



HAL
open science

Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée

Cong Duc Pham

► **To cite this version:**

Cong Duc Pham. Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 2005. Français. NNT : . tel-00164643

HAL Id: tel-00164643

<https://theses.hal.science/tel-00164643>

Submitted on 23 Jul 2007

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
/ / / / / / / / / / / / / / / /

THESE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

Spécialité : Génie Electrique

préparée au **Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble**
dans le cadre de **l'Ecole Doctorale « Electronique, Electrotechnique, Automatique,
Télécommunications, Signal »**

Présentée et soutenue publiquement

par

Cong Duc PHAM

Ingénieur Institut Polytechnique de Hanoï

Le 19 septembre 2005

Titre

Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA
en présence de génération d'énergie dispersée

Directeur de Thèse :

Jean-Pierre ROGNON / Bertrand RAISON

JURY

Président :	Monsieur	Nouredine HADJSAID
Rapporteurs :	Madame	Zita VALE
	Monsieur	Didier MAYER
Co-Directeurs de Thèse :	Messieurs	Jean-Pierre ROGNON Bertrand RAISON
Invités :	Messieurs	Robert JEANNOT Olivier CHILARD

***« Dành cho bố, mẹ tôi,
những người đã cho tôi cuộc sống này »***

Remerciements



Je remercie tout d'abord l'Institut National Polytechnique de Grenoble (INPG) pour avoir soutenu financièrement ce travail de recherche (via EGIDE) pendant ces trois années et Monsieur Yves BRUNET, directeur du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG), pour m'avoir accueilli au sein du Laboratoire.

Je tiens ici à exprimer mes sincères remerciements à :

Monsieur Nouredine HADJSAID, directeur du Groupement d'Intérêt Economique – Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir (GIE-IDEA) et professeur à l'ENSIEG, pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de thèse et pour m'avoir donné la chance de travailler au sein d'IDEA sur le sujet proposé à partir de mon DEA.

Madame Zita VALE, Professeur à l'ISEP (Instituto Superior de Engenharia do Porto)-Portugal, et Monsieur Didier MAYER, Directeur de Recherche à l'Ecole des Mines de Paris, Directeur Adjoint du Centre Energétique et Procédés, pour avoir accepté la tâche de rapporteurs sur ce travail. Je les remercie pour l'intérêt qu'ils y ont porté et les remarques qu'ils ont apportées.

Monsieur Jean-Pierre ROGNON, Professeur à l'ENSIEG, d'avoir dirigé cette thèse. Il m'a donné la direction principale du travail et formulé des remarques importantes pour le contenu du mémoire de thèse.

Monsieur Bertrand RAISON, Maître de Conférences à l'ENSIEG, ancien thésard du LEG, pour m'avoir accepté comme son premier doctorant, pour ses interrogations, ses encouragements et ses énormes corrections (pour les notes techniques, les articles et le mémoire de thèse). C'est grâce à des nombreuses qualités tant humaines que scientifiques que ces trois années de recherche et de développement se sont déroulées dans les meilleures conditions. Je le remercie pour sa disponibilité et pour le fait que je pourrai toujours compter sur lui comme un grand ami.

Monsieur Robert JEANNOT, Ingénieur chez Schneider Electric, Responsable Ingénierie Electrique - Direction P&E Center et membre du conseil scientifique d'IDEA, pour avoir accepté de consacrer du temps à mon travail et pour avoir participé à mon jury de thèse comme invité.

Monsieur Olivier CHILARD, Ingénieur de recherche au département R&D d'EDF, pour avoir apporté son éclairage sur ce travail.

Je tiens également à remercier

Monsieur Bernard DOUERE, expert dans le domaine des Indicateurs de Passage de Défaut (IPD), Ingénieur chez Schneider Electric, pour avoir suivi la partie de la simulation de l'IPD de mon travail. Grâce à son expérience, j'ai des connaissances très utiles concernant le fonctionnement et l'utilisation des IPD.

Monsieur Sylvain MARTINO, Ingénieur de recherche de EDF, qui a encadré mon stage de DEA en 2002. Il m'a beaucoup aidé dans les premiers temps du sujet et pour l'utilisation du logiciel ARENE.

Monsieur Quoc Tuan TRAN, Ingénieur de recherche au GIE-IDEA, qui m'a donné beaucoup de conseils pour ma vie professionnelle ainsi que pour le quotidien pendant ces années au LEG.

Tous les membres de la fiche Sys6 du GIE-IDEA comme Sylvie BONNOIT du côté EDF, Isabelle GAL du côté Schneider et les amis thésards Delcho PELKOV, Alexandre MARTIN...qui ont formulé beaucoup de remarques nécessaires pour la progression de mon travail.

Monsieur Daniel ROYE, Professeur à l'ENSIEG, Monsieur Seddik BACHA, Chef de l'équipe SYREL, Monsieur Jean-Paul FERRIEUX, Directeur Adjoint du LEG pour m'avoir fourni de nouvelles connaissances électrotechniques pendant mes études de DEA.

Monsieur Malik MEGDICHE, ancien thésard du LEG, pour ses conseils et le temps qu'il a toujours su me consacrer pour discuter du calcul de fiabilité du réseau.

Je veux aussi remercier tout le personnel Ingénieurs, Techniciens et Administratifs et les doctorants du LEG dont la disponibilité et la gentillesse ne font jamais défaut.

Xin cảm ơn tất cả những người bạn Việt Nam của tôi ở đây, những người đã chia sẻ với tôi những niềm vui, nỗi buồn trong cuộc sống của đứa con xa. Các bạn đã tiếp cho tôi thêm tinh thần nghị lực vượt qua những thời điểm khó khăn trong công việc cũng như trong đời sống thường nhật bằng sự giúp đỡ chân tình, thân ái. Bốn năm của những gặp gỡ không định trước đã gắn kết tôi với các bạn bằng những hoạt động sinh hoạt văn nghệ, thể thao bổ ích. Đây sẽ là những năm tháng kỉ niệm không thể nào quên.

Cuối cùng nhưng là trên hết, xin cảm ơn gia đình, những người yêu thương gần gũi của tôi, những người đã luôn ở bên động viên khuyến khích tạo điều kiện để tôi thực hiện mong ước bản thân mình.

INTRODUCTION.....	5
CHAPITRE I RESEAU DE DISTRIBUTION - HTA	9
I. INTRODUCTION	11
II. ARCHITECTURE ET EXPLOITATION DES RESEAUX HTA	11
II.1. Architecture du réseau de distribution HTA.....	13
II.2. Régimes de neutre du réseau de distribution.....	16
II.2.a) Neutre isolé	17
II.2.b) Neutre compensé.....	18
II.2.c) Neutre mis directement à la terre.....	18
II.2.d) Neutre impédant	19
III. LES DEFAUTS DANS LES RESEAUX HTA	19
III.1. Types et caractéristiques des défauts.....	20
III.1.a) Types des défauts.....	20
III.1.b) Caractéristiques des défauts monophasés.....	21
III.1.c) Caractéristiques des défauts polyphasés.....	22
III.2. Cycles d'élimination et nature des défauts.....	22
III.2.a) Les automatismes d'élimination des défauts	22
III.2.b) Nature des défauts.....	24
IV. DETECTION ET LOCALISATION DE DEFAUTS DANS LES RESEAUX HTA	24
IV.1. Généralités.....	24
IV.2. Méthodes de détection et localisation des défauts.....	26
IV.2.a) Méthodes de détection des défaut	26
IV.2.b) Méthodes de localisation des défauts.....	28
IV.2.c) Ce qui concerne notre recherche	29
IV.3. L'Indicateur de Passage de Défaut (IPD).....	29
IV.3.a) Constitution des IPD	29
IV.3.b) Types d'Indicateur de Passage de Défauts.....	30
IV.3.c) Avantages, inconvénients et limites des IPD	31
IV.4. Localisation de défaut à l'aide des IPD.....	32
IV.4.a) Signalisations fournies par les IPD	32
IV.4.b) La localisation de défaut et la reprise de service.....	33
V. GENERATION D'ENERGIE DECENTRALISEE (GED).....	34
V.1. Introduction	34
V.2. Intégration et impact de la GED sur les réseaux de distribution.....	36
V.2.a) Insertion de la GED sur un départ HTA classique.....	36
V.2.b) Nouvelle architecture de réseaux de distribution	37
V.3. Effets attendus de la GED sur les IPD.....	37
VI. SYNTHÈSE.....	38
CHAPITRE II MODELES, OUTILS ET RESEAUX D'APPLICATION	41
I. INTRODUCTION	43
II. MODELES DES IPD	43
II.1. Principe général de fonctionnement des IPD considérés.....	43
II.2. Détection de présence de défaut.....	44
II.3. Détermination de la direction du défaut.....	46
II.3.a) IPD - D1	46
II.3.b) IPD-D0 – modèle 1 (D0 ¹) - grandeurs fondamentales.....	48
II.3.c) IPD_ND0 - modèle 2 (IPD_D0 ²) – grandeurs transitoires.....	57
II.4. Choix des seuils pour les IPD.....	58
II.4.a) Seuil sur la tension simple	58
II.4.b) Seuil sur le courant de phase	58
II.4.c) Seuil sur la tension résiduelle	59
II.4.d) Seuil sur le courant résiduel pour ND0	59
II.4.e) Seuil de courant résiduel pour l'IPD_D0 ¹ -modèle 1.....	59
II.4.f) Seuil de courant et de tension résiduels pour l'IPD_D0 ² -modèle 2	59
II.5. Localisation des défauts à partir de la réponse des IPD.....	59
III. INFLUENCE DE LA GED SUR L'UTILISATION DES IPD.....	60
III.1. Défauts monophasés et biphasés - terre.....	60

