillerons par la suite cette fonctionnalité).

Le processus de localisation du défaut est illustré sur la Figure VI-8. Un algorithme de calcul de distance de défaut a été implémenté au niveau de l'agent, dans le cadre des travaux de thèse de Delcho Penkov [PEN-06]. Cette distance est calculée à partir des mesures de tension et de courant lors de l'apparition du défaut, réalisées au niveau des protections de chaque départ HTA.

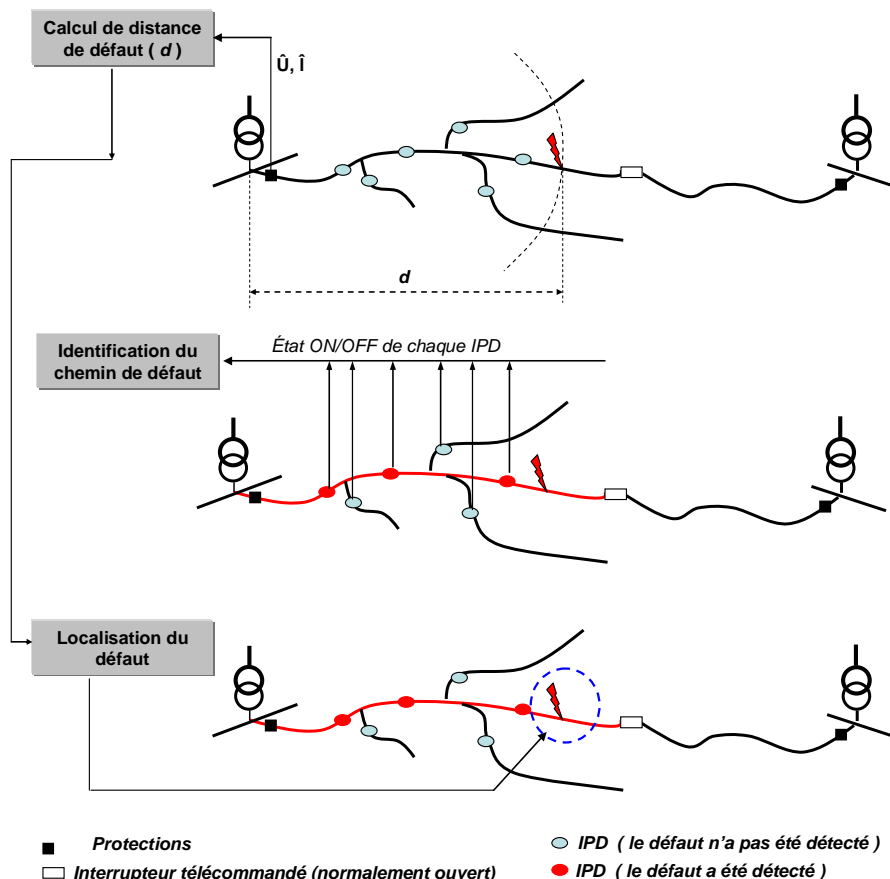


Figure VI-8 : Principe de combinaison entre le calcul de distance de défaut et les indications des IPD, pour la localisation des défauts

La distance de défaut ne suffit pas pour une localisation précise du défaut (plusieurs points sur le réseau correspondent à la distance calculée par rapport au poste source). Un outil a été donc mis en place dans le cadre de ces travaux de thèse, au niveau de l'agent, afin de combiner le résultat de calcul de distance de défaut avec les différents messages envoyés par les ICT associés aux IPDs pour une localisation précise du défaut. Compte tenu de l'état de chaque interrupteur télécommandé sur le réseau, les interrupteurs qui se trouvent dans le voisinage proche du défaut sont ensuite identifiés.

En conclusion, un échange d'informations entre ces différents dispositifs (par leur ICT associé) et l'agent intelligent permet une localisation précise et rapide du défaut.

Lors d'un défaut sur un départ aérien de réseau HTA, le disjoncteur n'est ouvert définitivement qu'à l'issue de plusieurs étapes d'ouverture et fermeture provisoires, afin de s'assurer qu'il s'agit d'un défaut permanent. Les temporisations de chacune de ces étapes sont illustrées sur la Figure VI-9. Pendant ces intervalles transitoires (voir les deux périodes de coupure longues, en pointillés, sur la Figure VI-9), le départ entier est déconnecté.

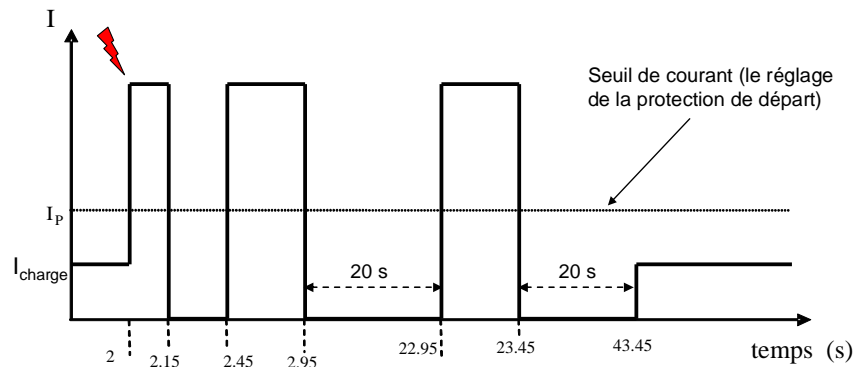


Figure VI-9 : Fonctionnement du disjoncteur réenclencheur pour des départs aériens français [TEC - 02]

Si l'on dispose de l'ensemble des informations nécessaires pour la localisation précise du défaut, on pourrait imaginer une reconfiguration rapide du réseau, pendant une de ces deux coupures longues. Le processus de reconfiguration consisterait à envoyer des ordres d'ouverture vers les interrupteurs identifiés comme étant les plus proches de l'endroit du défaut.

Afin de tester la faisabilité d'une telle stratégie de gestion des défauts, nous avons mis en place un banc expérimental.

VI.4.3. Mise en place d'une plateforme expérimentale pour la gestion des défauts avec des ICT

La faisabilité d'une stratégie de localisation, isolation et reconfiguration rapide pendant les durées de coupures longues des disjoncteurs nécessite un échange d'informations entre plusieurs ICT. Or la qualité, l'intégralité et la rapidité des informations sont primordiales pour la réussite de ces opérations.

Nous avons réalisé un banc d'essai expérimental qui modélise le fonctionnement en parallèle d'une infrastructure électrique (deux départs HTA) et une infrastructure informatique (réseau

IP entre plusieurs ordinateurs). Le but est de tester la faisabilité d'une stratégie de gestion des défauts fondée sur une reconfiguration rapide du réseau durant la deuxième coupure longue du disjoncteur.

Ce test de faisabilité consiste à déterminer le temps entre l'instant d'apparition du défaut et le moment où l'on identifie les interrupteurs situés dans le voisinage du défaut et de le comparer avec les deux périodes de coupure longues des disjoncteurs. Le banc expérimental doit permettre le test de plusieurs technologies de communication caractérisées par des débits (kbits/s) et de plusieurs types de réseau ICT.

Le réseau électrique est simulé en temps réel et les différents dispositifs électriques (protections, IPD, interrupteurs) échangent des données avec le simulateur au travers de différents modules ICT.

IV. 4.3.a) *Modélisation de l'infrastructure électrique*

Le réseau électrique utilisé dans cette expérimentation est constitué d'un ensemble de deux départs HTA qui se secourent mutuellement par un interrupteur normalement ouvert. La topologie de ce réseau est modélisée à l'aide de *ARENE temps réel* [AREN-2000]. C'est un simulateur (temps réel) qui permet l'étude des réseaux électriques soumis à des événements (i.e. court circuit) provoquant des phénomènes transitoires électriques ou autres que l'on souhaite étudier via des modules externes (voir la Figure VI-10). Une fois le réseau électrique modélisé (l'ensemble de lignes, transformateurs, charges, sources), on simule des courts-circuits pour voir la réponse du système électrique (variation des tensions et des courants). Le simulateur temps réel permet ensuite d'extraire l'état électrique du réseau modélisé (résolution numérique) à l'extérieur du simulateur sous la forme de signaux numériques et analogiques.

Les dispositifs des protections au niveau de chaque disjoncteur, avec leur système de mesure associé, ont été modélisés sous ARENE sous la forme de blocs. De ce fait, les grandeurs électriques (tension et courant) ainsi qu'une indication concernant le type de défaut (i.e. 1 pour défaut monophasé, 2 pour défaut biphasé, etc) peuvent être récupérés sous forme de signaux numériques à la sortie du simulateur. Pour les indicateurs de passage de défaut, des blocs ont été également construits afin de détecter le passage d'un courant de défaut. Un signal binaire (On/Off) ainsi qu'un identificateur (le numéro de l'IPD) sont générés à la sortie du simulateur sous forme numérique. Pour les interrupteurs sur le réseau, des blocs ont été développés afin de permettre leur commande par un signal qui parvient dans ce cas, d'une source extérieure au simulateur. Le bloc associé à chaque interrupteur devrait fournir

également sous forme de signal numérique à la sortie du simulateur, l'état de l'interrupteur (ouvert/fermé).

Nous illustrons sur la Figure VI-10 l'ensemble de grandeurs, disponibles sous forme de signaux numériques à la sortie du simulateur.