III.2. Défauts triphasé et biphasé isolé.....	61
IV. RESEAUX D'APPLICATION	62
IV.1. Départs HTA C0505 et C0707	64
IV.2. Raccordement de la GED.....	64
IV.3. Départs supplémentaires.....	65
IV.4. Données de fiabilité.....	66
V. OUTILS DE SIMULATION	67
VI. CONCLUSIONS.....	67
CHAPITRE III ANALYSE DU COMPORTEMENT DES IPD	69
I. INTRODUCTION	71
II. INFLUENCE DU CONTEXTE DE FONCTIONNEMENT SUR LA REPOSE DES IPD	71
II.1. Cas considérés – la démarche.....	71
II.1.a) Positions des IPD, des défauts et de la GED.	71
II.1.b) Seuils pour les IPD.....	73
II.1.c) Indication des IPD dans la simulation	73
II.2. Vérification du fonctionnement des IPD dans les réseaux HTA sans GED.....	74
II.2.a) Simulation du fonctionnement des ND1	74
II.2.b) Simulation du fonctionnement des ND0 et D0.....	76
II.2.c) Evaluation des résultats de simulation.....	80
II.3. Localisation des défauts par IPD dans les réseaux HTA avec GED.....	80
II.3.a) GED de faible puissance.....	81
II.3.b) GED de puissance importante	82
II.4. Signalisation des IPD lors du défaut réamorçant	83
II.5. Synthèses des résultats	85
II.5.a) Défaut triphasé et biphasé isolé	86
II.5.b) Défaut biphasé terre	86
II.5.c) Défaut monophasé.....	86
II.5.d) Défaut réamorçant.....	86
III. ANALYSE DE LA ROBUSTESSE DU DIAGNOSTIC AVEC IPD	87
III.1. Introduction.....	87
III.2. Développements préliminaires.....	87
III.2.a) Rappels théoriques	88
III.2.b) Matrices de probabilités conditionnelles P(réponse réelle / réponse idéale) des IPD.....	89
III.2.c) Généralisation	90
III.3. Application.....	90
III.3.a) Départ sans GED.....	90
III.3.b) Départ avec GED	93
IV. CONCLUSIONS.....	95
CHAPITRE IV OPTIMISATION DU PLACEMENT DES IPD DANS LES RESEAUX HTA	97
I. INTRODUCTION	99
II. METHODE POUR L'OPTIMISATION DU PLACEMENT DES IPD.....	99
II.1. Eléments à considérer pour le placement des IPD.....	100
II.2. Choix de la méthode d'optimisation.....	101
II.3. Application de l'algorithme pour notre étude	102
II.3.a) Description du réseau HTA	102
II.3.b) Représentation d'une possibilité de placement des IPD	103
II.3.c) Optimisation par l'Algorithme génétique	104
Le fonctionnement de l'optimisation du placement des IPD est décrit dans la Figure IV-3.....	104
III. RESULTATS DE SIMULATION.....	105
III.1. Démarche et présentation du programme de l'optimisation.....	106
III.1.a) Détermination de la fonction objectif.....	106
III.1.b) Présentation du programme d'optimisation	108
III.1.c) Données du réseau.....	110
III.1.d) Paramètres d'entrée pour réaliser l'optimisation.....	110
III.2. Validation du principe de calcul des indices de fiabilité choisis.....	111
III.2.a) Présentation du programme de calcul de fiabilité.....	111
III.2.b) Comparaison des résultats.....	113
III.3. Résultat de simulations pour le réseau sans GED	115
III.3.a) Objectif de l'énergie non distribuée (END)	115
III.3.b) Objectif de END avec des IPD déjà positionnés	117
III.3.c) Objectif global (Global)	118

III.4. Résultat de l'optimisation pour le réseau avec GED	118
III.4.a) GED non utilisée en secours (mode 1)	118
III.4.b) GED utilisée en secours (mode 2)	120
III.5. Evaluation des résultats – choix des paramètres de réglage de l'algorithme génétique	120
IV. CONCLUSION	122
CONCLUSIONS	123
BIBLIOGRAPHIE.....	129
ANNEXES	135
ANNEXE 1 : LOCALISATION DE DEFAUT ET REPRISE DE SERVICE EN HTA	137
ANNEXE 2 : ARRETE RELATIF AU RACCORDEMENT DE GED EN DISTRIBUTION	142
ANNEXE 3 : DETERMINATION DU DEPHASAGE ENTRE COURANT DE PHASE ET TENSION COMPOSEE LORS DU COURT-CIRCUIT.....	147
<i>Court-circuit triphasé</i>	147
<i>Court-circuit biphasé</i>	148
ANNEXE 4 : DONNEES DE FIABILITE DU DEPART C0707	150
<i>Généralités</i>	150
<i>Conducteurs (lignes et câbles)</i>	151
<i>Organes de coupure</i>	152
<i>Transformateurs</i>	152
<i>Charges HTA/BT</i>	153
<i>Production décentralisée (GED)</i>	154
ANNEXE 5 : SIGNALISATIONS DES IPD DANS LES SIMULATIONS	156
<i>Signalisation des IPD ND1 dans les départs sans GED</i>	157
<i>Signalisation des IPD ND0 et D0 dans le réseau avec plusieurs départs et sans GED</i>	159
ANNEXE 6 : EXEMPLES DE SIMULATIONS POUR L'AMELIORATION DE LA ROBUSTESSE DU DIAGNOSTIC AVEC IPD	160
<i>IPD non directionnels dans le réseau avec GED</i>	160
<i>IPD directionnels dans le réseau avec GED</i>	160
<i>IPD directionnels et non directionnels dans un même réseau</i>	161
ANNEXE 7 : PRESENTATION GENERALE DE L'ALGORITHME GENETIQUE (AG)	163
Opérateur de sélection.....	165
Opérateurs de croisement et de mutation	166
Intérêt des opérateurs	167
ANNEXE 8 CARACTERISTIQUES DU DEPART C0707 POUR L'OPTIMISATION	168
<i>Caractéristiques des conducteurs</i>	168
<i>Type de poste HTA / BT</i>	170
<i>Description du départ C0707 utilisée dans le programme</i>	172
ANNEXE 9 DONNEES DE FIABILITE UTILISEES DANS LE PROGRAMME DE CALCUL DES INDICES DE FIABILITE. ..	176
ANNEXE 10 EXEMPLES DE SIMULATIONS POUR L'OPTIMISATION DU PLACEMENT DES IPD	177
<i>Objectif ID pour le départ sans GED</i>	177
<i>Objectif OuC^l dans le départ avec GED utilisée en secours (mode 2)</i>	177

Introduction

La fonction principale d'un réseau électrique est d'acheminer l'énergie des centres de production jusqu'aux consommateurs. La fourniture d'électricité, en ce qui concerne la sûreté et la disponibilité, constitue un point clef de la gestion des réseaux électriques. Ceci est particulièrement vrai pour les réseaux de distribution, lien entre les réseaux de transport et de répartition et les consommateurs. La gestion de tels réseaux est complexe du fait de leur architecture, du faible nombre de données disponibles et des perturbations variées qui peuvent s'y produire.

La détection et la localisation de défauts sont dès lors une composante de plus en plus importante pour cette gestion. Dans les réseaux électriques, il existe plusieurs types de défauts (polyphasés ou monophasés). Lors de l'occurrence de ces défauts, les exploitants doivent avoir connaissance de l'existence du défaut, l'isoler et le réparer le plus rapidement possible pour réalimenter les clients. Ces actions constituent la détection et localisation de défauts dans les réseaux électriques.

Pour réaliser la détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution, il est possible d'utiliser des **Indicateurs de Passage de Défaut (IPD)**. Ce sont des dispositifs qui détectent la présence de défaut et éventuellement sa direction en fournissant les indications localement ou au système de téléconduite. Grâce à ces signalisations, les exploitants peuvent déterminer la partie du réseau en défaut en vue de ré-alimenter rapidement les parties saines de ce réseau.

Le développement de la production combinée d'électricité et de chaleur, la valorisation d'énergies longtemps négligées (gaz de biomasse, éoliennes, etc.) et la dérégulation du marché de l'énergie ont contribué à augmenter sensiblement le nombre d'autoproducteurs désireux de se raccorder au réseau électrique. Ce sont principalement les réseaux de distribution à basse ou moyenne tension (respectivement BT et HTA) qui sont concernés par . l'introduction de ces sources de Génération d'Energie Décentralisées ou Dispersées (**GED**).

Le problème de détection et de la localisation des défauts est bien connu et a été déjà largement traité mais l'évolution actuelle complique les conditions de fonctionnement et peut rendre les méthodes actuelles inefficaces. En effet, le développement de GED modifie les transits des puissances et l'amplitude des signaux liés aux défauts. Notre étude porte donc principalement sur l'influence de l'insertion de GED sur la détection et localisation de défauts par IPD dans les réseaux de distribution HTA.

Un autre objectif concerne le placement optimal des IPD dans les réseaux HTA. En effet, lors d'un défaut, les exploitants du réseau réalisent la localisation de défaut et la reprise de service par manoeuvres des organes de coupure. Grâce aux signalisations des IPD, on peut éviter plusieurs essais d'ouverture et de fermeture des interrupteurs et réduire ainsi le temps de localisation du défaut, donc le temps de coupure d'électricité (indisponibilité) pour les clients. Notre objectif est donc l'optimisation du placement des IPD afin d'obtenir la localisation de défaut la plus efficace. Nous considérons également l'influence de la GED sur ce placement optimal des IPD.

Mes travaux de thèse ont été réalisés au sein du Groupement d'Intérêt Economique « IDEA (Inventer la Distribution Electrique de l'Avenir) » réunissant l'INPG par le Laboratoire Electrotechnique de Grenoble, Electricité de France et Schneider Electric. Ce rapport de thèse se décompose en quatre chapitres :

- Le premier présente le contexte de la recherche qui porte sur la détection et la localisation des défauts dans les réseaux de distribution HTA. Pour cela, nous allons aborder l'architecture, l'exploitation et l'évolution des réseaux HT. Les défauts et les méthodes de détection et localisation des défauts sont également présentés.
- Nous présentons dans le deuxième chapitre les modèles des IPD utilisés, les réseaux d'application sur lesquels le fonctionnement de ces IPD est analysé en tenant compte de la présence des GED, et enfin, les outils utilisés pour les simulations à conduire.
- Dans le troisième chapitre, nous allons analyser le comportement des IPD installés dans les réseaux HTA. La première partie de ce chapitre consiste à étudier l'influence du contexte de fonctionnement sur la détection et la localisation de défaut par IPD suivant la configuration des réseaux de distribution HTA, en particulier dans le cas d'insertion de production décentralisée (GED). La deuxième partie concerne l'analyse de la robustesse du diagnostic effectué à partir des réponses des IPD.
- Le dernier chapitre consiste en l'optimisation du placement des IPD. Nous présentons la méthode d'optimisation retenue, à savoir les algorithmes génétiques. Les résultats de l'optimisation du placement des IPD pour un départ HTA sont analysés en fonction du nombre des IPD, des critères d'optimisation et de l'influence de la GED. Ces résultats sont comparés avec ceux obtenus par des outils de calcul d'indices de fiabilité.

Chapitre I

Réseau de distribution - HTA

CHAPITRE I RESEAU DE DISTRIBUTION - HTA	9
I. INTRODUCTION	11
II. ARCHITECTURE ET EXPLOITATION DES RESEAUX HTA	11
II.1. Architecture du réseau de distribution HTA.....	13
II.2. Régimes de neutre du réseau de distribution.....	16
II.2.a) Neutre isolé	17
II.2.b) Neutre compensé.....	18
II.2.c) Neutre mis directement à la terre.....	18
II.2.d) Neutre impédant.....	19
III. LES DEFAUTS DANS LES RESEAUX HTA	19
III.1. Types et caractéristiques des défauts.....	20
III.1.a) Types des défauts.....	20
III.1.b) Caractéristiques des défauts monophasés.....	21
III.1.c) Caractéristiques des défauts polyphasés.....	22
III.2. Cycles d'élimination et nature des défauts.....	22
III.2.a) Les automatismes d'élimination des défauts	22
III.2.a.i) Disjoncteur shunt.....	22
III.2.a.ii) Cycle rapide.....	22
III.2.a.iii) Cycle lent.....	23
III.2.a.iv) Déclenchement définitif.....	23
III.2.b) Nature des défauts.....	24
IV. DETECTION ET LOCALISATION DE DEFAUTS DANS LES RESEAUX HTA	24
IV.1. Généralités	24
IV.2. Méthodes de détection et localisation des défauts.....	26
IV.2.a) Méthodes de détection des défaut	26
IV.2.a.i) Courant de phase	26
IV.2.a.ii) Tension neutre terre.....	26
IV.2.a.iii) Tension résiduelle et courant résiduel	26
IV.2.a.iv) Exploitation des harmoniques :	27
IV.2.b) Méthodes de localisation des défauts.....	28
IV.2.b.i) Reconfiguration du réseau :	28
IV.2.b.ii) Calcul de la distance de défaut :	28
IV.2.c) Ce qui concerne notre recherche	29
IV.3. L'Indicateur de Passage de Défaut (IPD).....	29
IV.3.a) Constitution des IPD.....	29
IV.3.b) Types d'Indicateur de Passage de Défauts.....	30
IV.3.c) Avantages, inconvénients et limites des IPD	31
IV.4. Localisation de défaut à l'aide des IPD	32
IV.4.a) Signalisations fournies par les IPD	32
IV.4.a.i) Pour les défauts polyphasés,	32
IV.4.a.ii) Pour les défauts monophasés,.....	32
IV.4.b) La localisation de défaut et la reprise de service.....	33
V. GENERATION D'ENERGIE DECENTRALISEE (GED).....	34
V.1. Introduction	34
V.2. Intégration et impact de la GED sur les réseaux de distribution.....	36
V.2.a) Insertion de la GED sur un départ HTA classique.....	36
V.2.b) Nouvelle architecture de réseaux de distribution	37
V.3. Effets attendus de la GED sur les IPD.....	37
VI. SYNTHÈSE.....	38

I. Introduction

Ce chapitre présente le contexte de notre recherche qui porte sur la détection et la localisation des défauts dans les réseaux de distribution HTA. Pour cela, nous allons aborder l'architecture, l'exploitation des réseaux et les défauts. Nous allons ensuite présenter les méthodes de détection et localisation des défauts parmi lesquelles notre recherche s'inscrit. Enfin, nous allons parler de l'évolution des réseaux HTA dont nous devons tenir compte pour pouvoir proposer des solutions viables à terme.

La deuxième partie de ce chapitre présente le domaine d'application : les réseaux HTA et leur rôle dans le système électrique, les éléments de puissance, de protection, de détection et de traitement de défauts constituant ces réseaux.

Une liste de défauts qui peuvent intervenir dans les réseaux HTA est présentée dans la troisième partie. Nous précisons les origines, la nature et les types de défaut.

Dans la quatrième partie, nous parlons des méthodes de détection et localisation des défauts actuelles, en particulier celles qui utilisent les Indicateurs de Passage de Défaut (IPD) qui sont des appareils de détection de défaut utilisés largement dans les réseaux de distribution d'aujourd'hui. Un de nos objectifs sera donc d'optimiser leur placement dans le réseau.

Le développement des sources de Génération d'Énergie Décentralisées (GED), présenté dans la cinquième partie, complique les conditions de fonctionnement et peut rendre les méthodes de détection actuelles inefficaces. En effet, le développement de GED modifie les transits des puissances et l'amplitude des signaux liés aux défauts. Notre recherche considère donc ce problème.

Enfin, la partie synthèse fournit une description globale des objectifs de la thèse en résumant le contexte actuel et futur de nos recherches.

II. Architecture et Exploitation des réseaux HTA

Le système électrique est structuré en plusieurs niveaux (Figure I-1), [CAR-90], assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions.

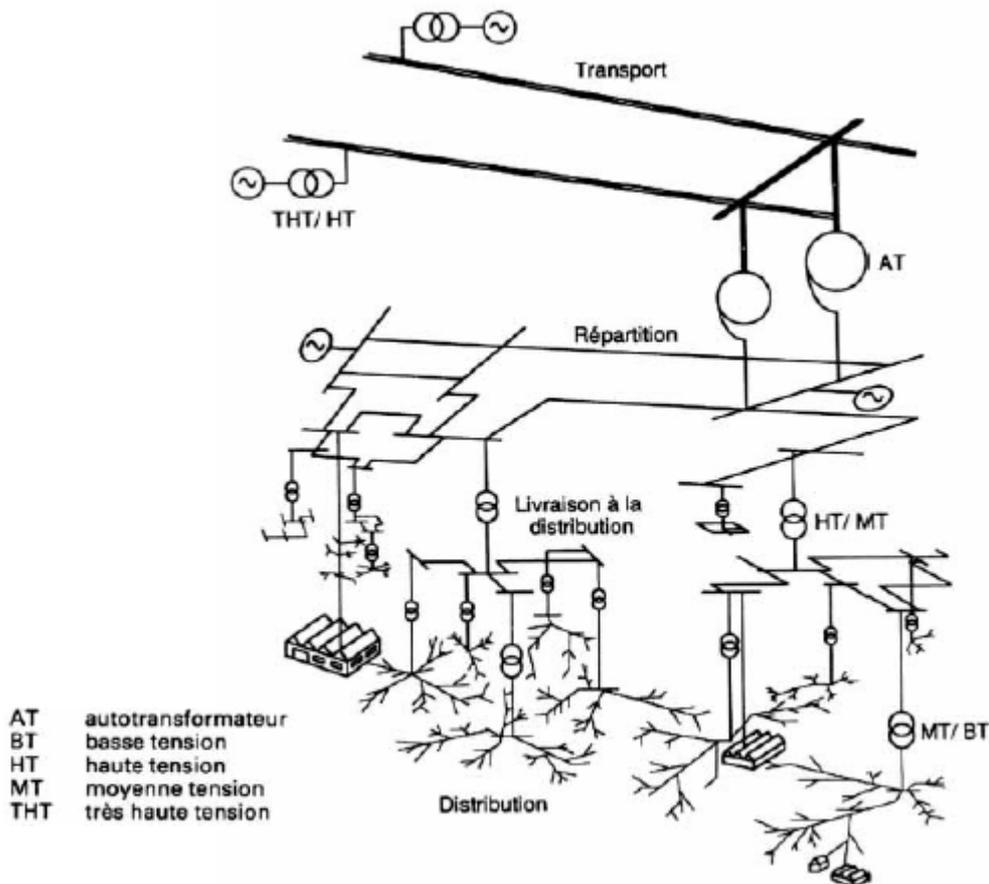


Figure I-1: Hiérarchisation d'un réseau électrique

- Les **réseaux de transport** à très haute tension (**THT**) transportent l'énergie des gros centres de production vers les régions consommatrices (de 150 à 800 kV, en France 400 et 225 kV). Ces réseaux sont souvent interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à disposition de tous les consommateurs.
- Les **réseaux de répartition** à haute tension (**HT**) assurent, à l'échelle régionale, la desserte des points de livraison à la distribution (de 30 à 150 kV, en France 90 et 63 kV).
- Les **réseaux de distribution** sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux **THT** et **HT**. On distingue deux sous-niveaux: les réseaux à moyenne tension (**MT**: 3 à 33 kV, en France 20 kV) et les réseaux à basse tension (**BT** : 110 à 600 V, en France 400 V).

En France, la récente publication UTE C 18-510 relative à la sécurité sur les ouvrages électriques, applicable depuis janvier 1989, définit de nouveaux domaines de tension [CAR-90]. En courant alternatif, ces domaines sont présentés dans le Tableau I-1 (U_n tension nominale, valeur efficace en volts) :

domaine haute tension (HT)	domaine basse tension (BT)
HTB : $U_n > 50.000$ (V)	BTB : $500 < U_n \leq 1\ 000$ (V)
HTA : $1000 < U_n \leq 50.000$ (V)	BTA : $50 < U_n \leq 500$ (V)
	TBT : $U_n \leq 50$ (V) - très basse tension

Tableau I-1 : Définition des niveaux de tension

Notre recherche n'aborde que **les réseaux de distribution HTA** qui sont à structure radiale (en coupure d'artère ou arborescente) en grande majorité et sont exploités en boucle ouverte. Ces réseaux peuvent être aériens ou souterrains. De nos jours, la volonté de relever la qualité d'alimentation de ces zones et les contraintes environnementales de plus en plus sévères font que l'utilisation du souterrain devient de plus en plus fréquente. Dans cette partie, nous nous intéresserons à l'architecture des réseaux de distribution, au type de régime de neutre possible ainsi qu'aux systèmes de protection existants.

II.1. Architecture du réseau de distribution HTA

Les réseaux de distribution sont en général conçus de façon hiérarchisée dans le sens des transits de puissance [PHA-02].