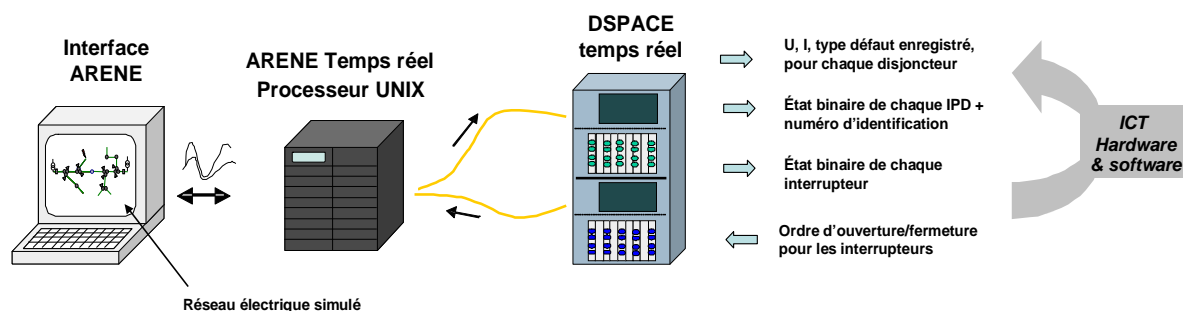


Figure VI-10 : L'architecture du simulateur temps réel

Sur la Figure VI-11, nous illustrons la topologie électrique et l'ensemble des dispositifs ainsi simulés sous ARENE. Ce réseau de test contient un ensemble de 15 conducteurs électriques, 9 IPD, 18 interrupteurs et 2 enregistreurs de défauts (protections).

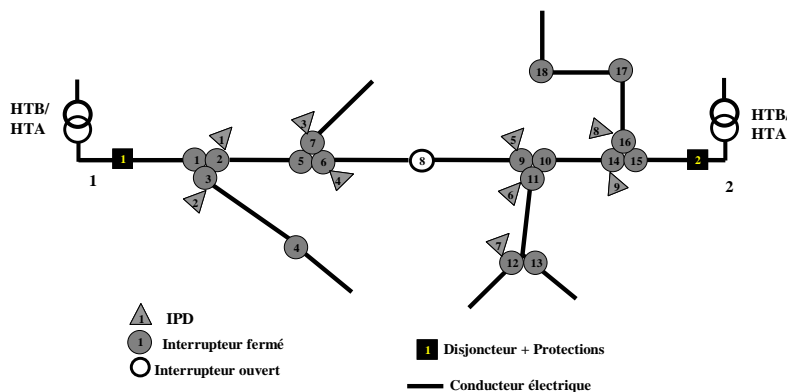


Figure VI-11 : Le réseau électrique modélisé sous ARENE

IV. 4.3.b) Modélisation de l'infrastructure informatique (le réseau ICT)

Le système ICT associé à chaque interrupteur, IPD et protection est connecté aux sorties numériques du simulateur temps réel, afin de récupérer l'ensemble des données spécifiques à chaque dispositif (voir sur la Figure VI-12).

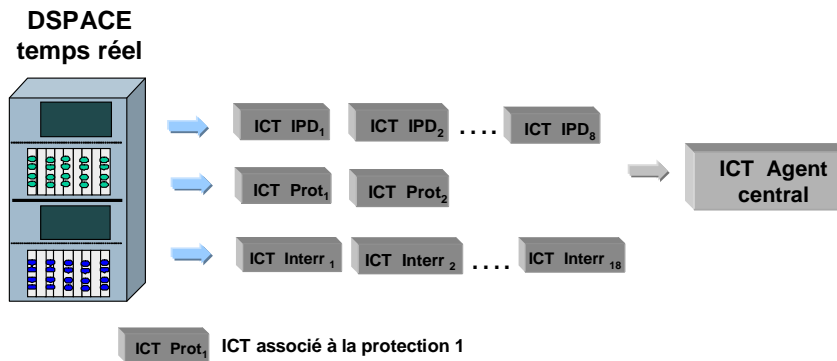


Figure VI-12 : L'infrastructure informatique

Nous avons choisi de modéliser les différents systèmes ICT par des ordinateurs. Sur un ordinateur, nous regroupons plusieurs ICT. Par exemple, nous modélisons par un même ordinateur les ICT associés aux deux protections. Nous illustrons sur la Figure VI-13 le réseau informatique mis en place pour modéliser les liens physiques (le réseau de communications) entre les différents systèmes ICT.

A partir des bornes de sorties numériques du simulateur, les différentes informations spécifiques à chaque dispositif électrique sont écrites sur le port parallèle de chaque ordinateur. Au niveau de chaque ordinateur, des algorithmes ont été développés afin de permettre les actions suivantes :

- lire en permanence les informations arrivées sur le port parallèle de l'ordinateur ;
- transformer cette information sous un format exigé au niveau de l'agent. Par exemple, pour un IPD, cette information a la forme [IPD.8 1] qui se traduirait par le message suivant : au niveau de l'IPD numéroté avec 8, un courant de défaut a été observé ;
- envoyer les informations vers le PC agent ;
- recevoir des informations concernant les éventuels changements d'état des interrupteurs envoyés par l'agent central (action réalisée seulement au niveau des ordinateurs qui modélisent les ICT associés aux interrupteurs) ;

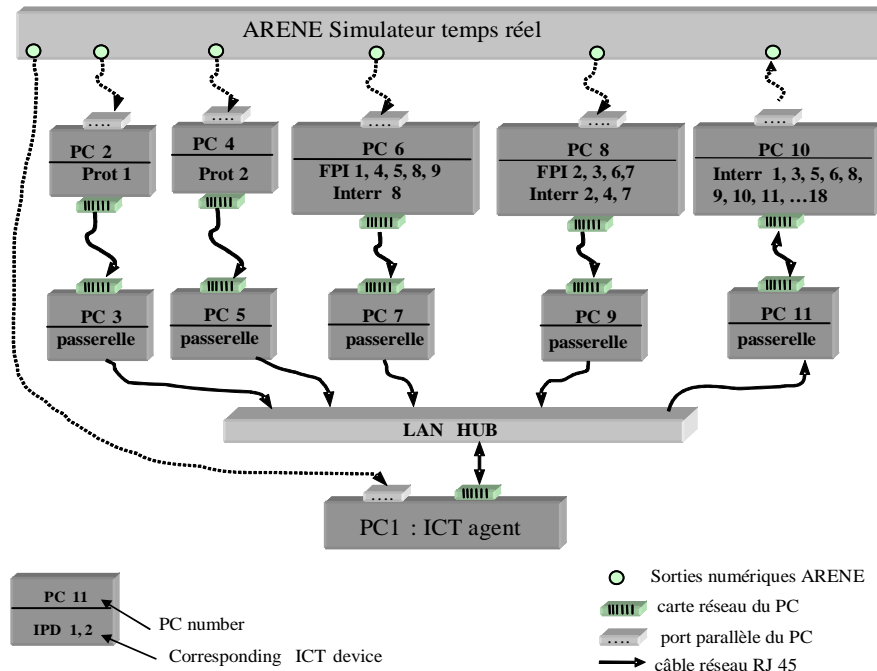


Figure VI-13 : La structure du banc expérimental

La répartition des différents systèmes ICT sur l'ensemble des 11 ordinateurs utilisés a été réalisée en fonction de la taille des messages envoyés par chaque dispositif électrique. En effet le nombre maximal de bits qu'on peut écrire sur le port parallèle d'un ordinateur est limité à 8. Pour les valeurs des courants de défaut, un nombre de 8 bits est nécessaire afin de conserver une bonne précision sur le courant. Cette précision impacte le calcul de distance de défaut réalisé au niveau de l'agent.

Afin de prendre en compte les caractéristiques des différents médias de communication (par exemple le débit en kbits/sec), nous avons utilisé un ensemble d'ordinateurs (appelé *passerelle* sur la Figure VI-13) avec une configuration spéciale qui permet de régler le débit d'information qui peut y transiter. L'ensemble des ordinateurs *passerelle* sont ensuite reliés à l'ordinateur qui modélise le système ICT de l'agent à travers un HUB (terme anglais pour désigner un concentrateur de données). Le protocole TCP/IP est utilisé pour la communication entre l'ensemble des ordinateurs.

Sur la Figure VI-14, nous illustrons l'ensemble des messages échangés entre deux ordinateurs lors de la transmission d'un fichier de données (l'agent envoie un message vers l'ordinateur qui modélise le système ICT d'un interrupteur). Ces délais de communication ont été enregistrés pour deux débits différents : 10 Mbit/sec (spécifique à la communication par fibres optiques) et 9.6 kbit/sec (spécifique à la communication par ondes radio).

Les différentes actions déclenchées par l'apparition du défaut sont listées ci-dessous. Chacune de ces opérations est numérotée. Sur la Figure VI-16, nous indiquons également ces étapes par des nombres entourés sur chaque ordinateur. Les caractéristiques temporelles de l'ensemble des étapes du scénario simulé sont présentées dans le Tableau VI-2 et sur la Figure VI-17, par rapport aux cycles de réenclenchement du disjoncteur 1.

1. la simulation démarre sous ARENE : un message est ainsi écrit sur le port parallèle de l'ordinateur qui simule l'agent afin de réaliser une synchronisation temporelle ;
2. apparition d'un défaut permanent sur un conducteur du réseau (voir sur la Figure VI-15);
3. le bloc correspondant sous ARENE à la protection 1 réalise la conversion de la valeur du courant de défaut et le type de défaut en format numérique et envoie ces données sur le port parallèle de l'ordinateur 2 ;
4. après la détection et la conversion des données, l'ordinateur 2 envoie vers l'ordinateur 1 (le PC qui modélise l'agent) un fichier qui contient la valeur du courant de défaut, l'identificateur du dispositif et le type de défaut ;
5. l'outil informatique implémenté au niveau de l'agent (l'ordinateur 1) reçoit le message envoyé par l'ordinateur 2 et démarre la procédure de calcul de distance de défaut. Trois localisations possibles sont identifiées (marqués avec des étoiles sur la Figure VI-15)
6. le défaut est « vu » par les IPD 1 et 3 ; les informations associées sont envoyées vers les ordinateurs 6 et 8 ;
7. au niveau des ordinateurs 6 et 8, l'état des IPD 1 et IPD 3 est identifié ainsi que leur identité ; ces informations sont ensuite envoyées vers l'agent (l'ordinateur 1) ;
8. avec les informations envoyées par les deux IPD, l'outil implémenté au niveau de l'agent identifie l'endroit du défaut ainsi que l'interrupteur à ouvrir afin d'isoler le défaut (il s'agit de l'interrupteur 7) ;
9. en parallèle avec les IPD 1 et 3, l'agent est informé sur les changements d'état du disjoncteur 1;
10. l'agent attend la dernière coupure longue du disjoncteur 1 et commande l'ouverture de l'interrupteur 7 (l'ordinateur 10) ;
11. la topologie du réseau est ainsi modifiée sous ARENE et l'interrupteur 7 informe l'agent de son changement d'état.