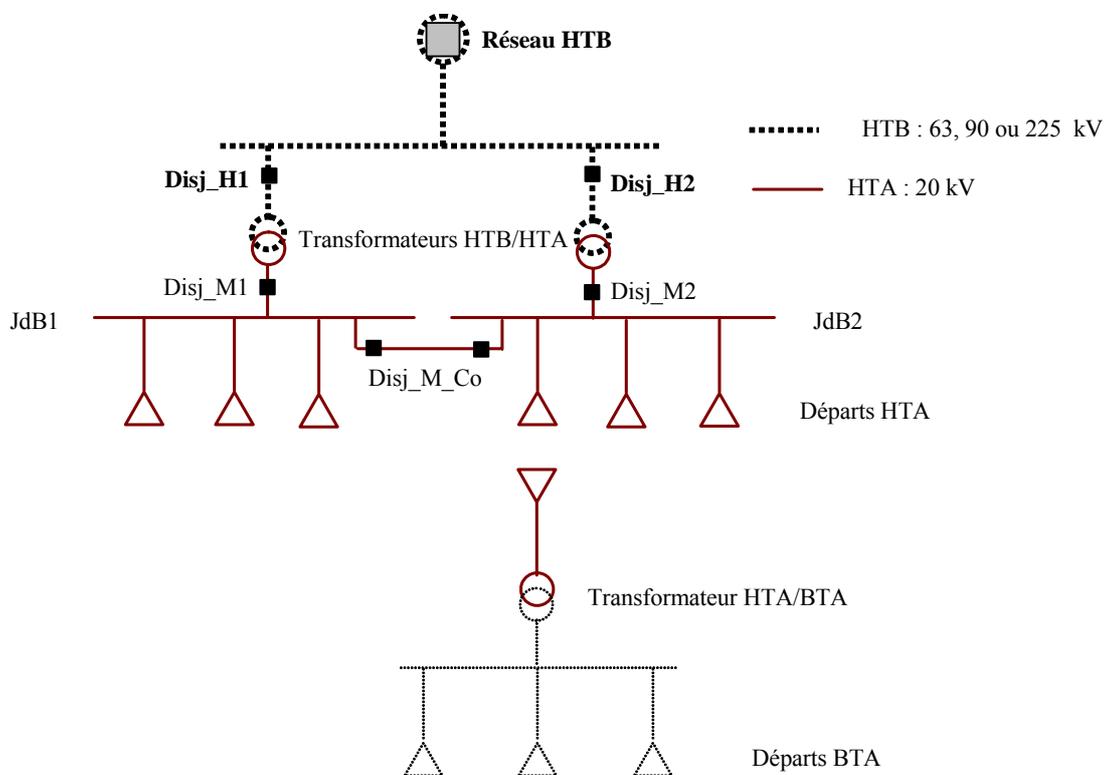


Figure I-2 : Architecture générale du réseau de distribution HTA

L'architecture générale du réseau de distribution HTA est représentée sur la Figure I-2. A partir d'un point de connexion au réseau HTB, un jeu de barres alimente deux transformateurs HTB/HTA. Leur puissance est dimensionnée afin qu'un seul transformateur puisse alimenter l'ensemble de la charge du réseau au cours d'une période de maintenance sur l'une des deux branches du poste (redondance au niveau des branches du poste). Des disjoncteurs sont placés en amont (Disj_H1 et Disj_H2) et en aval (Disj_M1 et Disj_M2) des transformateurs pour les protéger et éviter que les défauts du poste ne remontent au niveau HTB. Chaque transformateur dessert un jeu de barres (JdB1 et JdB2) sur lequel partent **plusieurs départs HTA**. Une interconnexion entre les jeux de barre HTA permet de les coupler (en actionnant les disjoncteurs Disj_M_Co) lorsqu'une branche du poste est en maintenance. D'autres schémas sont aussi utilisés comme la structure en double antenne (avec deux arrivées HTB) et celle en double antenne et double jeu de barre.

Les postes HTA/BTA ou postes de distribution publique, alimentés par le réseau HTA, transforment l'énergie et la transmettent au réseau basse tension BTA sur lequel sont en général directement raccordés les clients.

De la même façon que pour les autres caractéristiques, la structure des réseaux de distribution dépend du pays où l'on se trouve. En France, les réseaux de distribution sont exploités selon une structure radiale. On trouve dans la Figure I-3 les réseaux HTA à structure radiale en coupure d'artère (chaque poste HTA/BT possède deux arrivées HTA indépendantes) et à structure radiale arborescente exploitée en boucle ouverte.

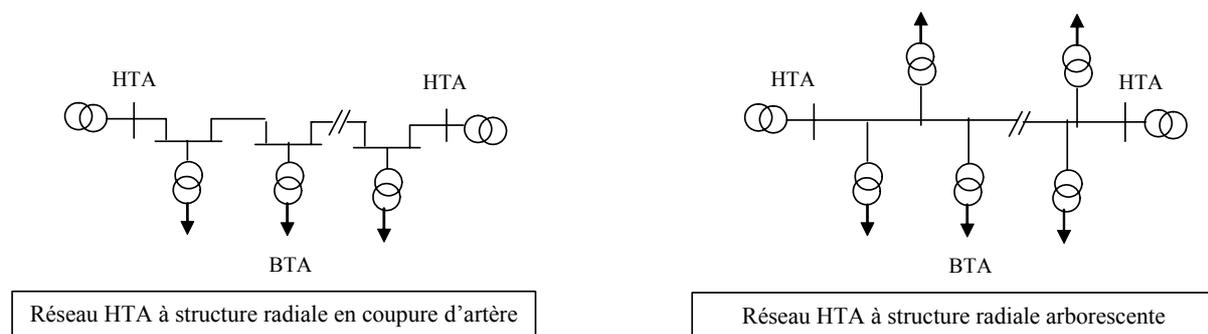


Figure I-3 : Structures du réseau de distribution HTA

La structure type d'un **départ HTA** est représentée sur la Figure I-4. La structure radiale impose que chaque charge n'est alimentée que par un seul chemin (contrairement au réseau HTB maillé). Dans les réseaux de distribution HTA type européens, le neutre n'est pas distribué, les lignes HTA triphasées sont donc composées de trois conducteurs [MEG-05].

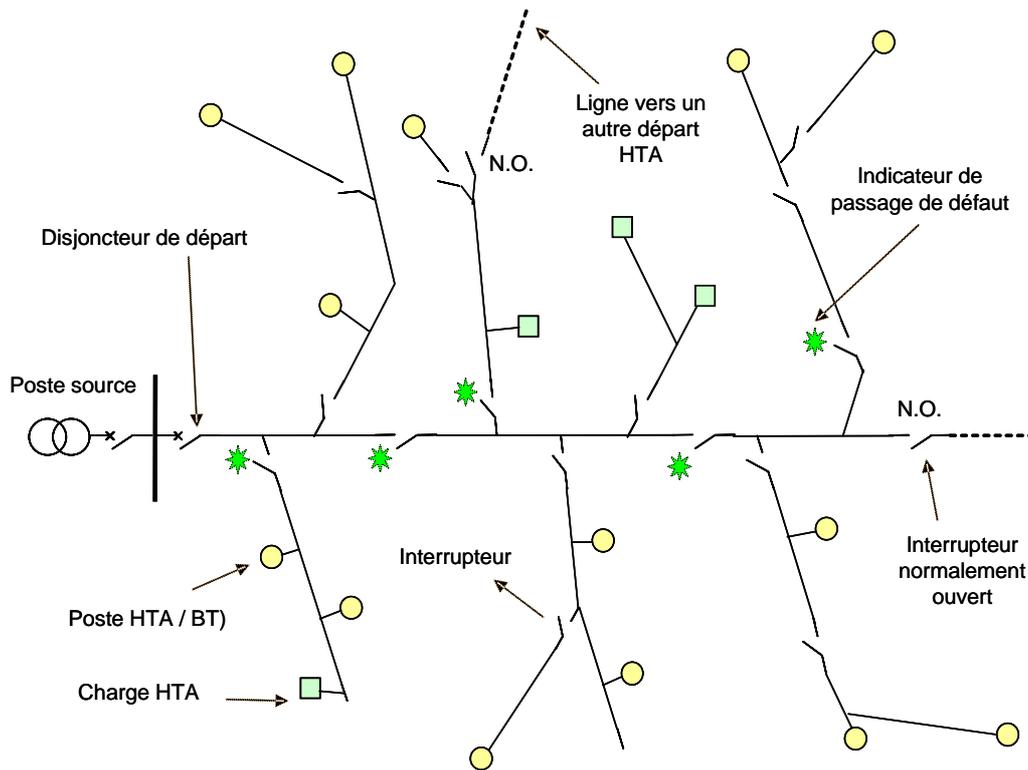


Figure I-4 : Schéma unifilaire de la structure d'un départ HTA

Dans un départ HTA, on distingue :

- Le disjoncteur de départ : son rôle est de déclencher sur les défauts du départ.
- Les lignes triphasées : l'artère principale et les artères secondaires.
- Les interrupteurs : lors d'une défaillance sur un composant du réseau, ils permettent d'isoler la partie comportant le composant en défaut pour effectuer la maintenance. On distingue deux types d'interrupteurs actuellement employés : Interrupteurs à commande manuelle et Interrupteurs télécommandés.
- Les Disjoncteurs Réenclencheurs de Réseau (DRR) : placés sur des lignes du départ, ils permettent, lors d'un défaut en aval, d'isoler la partie aval sans que la partie amont ne subisse de coupure. Ils sont surtout employés sur les départs HTA urbains pour améliorer la continuité de l'énergie distribuée.
- Les secours : composés d'un interrupteur normalement ouvert et d'une ligne raccordée à un autre départ HTA (du même poste HTB/HTA ou d'un autre), ils servent à réalimenter des zones du départ non alimentées lors de maintenances.
- Les Indicateurs de Passage de Défaut (IPD) ou détecteurs de défaut : leur rôle est d'aider à la localisation du défaut sur le réseau (détaillés dans le paragraphe **IV.3**).

Les charges HTA sont connectées au réseau par l'intermédiaire d'une cellule de protection comprenant un interrupteur et un fusible ou un disjoncteur. Cette cellule permet d'éliminer les défauts du côté de la charge afin que le départ n'en soit pas affecté. Pour les charges BT, ce sont des postes de transformation HTA/BT ayant une cellule d'arrivée et de protection générale composée d'appareillages HTA (sectionneur, interrupteur, interrupteur sectionneur, disjoncteur, fusible) et une cellule de protection de départ BT composée soit d'un disjoncteur soit d'un interrupteur sectionneur qui a également pour rôle d'éliminer les défauts du côté du réseau BT afin que le départ HTA n'en soit pas affecté.

Les réseaux HTA **ruraux** se caractérisent par une structure avec beaucoup d'arborescences, du fait de la dispersion des zones de consommation et, pour la plupart, des lignes aériennes. A l'inverse, les réseaux HTA **urbains** ont une structure peu arborescente et sont constitués en général par des câbles souterrains. La longueur totale d'un départ HTA est comprise entre 10 km et 30 km (pour des réseaux ruraux).

II.2. Régimes de neutre du réseau de distribution

Lors d'un défaut dans le réseau de distribution, les valeurs des courants et des tensions des conducteurs dépendent du régime du neutre du réseau. Chaque régime de neutre entraîne donc l'installation de matériels spécifiques pour le niveau d'isolement, les conditions d'exploitation et d'entretien, les systèmes de protection et les méthodes de détection et localisation des défauts.

Le régime de neutre adopté doit être cohérent avec la structure du réseau de distribution (niveau de tension, longueur des départs, réseau souterrain ou aérien, densité de charge) et a une incidence sur les niveaux de sécurité et de qualité de service. On rencontre ainsi à travers le monde des régimes de neutres variés, [PRE-98], [CAR-90], [WEL-98].

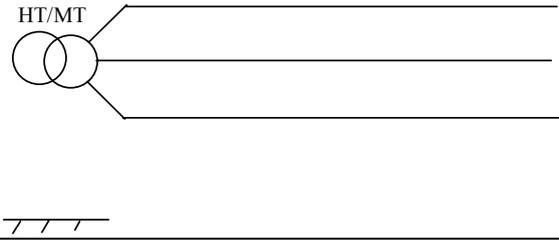
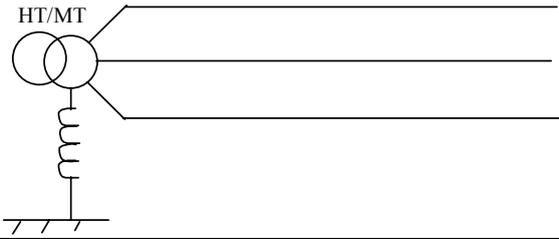
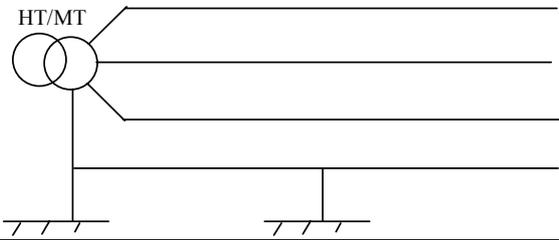
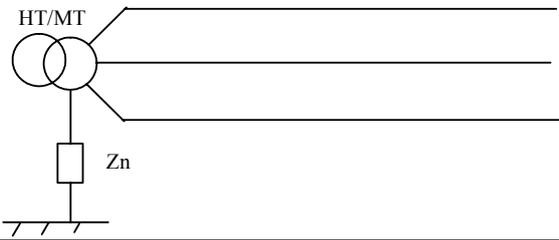
Régime de neutre	Schéma de raccordement	Pays
Neutre isolé		Italie Japon Norvège
Bobine de compensation (Bobine de Petersen)		Allemagne Grande-Bretagne (rural)
Neutre directement à la terre		Canada Etats-Unis
Neutre impédant (Zn : quelques dizaines d'ohms)		Belgique France Grande-Bretagne (Urbain) Irlande Suède Finlande

Tableau I-2 : Différents régimes de neutres du réseau de distribution dans le monde

II.2.a) Neutre isolé

Dans ce cas, le point neutre du réseau n'est pas relié à la terre. Lors des défauts entre phase et terre, les courants de défauts sont donc limités à des valeurs très faibles (sauf lorsque les départs, surtout s'ils sont constitués de câbles souterrains, sont longs et la tension de desserte élevée, auquel cas le courant capacitif devient non négligeable). Pour cette raison, ce régime de neutre permet d'éviter des déclenchements et également de favoriser une bonne qualité de service.

En revanche, la montée des phases saines à la tension composée (voir paragraphe **II.3.b**) du chapitre II) nécessite l'utilisation d'un matériel surisolé ou d'un dispositif d'élimination des défauts associé à la surveillance de l'isolement entre phase et terre. Car le maintien prolongé

d'un défaut entre phase et terre risquerait de provoquer l'apparition de court-circuit biphasé, en cas de nouveau défaut à la terre sur une des autres phases saines.

II.2.b) Neutre compensé

Le principe consiste à insérer, entre le point neutre du réseau et la terre, une bobine (bobine Petersen) dont la réactance est telle qu'il y ait résonance, à la fréquence industrielle, avec la capacité homopolaire du réseau. L'avantage sur le plan de la qualité de service, grâce à l'extinction spontanée des arcs engendrés sur défauts entre phase et terre, est de ne pas perturber la distribution.

Ce régime de neutre ne fait pas l'objet des limitations rencontrées avec le neutre isolé, mais nécessite une réadaptation de la valeur de la réactance de la bobine à chaque changement de configuration du réseau [WEL-98]. De plus, les méthodes de détection et localisation des défauts actuelles rencontrent beaucoup de difficultés lors du défaut phase-terre dans les réseaux adoptant ce régime de neutre à cause d'un faible courant actif homopolaire. Une possibilité d'augmenter la sensibilité consiste à connecter, pour une durée limitée, une résistance en parallèle à la bobine de neutre, afin d'augmenter cette composante [CHR-82]. En France, la valeur de résistance est choisie pour un courant actif de 20A ([WEL-98]).

II.2.c) Neutre mis directement à la terre

Cette technique consiste à relier directement le point neutre à la terre. Elle présente l'avantage de minimiser les surtensions éventuelles. Pourtant, ce régime de neutre engendre des courants de défauts entre phase et terre très grands qui conduisent à des déclenchements fréquents. En revanche, il est facile de détecter ces défauts et une élimination sélective des défauts est possible, en utilisant par exemple des fusibles adaptés en différents emplacements des départs.

Les courants de défaut importants entraînent également des contraintes importantes sur les matériels. C'est pourquoi, pour des raisons de sécurité, afin de limiter le retour du courant par le sol, on installe un conducteur de neutre relié à la terre de proche en proche (neutre dit distribué) et par lequel circule une part notable du courant de défaut. Une surveillance de la continuité de ce conducteur de neutre est également nécessaire. Une rupture de celui-ci serait dangereuse, entraînant de forts gradients de potentiel autour des connexions de terre, liés aux courants élevés d'écoulement à la terre.

II.2.d) Neutre impédant

Le point neutre du réseau est relié à la terre par une impédance. Son intérêt est de limiter les valeurs des courants de court-circuit sur défauts entre phase et terre, tout en ayant des surtensions modérées. Les valeurs relativement peu élevées des courants de défaut ne nécessitent pas l'ajout d'un conducteur de neutre.

Ce régime de neutre est un compromis entre celui du neutre relié directement à la terre et celui par la bobine Petersen. Il conduit à des contraintes raisonnables de tenue des matériels aux courts-circuits et permet de faciliter la détection et localisation des défauts ainsi que le système de protection dans le réseau.

En France, ce régime de neutre est normalisé depuis 1959, la mise à la terre se fait à travers [MAR-01]:

- soit une « Bobine de Point Neutre -BPN » en général de $(12 + 12j) \Omega$ pour les réseaux souterrains (limitation du courant de défaut monophasé théoriquement à 1000 A),
- soit une « Résistance de Point Neutre - RPN » de 40Ω pour les réseaux aériens (limitation du courant de défaut monophasé à 300 A).

Certains problèmes peuvent survenir du fait de l'utilisation de ce régime de neutre, notamment pour les réseaux mixtes (aérien + souterrain). Suite à de nombreuses études, certaines parties du réseau ont été dotées d'une mise à la terre du neutre par Bobine de Petersen, [WEL-98].

III. Les défauts dans les réseaux HTA

Le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul car lié à de nombreux paramètres aléatoires. Ainsi, les courts-circuits peuvent avoir diverses origines :

- **Electriques** : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. En effet, les matériels électriques que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comportent des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.
- **Atmosphériques** : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.

- **Mécaniques** : C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.
- **Humaines** : Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

On trouve plusieurs catégories de défauts dans les réseaux HTA. Ceux-ci sont caractérisés par leur type, leur durée et l'intensité du courant de défaut. Ainsi, on distingue :

III.1. Types et caractéristiques des défauts

III.1.a) Types des défauts

- **Les défauts triphasés** : Ce sont les courts-circuits entre les trois phases avec ou sans mise à la terre,
- **Les défauts biphasés** : Ce sont les courts-circuits entre deux phases ou une phase et le neutre avec ou sans mise à la terre,
- **Les défauts monophasés** : Ce sont des défauts entre une phase et la terre ou une phase et le neutre. Ils génèrent la circulation d'un courant homopolaire. Leur intensité est limitée par la résistance de terre et par la mise à la terre du neutre,

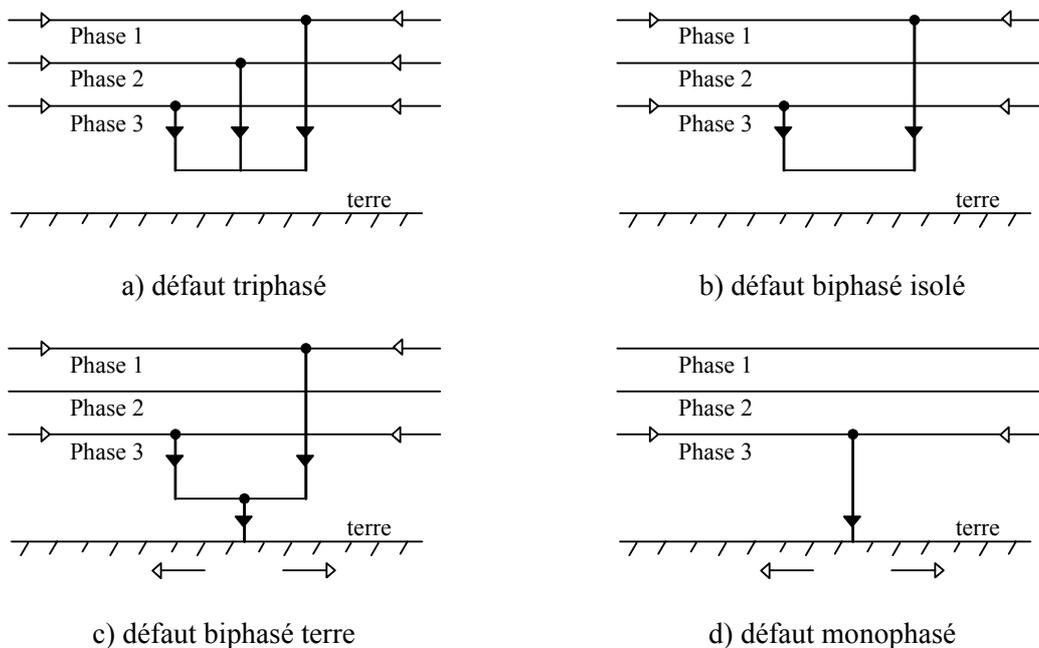


Figure I-5 Différentes types de défauts

L'existence de défauts multiples, en particulier les défauts monophasés, engendre des phénomènes ou d'autres types de défaut en fonction de la localisation et du temps.