Tableau VI-2 : Caractéristiques temporelles de chaque étape du scénario simulé

Etape	Temps (s)		Commentaire	Etape	Temps (s)		Commentaire	
	MBbits/s	kbits/s						
	10	10		2 & 3	3.116	3.522	L'agent détermine un seul endroit possible du défaut et identifie l'interrupteur à ouvrir	
1	2.000	2.000	La Prot. 1 détecte le défaut IPD1, Prot1 et IPD3 sont informés Agent informé par IPD 1 Agent informé par Prot 1 Agent informé par IPD 3	4	23.500	23.900	Le disjoncteur 1 informe l'agent sur son état d'ouverture (2 ^{ème} coupure longue)	
	2.100	2.100						
	2.105	2.510			5	24.200	24.610	L'agent envoie un ordre d'ouverture pour l'interrupteur 7
	2.109	2.766			6	45.000	45.000	Retour au fonctionnement normal
	2.114	3.058						

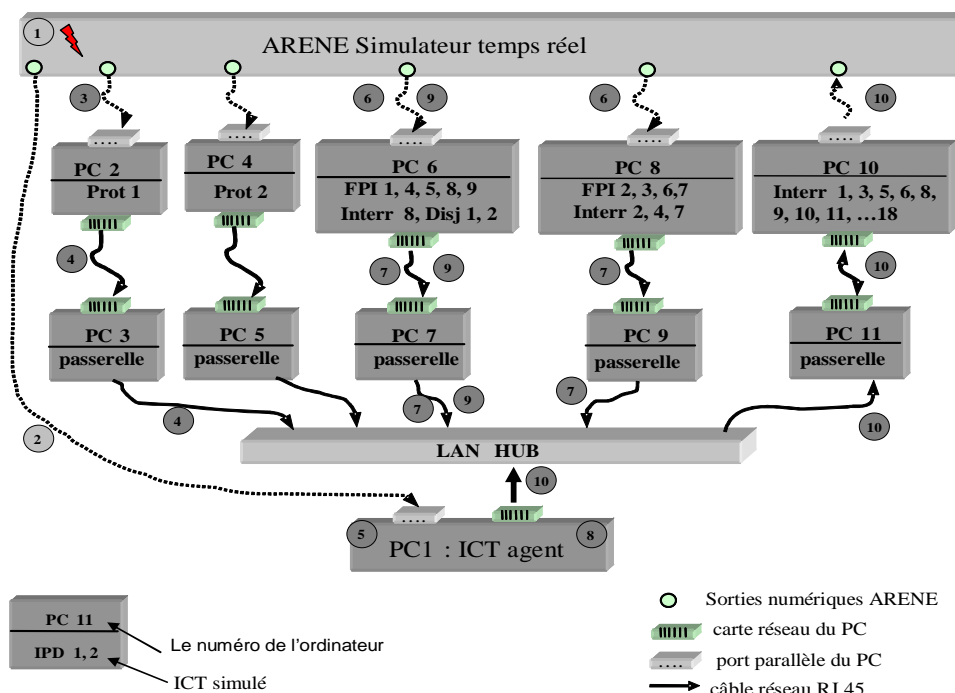


Figure VI-16 : Illustration des différentes étapes (encerclées) du scénario simulé

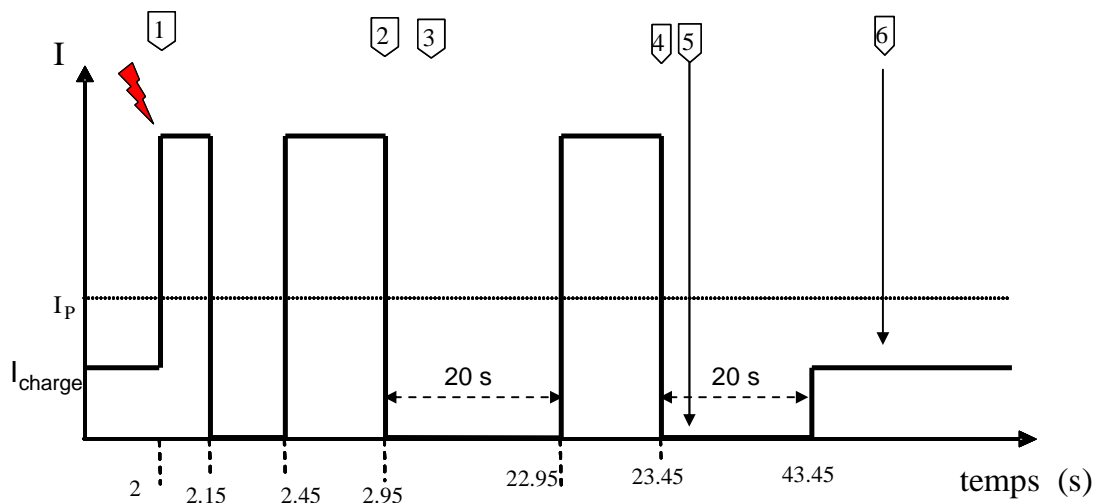


Figure VI-17 : Illustration des étapes du scénario simulé, par rapport aux cycles de réenclenchements du disjoncteur

Ce mode de fonctionnement est donc opérationnel pour les deux débits considérés.

VI.5. Conclusions

Le banc expérimental que nous avons mis en place permet de tester différentes topologies de réseau avec différents réseaux du point de vue du temps global nécessaire pour l'exécution d'une fonction automatique (la gestion des défauts). Pour le scénario décrit, on peut constater que même avec une technologie de communication caractérisée par un débit réduit (communication par radio fréquences), la décision de reconfiguration du réseau est prise au début de la première période de coupure longue. Une fois le défaut permanent confirmé, on a à disposition approximativement 20 secondes pour réaliser l'ouverture de l'interrupteur.

D'autres scénarii plus complexes ont été analysés durant le projet CRISP. Les résultats sont disponibles dans la référence [AND - 05] et sur le site Internet du projet. Les mêmes conclusions restent valables pour l'ensemble des scénarii.

En conclusion, une stratégie de conduite autonome fondée sur l'utilisation des technologies d'information et communication semble être faisable par rapport aux réglages des protections actuelles.

Conclusions

Cette étude a permis tout d'abord un éclaircissement et une amélioration des méthodes heuristiques et méta heuristiques pour l'optimisation de la topologie des réseaux de distribution pour divers objectifs.

En utilisant une approche exhaustive qui nous a servi comme référence, nous avons mis en évidence que la présence des GED sur les réseaux de distribution pourrait conduire à des minima locaux lors de l'optimisation des réseaux de distribution avec des méthodes heuristiques.

Nous avons pu identifier que la méthode de transfert de charge fondée sur une exploration dynamique du voisinage d'une configuration représente un compromis satisfaisant entre la qualité des solutions proposées et l'effort de calcul pour un objectif tel que la minimisation des pertes Joule. Cependant, seule la méthode de transfert de charge fondée sur une exploration complète du voisinage est adaptée pour l'optimisation des réseaux pour un critère autres que ceux liés directement aux transits des courants sur les lignes (i.e. critère de fiabilité).

Nous avons proposé une implémentation d'un algorithme génétique fondé sur des opérateurs génétiques très performants. Notre approche est très générique et est capable de combler les insuffisances des algorithmes génétiques proposés dans la littérature de spécialité. L'approche reposant sur la théorie des graphes et la théorie des matroïdes nous a permis de développer ces opérateurs génétiques et d'identifier un jeu de paramètres fonction du nombre de branches ouvertes dans un réseau. Les performances de l'algorithme génétique sont insensibles à la présence des GED. De plus, cet algorithme peut être utilisé pour n'importe quel type de critère d'optimisation de la topologie des réseaux de distribution.

Cependant, l'algorithme génétique est une méthode d'optimisation très gourmande en effort de calcul. Nous proposons l'utilisation de cette méthode afin de tester d'autres méthodes plus rapides.

La méthode fondée sur l'ouverture séquentielle de branches (OSB) est très intéressante pour la minimisation des pertes Joule, vu l'effort de calcul réduit qu'elle engendre par rapport à toute autre méthode. Cependant cette méthode présente l'inconvénient de fournir uniquement la configuration finale. Nous avons complété cette méthode par une procédure fondée sur la théorie des matroïdes qui nous permet de déterminer le cheminement entre n'importe quel couple de configurations radiales avec un nombre minimal de manœuvres.

Une exploitation des réseaux de distribution guidée par des considérations économiques

pourrait être réalisée par des changements périodiques de topologies. Nous avons mis en évidence, sur un exemple de réseau et pour un scénario de charge et de production, que l'exploitation des réseaux de distribution avec la topologie identifiée comme étant optimale pour les puissances crêtes, ne s'avère pas être une bonne stratégie, sur une journée, d'un point de vue économique. L'analyse, avec des calculs de la configuration optimale à chaque intervalle horaire, permet d'identifier des configurations qui conduisent, sur un intervalle de temps donné à des réductions importantes des pertes d'énergie.

Grâce à la méthode d'OSB, nous avons aussi pu identifier une configuration de départ pour l'optimisation des réseaux partiellement maillés. Cette méthode nous permet, pour un jeu de contraintes liées aux consommateurs prioritaires, d'identifier la topologie avec un degré de maillage minimal. L'utilisation complémentaire de la méthode de transfert de charge permet ensuite d'identifier des topologies partialement maillées optimales au point de vue des pertes Joule, tout en assurant des doubles voies d'alimentation pour un ensemble de consommateurs prioritaires.

Une exploitation des réseaux de distribution par cellules gérées par un agent intelligent qui échange des informations avec un ensemble de dispositifs sur le réseau, semble permettre une réduction importante des temps de coupure suite à un défaut sur le réseau. Nous avons mis en évidence que, même avec le système de communication le moins rapide, on pourrait assurer la reconfiguration des réseaux suite à un défaut pendant les intervalles durant lesquels les protections actuelles commandent la fermeture des disjoncteurs dans l'attente de confirmation d'un défaut permanent.

Perspectives

Ces travaux de recherches peuvent se poursuivre selon plusieurs axes dans une perspective à court et moyen termes.

Tout d'abord, d'un point de vue algorithmique, nous avons proposé une approche pour l'optimisation des réseaux partiellement maillés en utilisant la méthode d'ouverture séquentielle de branches et ensuite la méthode de transfert de charge. Deux pistes d'amélioration peuvent être considérées. Tout d'abord, l'approche fondée sur les propriétés des matroïdes, développée pour un contexte radial et ayant montré son efficacité, pourrait être adaptée et utilisée pour la mise en place d'opérateurs génétiques pour l'optimisation des réseaux partiellement maillés. Ensuite, les contraintes liées aux systèmes de protection pourraient être intégrées plus en amont dans les algorithmes d'optimisation pour les réseaux partiellement maillés.

Du point de vue de la conduite des réseaux électrique et tout particulièrement de la reconfiguration temporelle des réseaux de distribution, à partir de l'outil que nous avons développé, une étude plus poussée pourrait être réalisée pour juger de la pertinence économique d'une stratégie d'exploitation fondée sur des changements périodiques de topologie. En prenant en compte les coûts réels engendrés par les manœuvres réalisées, une fréquence de changement de topologie pourrait être identifiée.

D'un point de vue expérimental, la plateforme que nous avons mise en place pour tester l'apport des NTIC sur l'exploitation des réseaux de distribution pourrait être utilisée pour tester des réseaux plus vastes avec un nombre plus important de dispositifs capables d'échanger des données. Des problèmes de congestion de données pourront être rencontrés si le volume d'information à échanger devient important.

Enfin, à plus long terme, l'intégration des algorithmes de reconfiguration devra être effectuée de concert avec ceux de détection et de localisation de défauts et d'estimation d'état afin de proposer aux opérateurs de réseaux des outils gérant un réseau auto-cicatrisant.

Bibliographie

- [AAR - 97] E.H.L. Aarts, J.K. Lenstra,
“*Local Search in Combinatorial Optimization*”,
Wiley, Chichester, 1997.
- [ABU - 03] B. Xu, A. Abur,
“*State Estimation of Systems with Embedded FACTS Devices*”,
IEEE Bologna PowerTech Conference, June 23-26, Bologna, Italy, 2003.
- [AHU - 05] A. Ahuja, A. Pahwa,
“*Using Ant Colony Optimization for Loss Minimization in Distribution Networks*”,
37th Annual North American Power Symposium, pp. 470 – 474, Oct 2005.
- [ALV - 99] F. L Alvarado,
“*Solving power flow problems with Matlab implementation of the power system applications data dictionary*”
Proc. the 32nd Hawaii International Conference on System Sciences – 1999.
- [AND - 04] C. Andrieu, B. Raison, D. Penkov, M. Fontela, S. Bacha, N. Hadjsaid
“*Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution*”,
Delivrable D 1.4, CRISP, 2004.
- [AND - 05] C. Andrieu, B. Raison, D. Penkov, M. Fontela, S. Bacha, N. Hadjsaid
“*Conducting Experiments and Tests Experiment B. Online Fault Detection and Diagnostics*”,
Delivrable D 3.2b, CRISP, 2005.
- [ARR - 03] Arrêté du 17 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d’une installation de production d’énergie électrique. NOR : INDI0301276A.
- [BAR - 89] M. E. Baran, F. F. Wu,
“*Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing*,”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 4, no. 3, pp. 1401–1407, Aug. 1989.
- [BAR - 93] A. Bart
“*Reconfiguration des réseaux de distribution électrique en régime critique et défaillant*”,
Thèse de doctorat, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 1993.
- [BAR - 05] M. E. Baran, L. A. A. Freeman, F. Hanson, V. Ayers,
“*Load Estimation for Load Monitoring at Distribution Substations*,”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 20, no. 1, pp. 164–140, Feb. 2005.
- [BAX - 07] I. S. Baxevasanos, D. P. Labridis,
“*Implementing Multiagent Systems Technology for Power Distribution Network Control and Protection Management*,”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 22, no. 1, pp. 433–443, Jan. 2007.
- [BEF - 05] C. Befus and D. Craig,
“*Implementation of a Distributed Control System for Electric Distribution Circuit Reconfiguration*”
IEEE/PES 2005 General Meeting, San Francisco, CA, June 2005.

- [BEL - 94] P. BELLOT,
“*Objectif Prolog*”,
MASSON Editeur, Paris, Milan, Barcelone, 1994, ISBN : 2-225-84424-0.
- [BON - 76] J. A. Bondy, U. S. R. Murty,
“*Graph theory with applications*”,
Elsevier North-Holland, pp134 – 169, 1976.
- [BRO - 93] R. P. Broadwater, A.H. Khan, H.A. Shaalan, R.E. Lee,
“*Time Varying Load Analysis to Reduce Distribution Losses Through Reconfiguration*”,
IEEE Transaction on Power Delivery, Vol. 8, pp. 294 – 300, No. 1, Jan. 1993.
- [BRO - 03] R. E. Brown,
“*Network Reconfiguration for Improving Reliability in Distribution Systems*”,
IEEE PES General Meeting, 2003.
- [CAI - 04] N. G. Caicedo, C. A. Lozano, J. F. Diaz, C. Rueda, G. Gutierrez, C. Olarte,
“*Loss Reduction in Distribution Networks using Concurrent Constraint Programming*”,
Conference on Probabilistic Methods applied to Power Systems, 12 Sept. 2004.
- [CAI - 04] R. Caire,
“*Gestion de la production décentralisée dans les réseaux de distribution*”,
Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Avril 2004.
- [CAL - 05] V. Calderaro, A. Piccolo, P. Siano,
“*Maximizing DG Penetration in Distribution Networks by means of GA based Reconfiguration*”,
Conference on Future Power Systems, 16 Nov. 2005.
- [CAN - 2000] J. F. Canard,
“*Impact de la génération d’énergie dispersée dans les réseaux de distribution*”,
Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 12 décembre 2000.
- [CEL - 04] G. Celli, F. Pilo, G. Pisano, V. Allegranza, R. Cicoria, A. Iaria,
“*Meshed vs. Radial MV Distribution Network in Presence of Large Amount of DG*”,
PSCE 2004, New York, 10-13 September, 2004.
- [CHA - 05] D. L. Charles, K. I. Hafeezulla, S. Ravichandran,
“*Distribution Network Reconfiguration For Loss Reduction Using Ant Colony System Algorithm*”,
IEEE Indicon 2005 Conference, Chennai, India, 11 - 13 Dec. 2005.
- [CHE - 92] R. Cherkaoui,
“*Méthodes heuristiques pour la recherche de configurations optimales d’un réseau électrique de distribution*”,
Thèse de doctorat, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, 1992

- [CHI - 88] N. Chiba, T. Nishizeki,
“*Planar Graphs : Theory and Algorithms*”,
(Annals of Discrete Mathematics 32), North-Holland, Amsterdam, 1988 (ISBN 0-444-70212-1).
- [COE - 04] A. Coelho, A. B. Rodrigues, M. G. Da Silva,
“*Distribution Network Reconfiguration with Reliability Constraints*”,
International Conference on Power System Technology, *POWERCON 2004*, Singapore, Nov. 2004, Vol. 2, pp. 1600 - 1606.
- [COR - 90] T. H. Cormen, C. E. Leiserson, and R. L. Rivest,
“*Introduction to Algorithms*”,
McGraw-Hill, 1990.
- [COR - 01] T. H. Cormen, C. E. Leiserson, R. L. Rivest, C. Stein,
“*Introduction to Algorithms*”,
Second Edition. MIT Press and McGraw-Hill, 2001. ISBN 0-262-03293-7. Section 22.3: Depth-first search, pp.540–549.
- [CRA - 05] D. Craig, Befus, C.
“*Implementation of a distributed control system for electric distribution circuit reconfiguration*”,
Power Engineering Society General Meeting, 2005, IEEE, Vol. 3, pages 2436 – 2441.
- [CRISP – 04], *Critical Infrastructures for Sustainable Power Systems*,
EU-EESD project No. ENK5-CT-2002-00673),
Available : <http://www.ecn.nl/crisp/>
- [DAS - 06] D. Das,
“*A Fuzzy Multiobjective Approach for Network Reconfiguration of Distribution Systems*”
IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 21, no. 1, pp. 202–209, Jan. 2006.
- [DEL - 05] A. C. B. Delbem, A. C. Ponce de Leon Ferreira de Carvalho, N. G. Bretas,
“*Main Chain Representation for Evolutionary Algorithms Applied to Distribution System Reconfiguration*”,
Transactions on Power Systems., vol. 20, no. 1, pp. 425–436, Feb. 2005.
- [DRE - 06] J. Dréo, A. Petrowski, E. Taillard, P. Siarry,
“*Metaheuristics for Hard Optimization Methods and Case Studies*”,
Springer, 2006, ISBN: 3-540-23022-X.
- [DUA - 02] G. Duan, Y. Yu,
“*Power distribution system optimization by an algorithm for capacitated Steiner tree problems with complex-flows and arbitrary cost functions*”,
Electrical Power & Energy Systems, vol. 25, pp. 513–523, 2003.
- [ENA - 05] B.Enacheanu, A.Martin, Ch.Andrieu, B. Raison, D. Penkov , N. Hadjsaid,
“*Future Distribution Network Architectures: approach with a CRISP experimentation*”
in Proc. FPS Conference, Amsterdam 16-18 November 2005.