- **Défaut double** : Ce sont deux défauts d'isolement phase terre simultanés entre deux phases différentes d'un même réseau alimenté par un même transformateur HTB/HTA sur des terres différentes éloignées géographiquement. Les deux défauts peuvent se trouver sur le même départ HTA ou sur deux départs HTA différents. Les défauts doubles font circuler dans les terres, à l'endroit des deux défauts, des courants élevés, provoquant par la même des montées en potentiel importantes.
- **Défaut évolutif** : C'est un défaut d'un type donné qui évolue vers un nouveau type dans un temps variable de quelques millisecondes à plusieurs centaines de millisecondes. Les plus fréquents sont :
 - Un défaut monophasé qui évolue en défaut polyphasé (bi ou triphasé)
 - Un défaut monophasé qui évolue en défaut double.

III.1.b) Caractéristiques des défauts monophasés

- **Défaut auto-extincteur** : Un défaut auto-extincteur monophasé est un défaut qui s'élimine seul, sans coupure de l'alimentation ou fermeture du disjoncteur shunt (voir III.2.a.i)). Ces défauts existent sur les réseaux à neutre impédant (environ 10% des défauts). Mais ils existent surtout sur les réseaux à neutre compensé dans des proportions importantes (jusqu'à 80%), [RAY-02].
- **Défaut réamorçant** : Un défaut réamorçant est un défaut monophasé auto-extincteur, qui réapparaît périodiquement (dans environ 90% de cas, le défaut monophasé auto-extincteur est constitué d'un seul amorçage). Le temps entre deux réamorçages peut varier de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes. Si le temps entre deux réamorçages successifs est inférieur à 200 ms, on considère cette succession de défauts comme le même défaut.

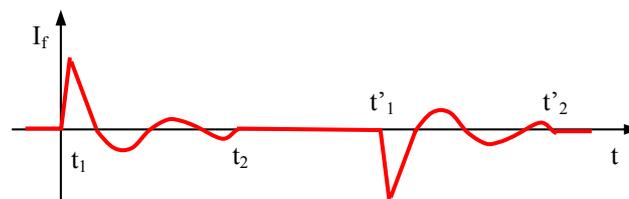


Figure I-6 Allure d'un défaut réamorçant

Chaque période du défaut réamorçant a les caractéristiques suivantes :

- ✓ Elle est caractérisée par l'existence d'un transitoire de courant significatif à l'amorçage (de quelques dizaines à quelques centaines d'ampères) qui se produit lors de l'apparition du défaut.
 - ✓ Elle disparaît spontanément, en des temps généralement très courts (80% durent moins de 20ms).
 - ✓ Elle ne comprend généralement pas de courant à composante 50 Hz notable.
- **Défaut en régime établi à 50Hz :** Un défaut en régime établi 50Hz comporte un courant ayant essentiellement une composante à 50Hz après son apparition.

III.1.c) Caractéristiques des défauts polyphasés

Les défauts polyphasés sont la plupart du temps des défauts en régime établi 50Hz. Ils sont, dans leur très grande majorité, éliminés par l'ouverture d'un disjoncteur en réseau. Ils entraînent toujours lors de leur apparition, un creux de tension, plus ou moins important en fonction de la puissance de court circuit. Le creux de tension provoqué par un défaut polyphasé est généralement ressenti par la clientèle, bien au-delà du seul départ HTA concerné par le défaut. Les défauts polyphasés peuvent être, dans de très rares cas, des défauts auto- extincteurs.

III.2. Cycles d'élimination et nature des défauts

III.2.a) Les automatismes d'élimination des défauts

III.2.a.i) Disjoncteur shunt

C'est un appareil installé dans le poste source du réseau HTA à neutre impédant. Il shunte temporairement (durant environ 150 à 250 ms) l'impédance de neutre sur la phase en défaut si un défaut monophasé non auto-extincteur apparaît sur cette même phase durant un temps compris entre 60 et 100ms. Celui-ci permet en effet, d'abaisser suffisamment la tension au point de défaut pour l'éliminer. Il n'y a donc pas de coupure triphasée et, comme les tensions composées sont pratiquement inchangées, les utilisateurs ne sont pas perturbés.

III.2.a.ii) Cycle rapide

C'est un cycle qui s'exécute automatiquement sur un disjoncteur de poste source ou en tête d'ossature. Ce disjoncteur coupe l'alimentation du réseau en défaut durant environ 300ms (± 100 ms).

Pour les défauts monophasés, le fonctionnement du cycle est différent selon les régimes de neutre :

- **Neutre impédant** : le cycle s'exécute après la fermeture et la réouverture du disjoncteur shunt, si le défaut monophasé réapparaît durant un temps supérieur à 100ms.
- **Neutre compensé** : Il n'y a pas dans ce cas, de disjoncteur shunt. Le cycle s'exécute dès la première apparition du défaut si le défaut est monophasé et s'il dure plusieurs centaines de millisecondes (typiquement de 600ms à 1s), que le défaut soit de type réamorçant ou en régime établi à 50Hz.

Pour les défauts polyphasés, il n'y a jamais de fonctionnement du disjoncteur shunt. Ce cycle se produit si le défaut polyphasé apparaît durant un temps supérieur à 100 ms, quelle que soit la mise à la terre du neutre du réseau HTA.

III.2.a.iii) Cycle lent

Ce cycle utilise également un disjoncteur de poste source ou en tête d'ossature. Le temps d'ouverture du disjoncteur est généralement de 15s. Il s'exécute après le cycle rapide (si celui-ci existe) et

- Pour les défauts monophasés qui durent plus de 500 ms (± 200 ms) si le neutre est impédant, ou plus de 600ms à 1s si le neutre est compensé.
- Pour les défauts polyphasés qui durent plus de 500ms (± 200 ms)

III.2.a.iv) Déclenchement définitif

C'est le déclenchement qui intervient à la fin des différents cycles configurés sur le réenclencheur (cycle rapide, 1 ou 2 cycles lents), appelés cycle de réenclenchement. Le disjoncteur reste ouvert jusqu'à l'intervention d'un opérateur. La Figure I-7 présente un cycle de réenclenchement avec trois tentatives (le défaut est toujours présent, le disjoncteur s'ouvre définitivement).

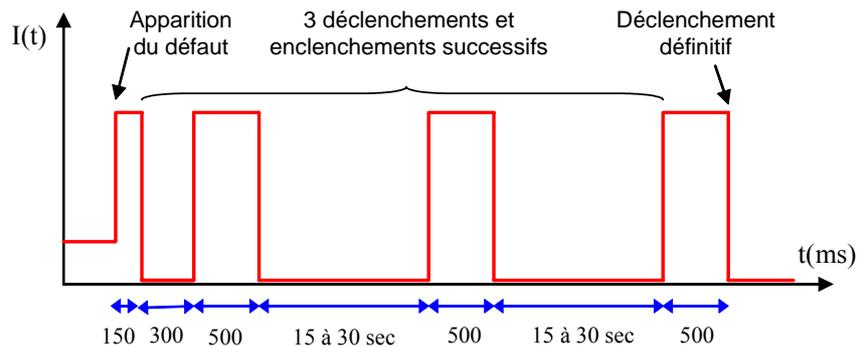


Figure I-7 : Cycle de réenclenchements d'un disjoncteur de départ

III.2.b) Nature des défauts

- **Défaut sans coupure** : C'est un défaut qui s'élimine sans coupure, même très brève de la clientèle. Il peut par contre produire des creux de tension significatifs (en cas de défauts polyphasés). Ce sont :
 - Les défauts auto – extincteurs (monophasés ou polyphasés), qui disparaissent naturellement par eux-mêmes en une durée inférieure à 100 ms,
 - Les défauts monophasés éliminés par le fonctionnement du disjoncteur shunt.
- **Défaut fugitif** : C'est un défaut éliminé par un cycle rapide
- **Défaut semi permanent** : C'est un défaut éliminé grâce à un ou deux cycles lents.
- **Défaut permanent** : C'est un défaut qui n'a pu être éliminé par les différents cycles de réenclenchements. Il a entraîné un déclenchement définitif du disjoncteur.

IV. Détection et localisation de défauts dans les réseaux HTA

IV.1. Généralités

La fourniture d'électricité, en ce qui concerne la sûreté et la disponibilité, constitue un point clef de la gestion des réseaux électriques. Ceci est particulièrement vrai pour les réseaux de distribution, lien entre le transport et les consommateurs. La gestion de tels réseaux est complexe du fait de leur architecture, du faible nombre de données disponibles (en effet, il n'y a pas beaucoup de mesures et les informations sur le réseau ne sont pas très bien connues ou renseignées) et des perturbations variées qui peuvent s'y produire.

Une des tâches importantes de la gestion du réseau consiste à traiter correctement l'occurrence des défauts. En général, on distingue trois niveaux de traitement suite à l'apparition d'un défaut sur un réseau de distribution, [WEL-98]:

- La détection du défaut,
- La sélection du départ en défaut,
- La localisation du défaut ou du tronçon du réseau en défaut.

La détection doit être très rapide car elle entraîne l'ouverture des disjoncteurs qui mettront hors tension la partie défectueuse du réseau. Elle est réalisée à partir des informations localement disponibles à l'endroit des indicateurs de passage de défaut (IPD) et des relais de protection (courants et tensions mesurés).

Lors du défaut polyphasé, le courant de défaut est très grand par rapport au celui de charge, la détection de ce type de défaut est donc simplement effectuée par le franchissement d'un seuil de courant. Par contre, lors du défaut monophasé, le courant de défaut est faible (en particulier dans le réseau à neutre isolé ou compensé), la détection de défaut est beaucoup plus compliquée.

La sélection du départ en défaut pour déterminer le départ qui a subi ou qui subit le défaut. Cette étape permet la localisation du défaut plus rapide.