- [ENA - 06] B. Enacheanu, B. Raison, R. Caire, A. Aubry, N. Hadjsaid,
“*Flexible Electric Infrastructures for Advanced Distribution Automation*”,
Third International Conference on Critical Infrastructures, Alexandria, VA, Sept. 2006.
- [ENA - 05] B.Enacheanu, M.Fontela, Ch.Andrieu, Ha Pham, A.Martin, Y.Besanger
“*New Control Strategies to Prevent Blackouts: Intentional Islanding Operation in Distribution Networks*”
CIRED Conference Turin, Session No 46-9 June 2005.
- [EPR - 04], IntelliGrid Project
“*Functional Requirements for Advanced Distribution Automation (ADA)*”, Available:
http://intelligrid.info/IntelliGrid_Architecture/Use_Cases/DO_MFR_Use_Case.htm
- [ERE - 00] M. Eremia, J. Trécat, A. Germond,
“*Réseaux électriques. Aspects actuels*”,
Editura Technica, Bucarest, 2000.
- [FON - 03] M. Fontela, C. Andrieu, B. Enacheanu, B. Raison,
“*Distributed Network Architectures*”, Deliverable D 1.7, CRISP, 2006.
Disponible : <http://crisp.ecn.nl/deliverables/D1.7.pdf>
- [FON - 04] M. Fontela, C. Andrieu, S. Bacha, N. Hadjsaid, Y. Besanger,
“*Distributed Generation as a means to increase system robustness*”,
Deliverable D 1.4, CRISP, 2004.
- [FUK - 00] Y. Fukuyama
“*Reactive Tabu Search for Distribution Load Transfer Operation*”
IEEE PES Winter Meeting, Panel Session on "Modern heuristics application to power systems", Singapore, January 2000.
- [GAR - 79] M. R. Garey, D. S. Johnson,
“*Computers and Intractability: A guide to the theory of NP-completeness*”,
W.H. Freeman & Company, 1979, ISBN 0716710455.
- [GOL - 89] D. Goldberg,
“*Genetic Algorithms in Search, Optimization and Machine Learning. Reading*”,
MA: Addison-Wesley, 1989.
- [GOM - 05] F. V. Gomes, S. Carneiro Jr, J. L. R. Pereira, M. P. Vinagre, P. A. N. Garcia, L. R. Araujo,
“*A New Heuristic Reconfiguration Algorithm for Large Distribution Systems*”,
IEEE Transactions on Power System, vol. 20, no. 3, pp. 1373–1378, Aug. 2005.
- [GOT - 97] B. Gotzig,
“*Recherche d'un Schéma Optimal d'Exploitation d'un Réseau de Distribution Electrique*”,
Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, Décembre 1997.
- [GOS - 92] S. K. Goswani, S. K. Basu,
“*A new algorithm for the reconfiguration of distribution feeders for loss minimization*,”
IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 7, no. 3, pp. 1484–1491, Jul. 1992.

- [GUI - 04] M. A. N. Guimaraes, J. E. C. Lorenzeti, C. A. Castro,
“*Reconfiguration of distribution System for voltage stability margin enhancement using tabu search*”,
International Conference on Power System Technology, POWERCON 2004, Singapore, Nov. 2004, Vol. 2, pages: 1556 - 1561.
- [HAS - 90] C. W. Hasselfield, P. Wilson, L. Penner,
“*An automated method for least cost distribution planning*”,
IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 5, no. 2, pp. 1188–1194, Apr. 1990.
- [HAR - 00] J. G. Harry,
“*The Irwin Handbook of Telecommunications*”,
Fourth Edition, Ed. McGraw Hill, 2000.
- [HAS - 00] Y. T. Hsiao and C. Y. Chien,
“*Enhancement of Restoration Service in Distribution Systems Using a Combination Fuzzy–GA Method*,”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 15, no. 4, pp. 1394–1400, Nov. 2000.
- [HAS - 04] Y.T. Hsiao,
“*Multiobjective Evolution Programming Method for Feeder Reconfiguration*”,
IEEE Transactions on. Power Sys., vol. 19, no. 1, pp. 594–599, Feb. 2004.
- [HOF - 06] R. Hoffman,
“*Practical State Estimation for Electric Distribution Networks*”,
Proc. of IEEE Power Systems Conference and Exposition, Oct. 2006, Atlanta, Georgia, USA.
- [HOL - 75] J. H. Holland,
“*Adaptation in Natural and Artificial Systems*”,
University of Michigan press, 1975.
- [HON - 05] Y.-Y. Hong, S.-Y. Ho,
“*Determination of network configuration considering multiobjective in distribution systems using genetic algorithms*,”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 20, no. 2, pp. 1062–1069, May 2005.
- [HON - 05] S. Hongchun, S. Xiangfei,
“*A Novel Approach to Distribution Network Reconfiguration Considering the Priority of Customers*”,
Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia and Pacific, 2005 IEEE/PES.
- [INT - 05] IntelliTEAM II, IntelliTEAM III,
“*Automatic Restoration System S&C Electric Company*”,
Disponible: <http://www.sandc.com>.
- [KER - 02] W.H. Kersting,
“*Distribution System Modeling and Analysis*”,
CRC Press, Boca Raton, FL, 2002.

[KRU - 56] J. B. Kruskal Jr.,
“*On the Shortest Spanning Subtree of a Graph and the Traveling Salesman Problem*”
Proceedings of the American Mathematical Society, vol. 7, no. 1, pp. 48-50, Feb. 1956.

[KUN - 94] P. Kundur,
“*Power System Stability and Control*”
New York, Mc Graw-Hill, 1994, ISBN 0-07-035958-X.

[LAV - 05] N. Laverdure,
“*Sur l'intégration des générateurs éoliens dans les réseaux faibles ou insulaires*”,
Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 9 décembre 2005.

[LI - 05] F. Li,
“*Distributed Processing of Reliability Index Assessment and Reliability-Based Network Reconfiguration in Power Distribution Systems*,”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 20, no. 1, pp. 230–238, Feb. 2005.

[LIN - 03] W. M. Lin, F. S. Cheng and M. T. Tsay,
“*Distribution feeder reconfiguration with refined genetic algorithm*”
IEE Proc. -Gener Transm. Distrib., vol. 147, no. 6, Nov. 2003.

[LOP - 04] E. López, H. Opazo, L. García, P. Bastard,
“*Online Reconfiguration Considering Variability Demand: Applications to Real Networks*”,
IEEE Transactions on Power System., vol. 19, no. 1, pp. 549–553, Feb. 2004.

[LOP - 06] J. Mendoza, R. Lopez, D. Morales, E. Lopez, P. Dessante, R. Moraga,
“*Minimal loss reconfiguration using Genetic Algorithms with restricted population and addressed operators: real application* ,”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 11, no. 2, pp. 948–954, May. 2006.

[LOS - 03] A. Losi, M. Russo,
“*Object-Oriented Load Flow for Radial and Weakly Meshed Distribution Networks*,”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 18, no. 4, pp. 1265–1273, Nov. 2003.

[MEG - 04] M. Megdiche,
“*Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution en présence de production décentralisée*”,
Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, 13 décembre 2004.

[MAR - 01] D.J. Marihart
“*Communications Technology Guidelines for EMS/SCADA Systems*”,
IEEE Transactions on Power Delivery, Vol.16, No.2, April 2000.

[MAR - 07] A. Martin
“*Systèmes de protection et de localisation des défauts pour les DNO*”,
Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, novembre 2007.

- [MCD-01] J.D. McDonald
“*Managing the Data and choosing the right protocol*”,
IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, pages: 970 - 973
vol.2, 28 Oct.-2 Nov. 2001.
- [MER - 75] A. Merlin and G. Back,
“*Search for minimum-loss operational spanning tree configuration for an urban power distribution system,*”
Fifth Power System Conf. (PSCC), Cambridge, U.K., 1975, pp. 1–18.
- [MOM - 03] J. A. Momoh, A. C. Caven,
“*Distribution System Reconfiguration Scheme Using Integer Interior Point Programming Technique*”,
Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE, PES.
- [MOR - 00] A. B. Morton, I. M. Y. Mareels,
“*An Efficient Brute-Force Solution to the Network Reconfiguration Problem*”,
IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 15, no. 3, pp. 202–209, Jul. 2003.
- [MOR - 03] R. Moraga, R. López, E. López, H. Opazo,
“*Contributions à la reconfiguration des réseaux de distribution primaire a travers des arbres stochastiques d’extension minimale, des courants diakoptiques et des Algorithmes génétiques*”,
Proc. EF2003 SUPELEC, Paris, France, 2003.
- [NAD - 02] B. Naduvathuparambil et al,
“*Communication Delays in Wide Area Measurement Systems*”,
Proceedings of the Thirty-Fourth Southeastern Symposium on System Theory, 18-19 March 2002, Pages: 118 – 122.
- [NAK - 01] A. Naka, T. Genji, T. Yura, Y. Fukuyama,
“*Practical distribution state estimation using hybrid particle swarm optimization*”, Proc. of
IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Columbus, Ohio, USA, Jan. 2001.
- [NAR - 92] K. Nara, A. Shiose, M. Kitagawa and T. Ishihara,
“*Implementation of genetic algorithm for distribution systems loss minimum re-configuration,*”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 7, no. 3, pp. 1044–1051, Aug. 1992.
- [NAR - 03] K. Nara, Y. Mishima, T. Satoh,
“*Network Reconfiguration for Loss Minimization and Load Balancing*”,
IEEE, PES, General Meeting, 2003.
- [NOR - 01] EDF, Centre de normalisation, Mars 2001.
“*Interrupteurs aériens de type 3 télécommandés*”,
Spécifications techniques, HN 64-S-46.
- [NOR - 03] EDF, Centre de normalisation, Octobre 2003.
“*Armoire de coupure de réseau souterrain HTA*”,
Spécifications techniques, HN 64-S-49.

- [NOR - 05] M. M. Nordman, M. Lehtonen,
“*Distributed Agent-Based State Estimation for Electrical Distribution Networks*,”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 20, no. 2, pp. 652–658, May, 2005.
- [PEP - 96] G. J. Peponis, M. D. Papadopoulos, N. D. Hatziargyriou,
“*Optimal operation of distribution networks*,”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 11, no. 1, pp. 59–67, Feb. 1996.
- [PER - 84] H. Persoz, G. Santucci, J. C. Lemoine, P. Sapet,
“*La planification des réseaux électriques*”,
Collection de la Direction des Etudes et Recherches d’Electricité de France, Eyrolles, Paris,
1984.
- [PIL - 04] F. Pilo et al.,
“*Meshed Distribution Networks to Maximize the Exploitation of Embedded Generation*”,
presented at the Distribution Europe 2004 Conference, Amsterdam, 28-29 April, 2004.
- [PIL - 03] F. Pilo, V. Allegranza, G. Celli, R. Cicoria, S. Mocci,
“*An Integrated Tool for Optimal Active Network Planning*”
CIRED 2003, Session 5, Paper No 64.
- [POP - 99] D.S. Popovic, R.M. Ciric
“*A multi-objective algorithm for distribution networks restoration*”
Transactions on Power Delivery, vol. 9, no. 4, pp. 1936 – 1942, July 1999.
- [PRA - 05] K. Prasad, R. Ranjan, N. C. Sahoo, A. Chaturvedi,
“*Main Chain Representation for Evolutionary Algorithms Applied to Distribution System
Reconfiguration*”,
Transactions on Power Delivery., vol. 20, no. 2, pp. 1211–1213, Apr. 2005.
- [RAD - 03] B. Radha, R. T. F. Ah King, H.C. S. Rughooputh,
“*A Modified Genetic Algorithm for Optimal Electrical Distribution Network
Reconfiguration*”,
Congress on Evolutionary Computation, Vol 2, 8-12 Dec., 2003.
- [RAM - 05] E. R. Ramos, A. G. Expósito, J. R. Santos, F. L. Iborra,
“*Path-Based Distribution Network Modeling: Application to Reconfiguration for Loss
Reduction*”,
Transactions on Power Systems., vol. 20, no. 2, pp. 556–564, May. 2005.
- [RAM - 06] G. Rami,
“*Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions d’énergies décentralisées
connectées au réseau de distribution*”,
Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, novembre 2006.
- [RAJ - 01] D. Rajcic, A. Dimitrovski,
“*A New Method for Handling PV Nodes in Backward/Forward Power Flow for Radial and
Weakly Meshed Networks*”,
IEEE Porto Power Tech Conference, 10 – 13 Portugal, September 2001.

- [ROM - 05] E. Romero, A. Gomez, J. Riquelme, and F. Llorens,
“*Path-based distribution network modeling: Application to reconfiguration for loss reduction,*”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 20, no. 2, pp. 556–564, May 2005.
- [RIC - 06] O. Richardot,
“*Réglage Coordonné de Tension dans les Réseaux de Distribution à l'aide de la Production Décentralisée*”,
Thèse de doctorat, Institut National Polytechnique de Grenoble, septembre 2006.
- [QIU - 02] Bin Qiu,
“*Next Generation Information Communication Infrastructure and Case Studies for Future Power Systems*”
Ph.D dissertation Virginia Tech, April 2002.
- [SAM - 99] S. Missoum,
“*Optimisation de structures par utilisation combinée de la programmation mathématique et des algorithmes génétiques*”,
Thèse de Doctorat INSA – Toulouse, 07 Juin 1999.
- [SAR - 03] A. T. Saric, R. M. Ciric,
“*Integrated Fuzzy State Estimation and Load Flow Analysis in Distribution Networks,*”
IEEE Transaction on Power Systems, vol. 18, no. 2, pp. 59–67, April 2003.
- [SCH - 95] M. Schneider, H. Gelineau,
“*OMEGA : Principe de calcul des évaluations annuelles probabilisées de la qualité au quotidien - temps de coupure et énergie non distribuée*”,
rapport interne EDF R&D, 9 juin 1995.
- [SCH - 03] A. Schrijver,
“*Combinatorial Optimization – Polyhedra and Efficiency*”,
Springer-Verlag, Berlin, 2003, pp 651 - 671.
- [SCH - 05] H. P. Schmidt, N. Ida, N. Kagan, J. C. Guaraldo,
“*Fast Reconfiguration of Distribution Systems Considering Loss Minimization*”,
Transactions on Power Systems, vol. 20, no. 3, pp. 1311–1319, Aug. 2005.
- [SHA - 05] A. Shafiu, N. Jenkins, G. Strbac,
“*Measurement location for state estimation of distribution networks with generation,*”
IEE Proc.- Gener. Transm. Distrib., Vol. 152, No. 2, March 2005.
- [SHI - 89] D. Shirmohammadi and H. W. Hong,
“*Reconfiguration of electric distribution networks for resistive line loss reduction,*” IEEE
Transaction on Power Delivery, vol. 4, no. 1, pp. 1492–1498, Apr. 1989.
- [SHI - 04] D. Shin, J. Kim, T. Kim, J. Choo, and C. Singh,
“*Optimal service restoration and reconfiguration of network using Genetic-Tabu algorithm,*”
Elect. Power Syst. Res., vol. 71, pp. 145–152, 2004.

- [SHO - 04] T. A. Short,
“*Electric Power Distribution Handbook*”,
CRC Press, 2004.
- [SU - 03] C. T. Su, C. S. Lee,
“*Network Reconfiguration of Distribution Systems Using Improved Mixed-Integer Hybrid Differential Evolution*”,
IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 18, no. 3, pp. 1022–1027, Jul. 2003.
- [TEC - 01] “*Postes à moyenne tension*”,
Techniques de l’ingénieur, D 4600.
- [TEC - 02] “*Réseaux de distribution. Conception et dimensionnement*”,
Techniques de l’ingénieur, D 4220.
- [TEC - 03] “*Postes à moyenne tension*”,
Techniques de l’ingénieur, D 4600.
- [VIZ - 01] V. V. Vazirani,
“*Approximation Algorithms*”,
Springer-Verlag, Berlin, 2001.
- [ZIT - 99] E. Zitzler,
“*Evolutionary Algorithm for Multiobjective Optimisation: Methods and applications*”,
Thèse de doctorat, Swiss Federal Institute of Technologie ETH, Zurich, Suisse, TIK-Schriftenreihe No. 30, December, 1999. ISBN 3-8265-6831-1
- [ZHU - 02] J. Z. Zhu, C. S. Chang,
“*Optimal reconfiguration of electrical distribution network using the refined genetic algorithm*,”
Elect. Power Syst. Res., vol. 62, pp. 37– 42, 2002.
- [ZHU - 02] Y. Zhu, K. Tomsovic,
“*Adaptive Power Flow Method for Distribution Systems With Dispersed Generation*,”
IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 17, no. 3, pp. 822–827, Jul. 2002.
- [WU - 05] F. F. WU, K. MOSLEHI, A. BOSE,
“*Power System Control Centers: Past Present and Future*”,
Proceedings of the IEEE, Vol. 93, Issue 11, pages 1890 – 1908, Nov. 2005.
- [WU - 06] J. Wu, Y. Yu,
“*CBR-based Load Estimation for Distribution Networks*,”
IEEE, MELECON 2006, May 16-19, Benalmádena (Málaga), Spain.
- [WAR - 06] C. Warmer, J. Kester, C. Andrieu, R. Gustavsson,
“*Final report on field experiments and tests*”, Deliverable D 3.3, CRISP, 2006.
Disponible : <http://crisp.ecn.nl/deliverables/D3.3.pdf>.

[WAN - 04] J. Wang, A. Luo, M. Qi, M. Li, “*The improved clonal Genetic Algorithm & its application in reconfiguration of distribution networks*”,
Proc. Power system Conference and Exposition, vol. 3, pp. 1423 - 1428, 10 – 13 Oct. 2004.

[WHI - 35] H. Whitney,
“*On the abstract properties of linear dependence*”,
Am. J. Math., 57, 509-533, 1935.

[WAN - 04] J.Wang, A. Luo, M. Qi, M. Li,
“*The Improved Clonal Genetic Algorithm & Its Application in Reconfiguration of Distribution Networks*”,
Power Systems Conference and Exposition, 2004 IEEE, PES, 10 – 13 Oct., vol. 3.

[YAS - 06] Z.M. Yasin, T.K.A. Rahman
“*Network Reconfiguration for Service Restoration*”
IEEE International Power and energy Conference, PECon'06
Page(s):566 – 570, 28-29 Nov. 2006.

Annexe 1 : Algorithme pour la détermination de l'ensemble de configurations radiales dans un réseau de distribution (écrit en langage *Prolog*)

Dans cette annexe, nous présentons l'algorithme écrit en langage Prolog pour la détermination de l'ensemble des configurations radiales (arbres couvrants) dans un réseau de distribution (graphe). Cet algorithme nécessite la description du réseau sous la forme d'un ensemble de *faits* (terme utilisé dans la programmation logique, voir A1.1). Ensuite, un ensemble de *règles* et de *clauses* (*termes spécifiques dans la programmation logique*) sont définis afin de pouvoir constituer la *clause* qui permet l'identification des configurations radiales. L'ensemble *base de faits* et *base de règles et de clauses* doivent être écrites dans le même fichier (format txt.). Ce fichier est alors compilé avec le logiciel Prolog (disponible : www.swi-prolog.org).

A1.1. Description de la base de faits, pour la description de la structure du réseau

- les postes sources ;

poste_source(f2,1).

- les branches manœuvrables ;

switch(s1,m,s).

switch(s2,m,p).

switch(s3,m,p).

switch(s4,m,p).

switch(s5,m,p).

switch(s6,m,p).

switch(s7,m,p).

switch(s8,m,p).

switch(s9,m,p).

switch(s10,m,p).

switch(s11,m,p).

switch(s12,m,p).

switch(s13,m,p).

switch(s14,m,p).

switch(s15,m,p).

switch(s16,m,p).

switch(s17,m,p).

switch(s18,m,p).

switch(s19,m,p).

switch(s20,m,p).

switch(s21,m,p).

switch(s22,m,p).

switch(s23,m,p).

switch(s24,m,p).

switch(s25,m,p).

switch(s26,m,p).

switch(s27,m,p).

switch(s28,m,p).

switch(s29,m,p).

switch(s30,m,p).

switch(s31,m,p).

switch(s32,m,p).

switch(s33,m,p).

switch(s34,m,p).

switch(s35,m,p).

switch(s36,m,p).

switch(s37,m,p).