La localisation précise du défaut sur un départ n'est utile que dans une deuxième phase : la reconfiguration du réseau. La localisation peut donc être plus lente que la détection. En revanche, elle doit être plus précise afin de pouvoir manœuvrer les interrupteurs de réseau de façon optimale. Cependant, il ne faut pas négliger le fait qu'une localisation trop lente peut retarder la réalimentation d'un certain nombre de clients, et nuire à la qualité de fourniture en augmentant l'énergie non distribuée.

La localisation peut permettre :

- soit de réaliser une localisation de la zone en défaut ;
- soit de calculer de façon la plus précise possible, la distance entre le défaut et un point de référence souvent représenté par le jeu de barre en sortie du poste source.

Dans la suite du document, nous présentons quelques méthodes de détection et localisation de défaut. Nous précisons pour chacune les domaines d'application (détection, sélection du départ ou localisation de défaut).

IV.2. Méthodes de détection et localisation des défauts

IV.2.a) Méthodes de détection des défaut

Le principe de détection des défauts dans les réseaux électriques repose sur le franchissement d'un seuil prévu des grandeurs électriques. Ce seuil peut porter sur le courant, la tension, les dérivées de ces grandeurs, les composants harmoniques, etc.

Remarquons que le défaut monophasé est le plus difficile à détecter, en particulier pour le réseau à neutre compensé [WEL-95a]. Par contre, les défauts polyphasés (les autres types) sont faciles à détecter [CLE-01a], [CLE-01b].

On distingue les méthodes de détection de défaut actuellement en service suivant les paramètres électriques utilisées.

IV.2.a.i) Courant de phase

Quand le défaut se produit, le courant de phase augmente très vite et il devient très élevé. On utilise ces caractéristiques pour détecter le défaut (méthode ampèremétrique [CLE-01a], [CLE-01b]). Si le seuil de courant est franchi ou si l'augmentation du courant durant une durée spécifique dépasse une valeur prévue, le défaut est déterminé. Cette méthode est utilisée pour détecter le défaut triphasé, biphasé ou monophasé (pour le réseau du neutre impédant ou mis directement à la terre) car le courant de défaut est élevé.

IV.2.a.ii) Tension neutre terre

La tension neutre terre, relativement faible en service normal, augmente immédiatement avec l'apparition d'un défaut monophasé. Dans le cas d'un défaut franc, elle atteint même la tension nominale simple du réseau. Ce phénomène peut être exploité pour la détection de défauts en définissant des valeurs seuils pour la tension neutre-terre ou pour sa variation [LEI-94]. Plus le défaut est résistif, plus cette méthode devient sensible aux autres facteurs qui peuvent faire varier la tension neutre-terre (i.e. asymétrie du réseau).

IV.2.a.iii) Tension résiduelle et courant résiduel

La tension résiduelle et le courant résiduel sont les sommes vectorielles des tensions simples et des courants de phases des trois phases. En l'absence de défaut à la terre, leurs valeurs sont égales à zéro. Quand le défaut se produit, elles deviennent non nulles. On profite de cette caractéristique pour détecter le défaut en comparant la tension résiduelle (et le courant résiduel) avec un seuil prévu.

Une autre méthode qui utilise ces grandeurs est la **méthode wattmétrique** traditionnelle. Elle exploite la faible composante active à 50Hz du courant homopolaire (égale à un tiers de courant résiduel) pour faire une mesure de la puissance [CHR-82]. La phase du courant homopolaire par rapport à la phase de la tension du déplacement du neutre, détermine si le défaut est situé en amont ou en aval (détection directionnelle). Cette méthode est très utile pour le réseau à neutre compensé dont la composante active n'est pas compensée par la bobine Petersen (voir **II.2.b**).

Une autre méthode, appelée «**Relais pour les défauts transitoires**» [WEL-95], [GRÜ-94] exploite les premières oscillations transitoires du courant homopolaire et de la tension du déplacement du neutre. L'orientation de ces premières demi-ondes (opposée ou dans le même sens) détermine également la direction du défaut par rapport à l'endroit du relais. L'objectif de cette méthode est de détecter non seulement les défauts permanents mais aussi les défauts transitoires générés par la foudre, des branches d'un arbre, des isolateurs en mauvais état, etc.

Au niveau du poste source, les deux méthodes ci-dessus peuvent être utilisées pour **la détection de défauts et la sélection du départ en défaut**. En plus, si plusieurs détecteurs de défaut, utilisant cette méthode, sont installés au long des lignes du réseau, la vue d'ensemble de leurs décisions peut être utilisée pour **une localisation plus précise du tronçon du réseau en défaut** [LHE-98].

Une méthode, développée par EDF, DESIR (DEtection Sélective par des Intensités Résiduelles) exploite les courants résiduels de chaque départ. L'objectif de cet algorithme est la détermination du départ en défaut, [WEL-98].

IV.2.a.iv) Exploitation des harmoniques :

L'exploitation des harmoniques est une autre variante pour **la détection et la sélection du départ en défaut**. Notamment l'harmonique 5, due aux non linéarités des transformateurs, est présente dans le courant homopolaire du réseau [CHR-82]. Il faut noter que dans le réseau accordé, le courant de défaut est uniquement compensé pour la fréquence fondamentale, les composantes à fréquences plus élevées ne sont pas concernées. En comparant les courants résiduels des départs, le départ en défaut peut être déterminé, puisque les harmoniques dans les trois phases s'annulent pour les départs sains. Comme pour la méthode wattmétrique, des détecteurs de défaut peuvent être installés à plusieurs endroits du réseau pour **localiser le tronçon du réseau en défaut**. L'inconvénient de cette méthode est qu'elle est tributaire d'un taux d'harmoniques constant et assez élevé, ce qui n'est pas toujours le cas dans la pratique.

De plus, les harmoniques représentent un effet parasite que l'on essaie de supprimer dans les réseaux électriques.

IV.2.b) Méthodes de localisation des défauts

IV.2.b.i) Reconfiguration du réseau :

C'est la méthode utilisée pour localiser la zone en défaut. Les réseaux de distribution disposent d'organes de coupure en réseau en des points stratégiques qui permettent, après la détection d'un défaut permanent, de reconfigurer le réseau afin de réalimenter la majorité des consommateurs. Seul le tronçon en défaut n'est alors plus alimenté afin de réparer les matériels endommagés et éliminer la cause du défaut si nécessaire. La méthode est du type essai – erreur. En conséquence, dans certains cas, la recherche de la zone en défaut peut durer plusieurs heures et augmente les détériorations subies par les matériels lors des différentes réalimentations.

De plus, les défauts auto-extincteurs (endommageant les matériels) ne peuvent pas être localisés par cette méthode. Elle ne permet donc de localiser que des défauts fugitifs réamorçants ou des défauts permanents.

La décision de manoeuvre des organes de coupure est effectuée en recoupant les indications des Indicateurs de Présence de Défauts (IPD – Cf. IV.3) [CIR-98].

IV.2.b.ii) Calcul de la distance de défaut :

Ce sont des méthodes de **localisation précise du défaut** par calcul de la distance entre le défaut et un point de référence souvent représenté par le jeu de barre en sortie du poste source (par souci de facilité et d'économie). Les méthodes courantes s'appuient sur la mesure de grandeurs électriques à la fréquence fondamentale. Cependant, la localisation des défauts est d'autant plus difficile que le réseau présente beaucoup de bifurcations et d'antennes ; certaines méthodes proposent dès lors une localisation à partir de mesures (tensions et/ou courants) réalisées à chaque extrémité d'antenne. Les mesures sont généralement synchronisées, mais certains auteurs proposent des méthodes à partir de mesures non synchronisées. Les méthodes du calcul de la distance de défaut rencontrées sont : *calcul de l'impédance de la boucle de défaut (ou mesure de grandeurs électriques à une extrémité de l'élément surveillé)* [MAR-02], *mesure des variations de courant résiduel dans un départ « rebouclé »* [ROM-01] et *mesure de grandeurs électriques aux deux extrémités d'un élément surveillé* [LIN-98], [JIA-01].

IV.2.c) Ce qui concerne notre recherche

Parmi les méthodes de détection et localisation de défauts ci-dessus, nous insistons sur celles utilisant les IPD. Ces appareils sont actuellement largement utilisés dans les réseaux de distribution avec tout type de régime de neutre. Notre objectif est donc focalisé sur l'amélioration du positionnement et de l'utilisation des IPD afin de permettre une localisation de défaut plus efficace.

Dans la suite, nous présentons en détail les IPD, leur fonctionnement et l'utilisation de ces dispositifs pour détecter et localiser des défauts.

IV.3. L'Indicateur de Passage de Défaut (IPD)

L'IPD est un appareil qui est installé tout au long des départs HTA et qui, par l'analyse des signaux locaux courant et tension (pour certains modèles), est capable de signaler en local ou à distance à l'exploitant du réseau la présence du défaut. L'information peut avoir deux types d'exploitation :

- Aide à la localisation des défauts permanents
- Aide à la localisation des origines des défauts non permanents s'ils sont comptabilisés et leurs caractéristiques mémorisées par les IPD. En facilitant la localisation d'un ouvrage HTA responsable d'un nombre de défauts d'isolement anormalement élevé, on améliore l'entretien du réseau.

A condition qu'ils détectent le défaut de façon certaine et qu'ils soient correctement mis en œuvre dans les réseaux (c'est-à-dire placés à une position « stratégique »), les IPDs peuvent permettre d'améliorer la sécurité et de réduire les dommages aux équipements, les frais d'exploitation et les interruptions de service en contribuant à identifier la partie du réseau défaillante.

IV.3.a) Constitution des IPD

Un IPD peut présenter l'architecture suivante :

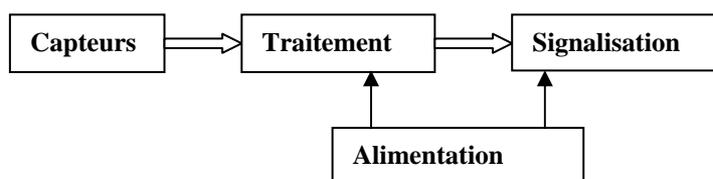


Figure I-8 : Constitution d'un IPD

Capteurs : ils récupèrent des informations comme les courants de phase ou les courants résiduels et les différentes tensions. Pour les IPD dans les parties aériennes du réseau HTA, ils sont accrochés sur un poteau et n'ont aucune liaison électrique «physique» avec la ligne. Ils font donc l'acquisition des signaux courant et tension par l'analyse des champs magnétiques et électriques mesurés à une distance de 8 à 10m des conducteurs [MER- 00], [TOB-01]. Pour les IPD dans les parties souterraines, ils sont généralement installés dans des postes HTA/BT ou des ouvrages équipés d'interrupteurs HTA. Ils font ainsi l'acquisition des signaux courant par l'intermédiaire de tores de coût réduit placés autour des câbles HTA. S'ils ont besoin pour leur fonctionnement de signaux tension, on utilise les diviseurs capacitifs existants sur les extrémités embrochables des câbles HTA. Eventuellement, on peut envisager d'utiliser les diviseurs capacitifs qui servent à vérifier la présence et l'absence de tension sur les cellules HTA des postes [RAY-02].