- les nœuds ;

equipot(e2,r).

equipot(e3,r).

equipot(e4,r).

equipot(e5,r).

equipot(e6,r).

equipot(e7,r).

equipot(e8,r).

equipot(e9,r).

equipot(e12,r).

equipot(e13,r).

equipot(e14,r).

equipot(e15,r).

equipot(e16,r).

equipot(e17,r).

equipot(e18,r).

equipot(e19,r).

equipot(e23,r).

equipot(e24,r).

equipot(e25,r).

equipot(e26,r).

equipot(e27,r).

equipot(e28,r).

equipot(e29,r).

equipot(e30,r).

equipot(e10,r).
equipot(e11,r).

equipot(e20,r).
equipot(e21,r).
equipot(e22,r).

equipot(e31,r).
equipot(e32,r).
equipot(e33,r).

- description de la topologie (incidence nœuds-branches)

interrupt(e1,s1,e2).
interrupt(e2,s1,e1).

interrupt(e14,s14,e15).
interrupt(e15,s14,e14).

interrupt(e26,s26,e27).
interrupt(e27,s26,e26).

interrupt(e2,s2,e3).
interrupt(e3,s2,e2).

interrupt(e15,s15,e16).
interrupt(e16,s15,e15).

interrupt(e27,s27,e28).
interrupt(e28,s27,e27).

interrupt(e3,s3,e4).
interrupt(e4,s3,e3).

interrupt(e16,s16,e17).
interrupt(e17,s16,e16).

interrupt(e28,s28,e29).
interrupt(e29,s28,e28).

interrupt(e4,s4,e5).
interrupt(e5,s4,e4).

interrupt(e17,s17,e18).
interrupt(e18,s17,e17).

interrupt(e29,s29,e30).
interrupt(e30,s29,e29).

interrupt(e5,s5,e6).
interrupt(e6,s5,e5).

interrupt(e2,s18,e19).
interrupt(e19,s18,e2).

interrupt(e30,s30,e31).
interrupt(e31,s30,e30).

interrupt(e6,s6,e7).
interrupt(e7,s6,e6).

interrupt(e19,s19,e20).
interrupt(e20,s19,e19).

interrupt(e31,s31,e32).
interrupt(e32,s31,e31).

interrupt(e7,s7,e8).
interrupt(e8,s7,e7).

interrupt(e21,s20,e20).
interrupt(e20,s20,e21).

interrupt(e32,s32,e33).
interrupt(e33,s32,e32).

interrupt(e8,s8,e9).
interrupt(e9,s8,e8).

interrupt(e21,s21,e22).
interrupt(e22,s21,e21).

interrupt(e8,s33,e21).
interrupt(e21,s33,e8).

interrupt(e9,s9,e10).
interrupt(e10,s9,e9).

interrupt(e3,s22,e23).
interrupt(e23,s22,e3).

interrupt(e9,s34,e15).
interrupt(e15,s34,e9).

interrupt(e10,s10,e11).
interrupt(e11,s10,e10).

interrupt(e23,s23,e24).
interrupt(e24,s23,e23).

interrupt(e12,s35,e22).
interrupt(e22,s35,e12).

interrupt(e11,s11,e12).
interrupt(e12,s11,e11).

interrupt(e24,s24,e25).
interrupt(e25,s24,e24).

interrupt(e18,s36,e33).
interrupt(e33,s36,e18).

interrupt(e12,s12,e13).
interrupt(e13,s12,e12).

interrupt(e6,s25,e26).
interrupt(e26,s25,e6).

interrupt(e25,s37,e29).
interrupt(e29,s37,e25).

A1.2. L'ensemble de clauses et de règles écrites en Prolog

- appartenance d'un élément à une liste

```
appartient(X,[Y|Ys]):- X=Y.
appartient(X,[Y|Ys]):- appartient(X,Ys).
```

- enlever un élément d'une liste

```
remove(_,[],_):- fail,!.
remove(Elt,[Elt|Q],R):- copy(Q,R),!.
remove(Elt,[X|Q],[X|R]):- Elt \== X,remove(Elt,Q,R).
```

```
removeAll([],LL,LL).
removeAll([Elt|Q],LL1,LL2):-
remove(Elt,LL1,LL3),removeAll(Q,LL3,LL2).
```

- déterminer le dernier élément d'une liste

```
dernier([X],X).
dernier([X,Y|Zs],T):-dernier([Y|Zs],T).
```

- concaténer deux listes

```
concatener([],Xs,Xs).
concatener([X|Xs],Ys,[X|Zs]):-concatener(Xs,Ys,Zs).
```

- supprimer un élément dans une liste

```
supprimer(X,[],[]).
supprimer(X,[X|Xs],Ys):-supprimer(X,Xs,Ys).
supprimer(X,[Y|Ys],[Y|Zs]):-X \== Y,supprimer(X,Ys,Zs).
```

- enlève les éléments doubles qui se trouvent dans une liste

```
affiner_liste([],[]).
affiner_liste([H|X],[H|Y]):- findall(PP,permutation(H,PP),TT),
comp_del_listes(X,TT,T),
supprimer(H,T,M),affiner_liste(M,Y).
```

- inverse une liste

```
reverse(X, Y):- reverse(X, [], Y).
reverse([X | XS], Accu, ZS):- reverse(XS, [X | Accu], ZS).
reverse([], ZS, ZS).
```

- détermination de plusieurs listes à partir de la base de données

```

liste_fpostes_sources(LPS,Nb) :- findall(F,poste_source(F,_),LPS),
                                length(LPS,Nb).
liste_interrupt(INT,Nb):-findall(II,switch(II,_),INT),length(INT,Nb).
liste_interrupt_non(INT,Nb):-findall(II,switch(II,n,_),INT),length(INT,Nb).
liste_interrupt_man(INT,Nb):-findall(II,switch(II,m,_),INT),length(INT,Nb).
liste_interrupt_princ(INT,Nb):-findall(II,switch(II,_p),INT),length(INT,Nb).
liste_interrupt_sec(INT,Nb):-findall(II,switch(II,_s),INT),length(INT,Nb).
liste_echipot_avec_inter(EES,Nb):- findall(II,interrupt(II,_,_),ES),
                                affiner_liste(ES,EES),length(EES,Nb).
liste_equipot(Eq,Nb):- findall(E,equipot(E,_),Eq),length(Eq,Nb).
liste_charges(CH,Nb):- findall(E,equipot(E,r),CH),length(CH,Nb).
liste_interrupt_man_princ(INT,Nb):- findall(II,switch(II,m,p),INT),
                                length(INT,Nb).
liste_interrupt_nonman_princ(INT,Nb):- findall(II,switch(II,n,p),INT),
                                length(INT,Nb).

```

- *clause* pour déterminer s'il existe une liaison directe entre 2 points soit par une ligne soit par un interrupteur :

```

ligne_or_interr(X,FFF,II,Y):-interrupt(X,II,Y),appartient(II,FFF).

```

- détermine les chemins entre deux points pour une liste des interrupteurs donnée

```

ires(X,T,Intr,FFF):-ires(X,T,[X],Intr,P,FFF),X\==T.
ires(X,X,_,[],[X],_).
ires(X,T,Chemin_partiel,[II|Intr],[X|P],FFF):- ligne_or_interr(X,FFF,II,Z),
not(appartient(Z,Chemin_partiel)),ires(Z,T,[Z|Chemin_partiel],Intr,P,FFF).

```

- détermine les possibilités d'alimenter un point à partir d'un ensemble de feeders (sources) en considérant une liste d'interrupteurs fermés (*Listeinter*) :

```

testchemin3(Y,Intr,Listeinter):- poste_source(X,_),
                                testchemin2(X,Y,Intr,Listeinter).

```

- vérifier si un point peut être alimenté à partir d'un feeder par un seul chemin

```

test_un_seul_ch(M,L_Interr):- findall(Intr,testchemin3(M,Intr,L_Interr),Ch),
                                length(Ch,Nch),Nch = 1.

```

- le même test que le précédent, mais pour une liste de points :

```
testch_list_points([],_).
testch_list_points(Liste_charges,Liste_inter):- dernier(Liste_charges,Der),
supprimer(Der,Liste_charges,New
_Liste_charges),
test_un_seul_ch(Der,Liste_inter),
testch_list_points(New_Liste_charges,Liste_inter).
```

- combinaisons entre les éléments d'une liste :

```
perm([],[]).
perm(X,[Y/Z]) :- oneof(Y,X,T), perm(T,Z).

oneof(X,[X/Y],Y).
oneof(X,[Y/Z],[Y/T]) :- oneof(X,Z,T).

combin([],[]).
combin([Y/T],[Y/Z]) :- combin(T,Z).
combin([Y/T],Z) :- combin(T,Z).

combinnn(T,Z,NB):-combin(T,Z),length(Z,L),L=NB.
```

- clause pour tester si un ensemble de branches fermées dans un réseau assure le respect des contraintes topologiques :

```
condition(Liste_interr):- testch_list_points(Liste_points,Liste_interr),
not(list_chemin_entre_feeders(Intr,Liste_interr)).
```

- clause (qui réunit un ensemble de clauses pour la détermination des configurations admissibles :

```
c_a(R,N) :- liste_interrupt(Liste_interr,Nbi),
liste_interrupt_non(Liste_int_nonman,Nbinm),
liste_interrupt_princ(Liste_int_princ,Nbiprinc),
liste_interrupt_man(Liste_int_man,Nbim),
liste_equipot(Eq,Neq),
liste_interrupt_sec(Liste_int_sec,Nbisec),
liste_interrupt_man_princ(List_int_pr_man,Nb),
NIC is Neq-Nbisec,
open(baran_rad,write,OD3),
findall(M,(combinnn(List_int_pr_man,Z,NIC),
concatener(Z,Liste_int_sec,ZZ),condition(ZZ),
removeAll(ZZ,Liste_interr,M),
write(OD3,M),nl(OD3)),R),close(OD3),length(R,N).
```

La commande :

```
c_a(R,N).
```

devrait être écrite dans la fenêtre de commande de Prolog. La liste *R*, représente l'ensemble de configurations radiales.

Annexe 2 : Justification de la méthode d'ouverture séquentielle de branche, de Merlin et Back [MER - 75], [GOT - 97]

Un réseau électrique, exploité avec une topologie maillée satisfait la condition de pertes Joule minimales. Cela veut dire qu'il est la solution du problème d'optimisation suivant :

pour un réseau à n nœuds et m branches, trouver le courant i_p dans chaque branche b_p qui minimisent l'expression suivante :

$$\sum_{p=1}^m R_p j_p^2 \quad \text{sous la contrainte :}$$

$$A^T j = I_{BUS} \quad (\text{condition qui représente la loi des nœuds})$$

où :

A : la matrice (mxn) d'incidence du réseau ;
 j : vecteur (1x m) des courants des branches j_p ;
 I_{BUS} : vecteur d'injections nodales de courant ;
 R_p : la résistance de la branche p.

Ce problème d'optimisation peut être résolu par l'application du théorème des multiplicateurs de Lagrange.

Soit μ la matrice des multiplicateurs de Lagrange associés au problème d'optimisation défini ci-avant. Le Lagrangien s'écrit de la manière suivante :

$$\sum_{p=1}^m R_p j_p^2 - \mu (A^T j - I_{BUS})$$

La dérivation de cette expression par rapport à j_p , courant de la branche b_p , reliant les nœuds k à l , ($k < l$), fournit la condition d'optimalité suivante :

$$2 \cdot R_p j_p - (\mu_k - \mu_l) = 0$$

La somme des conditions d'optimalité relatives aux branches d'une boucle M donne :

$$\sum_{p \in M} \delta_p R_p j_p = 0 \quad \text{avec } \delta_p = 1 \text{ si le nœud } k \text{ précède le nœud } l \text{ sur la boucle } M \text{ orientée ;}$$

$$\delta_p = -1 \text{ pour le cas inverse.}$$

On peut constater que cette dernière expression ne représente que la loi des mailles avec comme impédance des branches les seules valeurs de leur résistance. On peut donc conclure que la répartition, à pertes Joule minimales, sur un réseau maillé est la répartition que l'on obtient en appliquant les deux lois de Kirchhoff en négligeant les réactances $L\omega$ des branches.

Annexe 3 : L'algorithme (en méta langage) pour les trois stratégies de l'algorithme de transfert de charges

Stratégie 1 : exploration complète du voisinage -
TC_VC

- choix d'une configuration initiale C (ordre aléatoire des branches ouvertes) ;
- calcule $f_objectif(C)$;
- $f_optimale^* = f_objectif(C)$; $C_optimale = C$;
- $test_arrêt = faux$;

tant que $test_arrêt == faux$

$f_optimale = f_objectif(C)$; $C_optimale = C$;
pour toutes branches ouvertes i dans C

- ferme branche i
- détermine la boucle b_i formée par la fermeture de la branche i ;
- **pour** toutes branches j dans b_i
 - ouvre branche $j \Rightarrow C_j$
 - calcule $f_objectif(C_j)$ et vérifie les contraintes
 - **si** $f_objectif(C_j) < f_optimale$
 - $f_optimale = f_objectif(C_j)$;
 - $C_optimale = C_j$;

fin si

- ferme branche j

fin pour

fin pour

si $f_optimale < f_optimale^*$
 $f_optimale^* = f_optimale$; $C = C_j$;

sinon

afficher « $C_optimale$ »
 $test_arrêt = vraie$

fin si

fin tant que

Stratégie 2 : exploration réduite (propriété de convexité de la $f_objectif$) – TC_VR

- choix d'une configuration initiale C (ordre aléatoire des branches ouvertes) ;
- calcule $f_objectif(C)$;
- $f_optimale^* = f_objectif(C)$; $C_optimale = C$;
- $test_arrêt = faux$;

tant que $test_arrêt == faux$

$f_optimale = f_objectif(C)$; $C_optimale = C$;
pour toutes branches ouvertes i dans C

- ferme la branche i
- détermine la boucle b_i après la fermeture de i ;
- ouvre consécutivement les branches adjacentes de i , (j et k).
- calcule $f_objectif(C_j)$ et $f_objectif(C_k) \Rightarrow f_min(j/k)$ et $min = j$ ou k
- **si** $f_min(j/k) < f_optimale$
 - $f_optimale = f_min(j,k)$;
 - $C_optimale = C_j$ ou C_k ;
 - $test_arrêt_boucle == faux$
 - **tant que** $test_arrêt_boucle == faux$
 - parcours b_i dans la direction de $min \Rightarrow min = min + (-) 1$;
 - **si** $f_objectif(min) < f_optimale$
 - $f_optimale = f_objectif(min)$;
 - $C_optimale = C(min)$;
 - $test_arrêt_boucle == vrai$;
- sinon**
 $test_arrêt_boucle == faux$;
- fin si**
- fin tant que**
- fin si**
- fin pour**
- si** $f_optimale < f_optimale^*$
 $f_optimale^* = f_optimale$; $C = C_optimale$;
- sinon**
affichage de la « $C_optimale$ » ;
 $test_arrêt = vraie$;

fin si

Stratégie 3 : exploration dynamique du voisinage, recherche descendante (propriété de convexité de la f_{objectif}) et choix des boucles à analyser sur la différence maximale de potentiel $\Delta V - TC_{VD}$

- choix d'une configuration initiale C (ordre aléatoire des branches ouvertes) ;
- calcule $f_{\text{objectif}}(C)$; calcule des ΔV_i pour toutes branche dans C
- $f_{\text{optimale}}^* = f_{\text{objectif}}(C)$; $C_{\text{optimale}} = C$;
- $\text{test_arrêt} = \text{faux}$;
- $\text{liste_tabu} = []$;

tant que $\text{test_arrêt} = \text{faux}$

- $f_{\text{optimale}} = f_{\text{objectif}}(C)$; $C_{\text{optimale}} = C$;
- ordonnancement ascendant des branches dans C , en fonction de ΔV
- si $C(1)$ est dans liste_tabu

tant que $C(1)$ est dans liste_tabu

supprime la branche $C(1)$;

refait le classement des branches en fonction de ΔV ;

fin tant que

fin si

- ferme la branche sur la première position dans C
 - détermine la boucle b_i après la fermeture de i ;
 - ouvre consécutivement les branches adjacentes de i , (j et k).
 - calcule $f_{\text{objectif}}(C_j)$ et $f_{\text{objectif}}(C_k) \Rightarrow f_{\text{min}}(j/k)$ et $\text{min} = j$ ou k
 - si $f_{\text{min}}(j/k) < f_{\text{optimale}}$
 - $f_{\text{optimale}} = f_{\text{min}}(j,k)$;
 - $C_{\text{optimale}} = C_j$ ou C_k ; $C = C_j$ ou C_k ;
 - $\text{test_arrêt_boucle} == \text{faux}$;
 - **tant que** $\text{test_arrêt_boucle} == \text{faux}$
 - parcourt b_i dans la direction de $\text{min} \Rightarrow \text{min} = \text{min} + (-) 1$;
 - si $f_{\text{objectif}}(\text{min}) < f_{\text{optimale}}$
 - $f_{\text{optimale}} = f_{\text{objectif}}(\text{min})$;
 - $C_{\text{optimale}} = C(\text{min})$;
 - $\text{test_arrêt_boucle} == \text{vrai}$;
 - **sinon**
 - $\text{test_arrêt_boucle} == \text{faux}$;
 - supprime la branche trouvée sur la dernière position dans liste_tabu
 - met la branche min sur la première position dans liste_tabu ;
 - **fin si**
 - **fin tant que**
- **sinon**
 - affiche « C_{optimale} »
 - $\text{test_arrêt} = \text{vrai}$
- **fin si**
- **fin tant que**

RESUME en français

La détermination d'une topologie d'un réseau de distribution caractérisée par des pertes Joule minimales conduit à résoudre un problème d'optimisation combinatoire, non linéaire avec des variables discrètes. Ce problème, à la charge du distributeur, s'avère critique et dépendant de nombreux facteurs tels que la présence de production décentralisée et les évolutions de la charge. Diverses approches ont été abordées. Après l'examen d'une recherche exhaustive, deux approches heuristiques et une approche méta heuristique, fondée sur la théorie des graphes et des matroïdes, ont été employées pour déterminer une topologie radiale optimale pour un état donné de charge et de production. Une procédure indiquant les permutations de branches nécessaires pour transiter entre deux topologies radiales est ensuite présentée. Afin d'identifier une topologie optimale suivant une courbe de charge, une procédure fondée sur des optimisations horaires est réalisée. Finalement, des algorithmes pour l'optimisation de topologies partiellement maillées sont présentés.

TITRE en anglais

Operating software tools for distribution network operators

RESUME en anglais

Determining a distribution network topology characterized by minimal Joule losses leads to solve a discrete, non - linear and combinatory optimization problem. This problem, addressed by network operators, is critical and depends on numerous factors such as dispersed generators interconnection and load curves modification. Various approaches have been addressed. After exhaustive and heuristic approaches a meta heuristic approach, based on the graph and matroids theory, was developed in order to generate an optimal radial topology for a given network load and production state. A procedure was performed in order to realize the "step by step" branches exchange sequences for the transition between two radial topologies. An optimal radial network topology, with real load curves, was identified by hourly optimizations. Finally, optimization algorithms for partially meshed topologies were finally realized.

DISCIPLINE

Génie Electrique

MOTS – CLES

Réseaux de distribution, Configuration, Reconfiguration, Optimisation, Pertes Joule, Fiabilité, Production décentralisée, Algorithmes Génétiques, Matroïdes, Graphes

Distribution networks, Configuration, Reconfiguration, Optimization, Power losses, Reliability, Dispersed generation, Genetic Algorithms, Matroids, Graphs

INTITULE ET ADRESSE DE L'U.F.R. OU DU LABORATOIRE :

Grenoble Génie Electrique Laboratoire
ENSIEG, Rue de la Houille Blanche – BP 46
38402 St Martin d'Hères