Traitement : Ce bloc joue le rôle de traitement des données d'entrée (courant, tension) afin de savoir si le réseau fonctionne normalement ou anormalement. Le principe de détection de défaut consiste à effectuer des comparaisons entre les données et des seuils spécifiques. Il est possible de détecter plusieurs types de défaut (moyennant un algorithme de détection approprié). Les utilisateurs peuvent programmer et modifier des valeurs pour les appareils.

Signalisation : Après le traitement des paramètres d'entrées, l'IPD va émettre des signaux pour indiquer l'état de la partie de réseau surveillé. Ces signaux se présentent sous formes visuelles ou peuvent être envoyés au centre de gestion pour la localisation de défauts.

Alimentation : C'est un module supplémentaire qui alimente l'appareil composé de piles ou de batteries rechargeables ou de panneaux solaires.

IV.3.b) Types d'Indicateur de Passage de Défauts

Actuellement, il existe de nombreux types d'**IPD** en service dans les réseaux de distribution. Ils peuvent être classifiés par le type du réseau surveillé (**PIGEONS** et **LAPINS** pour IPD utilisés dans les réseaux aériens et souterrains), par les variables électriques utilisées (courants de phase et résiduels...) ou par la méthode de détection (directionnelle ou non directionnelle).

Si les IPD sont classés par la méthode de détection, nous avons :

- *IPD non directionnels*. Ils « voient » qu'il y a un courant de défaut qui circule mais ne peuvent pas déterminer la direction du défaut. La méthode de détection dans ce type

d'appareil repose sur un critère de **détection ampèremétrique** (voir *IV.2.a.i*). Ces IPD sont utilisés pour détecter les défauts polyphasés et les défauts monophasés-terre (dans les réseaux à neutre impédant ou mis directement à la terre). Ils ne peuvent pas détecter les défauts de type auto-extincteurs.

- *IPD directionnels*. Ils peuvent voir la présence du défaut et déterminer la direction du défaut par rapport à leur position. Ils conservent le même principe de détection pour les défauts polyphasés que les anciens détecteurs de défauts (dépassement d'un seuil de courant). Mais ils utilisent l'analyse des sens de variation relative du courant et de la tension résiduels à l'apparition d'un défaut monophasé terre (régime transitoire à l'établissement du défaut) pour indiquer sa position (*IV.2.a.iii*). De par ce principe de fonctionnement, ils peuvent fonctionner aussi bien sur les réseaux à neutre compensé que ceux à neutre impédant.

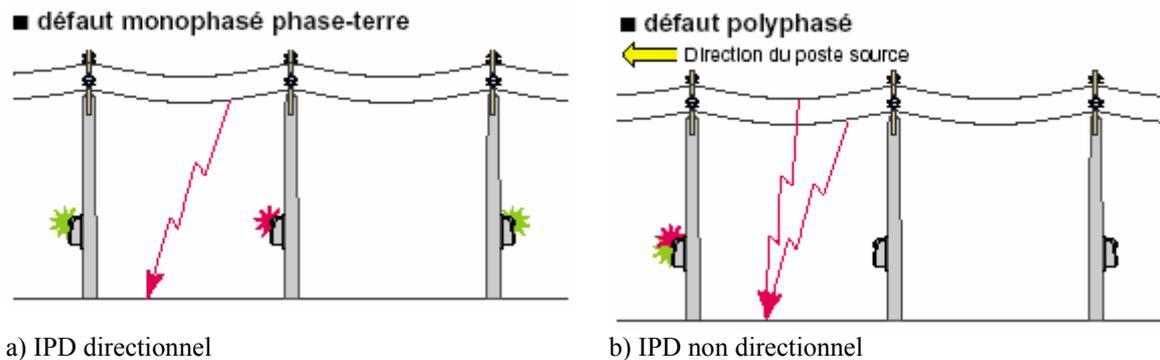


Figure I-9 : Signalisations des IPD directionnels (a) et non directionnels (b)

IV.3.c) Avantages, inconvénients et limites des IPD

Le principal avantage des IPD est leur coût relativement faible. Ils peuvent être installés en grand nombre sur les réseaux HTA. Les limites intrinsèques des détecteurs de défaut actuels et ce, quelle que soit leur génération, sont liées essentiellement à la qualité des capteurs qu'ils utilisent. Pour des questions de coût et de possibilités de raccordement, on utilise des capteurs très simples et forcément peu performants en termes de précision. Une autre limite extrinsèque des détecteurs de défaut actuels est liée à l'apparition sur les réseaux HTA de production décentralisée. En effet, la présence de producteurs risque, dans une mesure non connue à ce jour, de perturber la détection des défauts polyphasés par les détecteurs utilisant les courants de phase. Par contre, la production décentralisée ne devrait pas perturber outre mesure la détection des défauts monophasés terre.

IV.4. Localisation de défaut à l'aide des IPD

Comme nous l'avons présenté dans la partie IV.1, les IPD peuvent être utilisés pour améliorer la localisation de défaut. Dans la méthode de *calcul de la distance (IV.2.b.ii)*, les indications des IPD facilitent la détermination de la zone de défaut, en particulier dans le cas d'un réseau ayant beaucoup de départs et de bifurcations. Notre recherche vise surtout à l'utilisation des IPD pour la méthode de *reconfiguration du réseau (IV.2.b.i)*, à l'heure actuelle utilisée chez EDF.

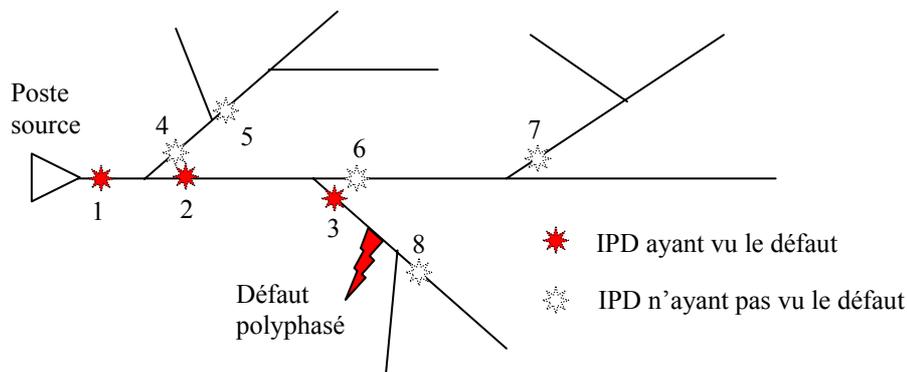
Les parties suivantes expliquent la détermination de la zone en défaut par les signalisations des IPD et la procédure de localisation et de reprise de service pour laquelle la présence des IPD aide la méthode de *reconfiguration du réseau*.

IV.4.a) Signalisations fournies par les IPD

Les détecteurs de défauts indiquent à l'exploitant et au chargé de conduite du réseau la position du défaut par rapport à son implantation :

IV.4.a.i) Pour les défauts polyphasés,

L'IPD utilisé est non directionnel. Il indique, quelle que soit sa génération, si le défaut est en aval de sa position par rapport au poste source qui «alimente» le défaut. La figure suivante illustre ce principe.



Les IPD 1,2 et 3 signaleront que le défaut est en aval de leur position par rapport au poste source. L'exploitant saura que le défaut se situe entre le «dernier» IPD ayant «vu» le défaut c'est-à-dire celui qui allumé (IPD 3) et les premiers n'ayant pas «vu» le défaut c'est-à-dire celui qui est éteint (IPD 8).

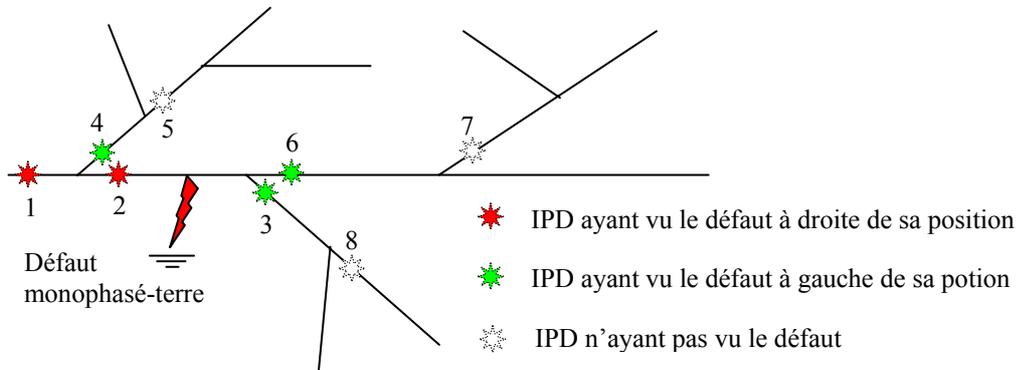
Figure I-10 : Signalisations des IPD non directionnels lors d'un défaut polyphasé

IV.4.a.ii) Pour les défauts monophasés,

L'indication de la position dépend du type de détecteur :

Avec l'IPD non directionnel, le principe de signalisation est strictement identique à celui décrit pour les défauts polyphasés ci-dessus.

l'IPD directionnel indiquera la position du défaut « à droite » ou « à gauche » de sa position et ceci indépendamment de la position du poste source.



Pour ces IPD, les signalisations seront identiques, quelle que soit la position du poste source sur ce schéma.

Les IPD 1, 2, 3, 4 et 6 signaleront par exemple la direction dans lequel se trouve le défaut. Dans ce cas, l'exploitant saura que le défaut se situe entre les IPD 2,3 et 6. Il est possible que les IPD 7 et 8 ne fournissent aucune signalisation : ils signaleront la position du défaut si le courant capacitif homopolaire situé en aval de leur position est suffisant.

Figure I-11 : Signalisation des IPD directionnels lors d'un défaut monophasé-terre

IV.4.b) La localisation de défaut et la reprise de service

Lors d'un défaut dans le réseau, différentes actions sont menées (Figure I-12), [Meg-05] :

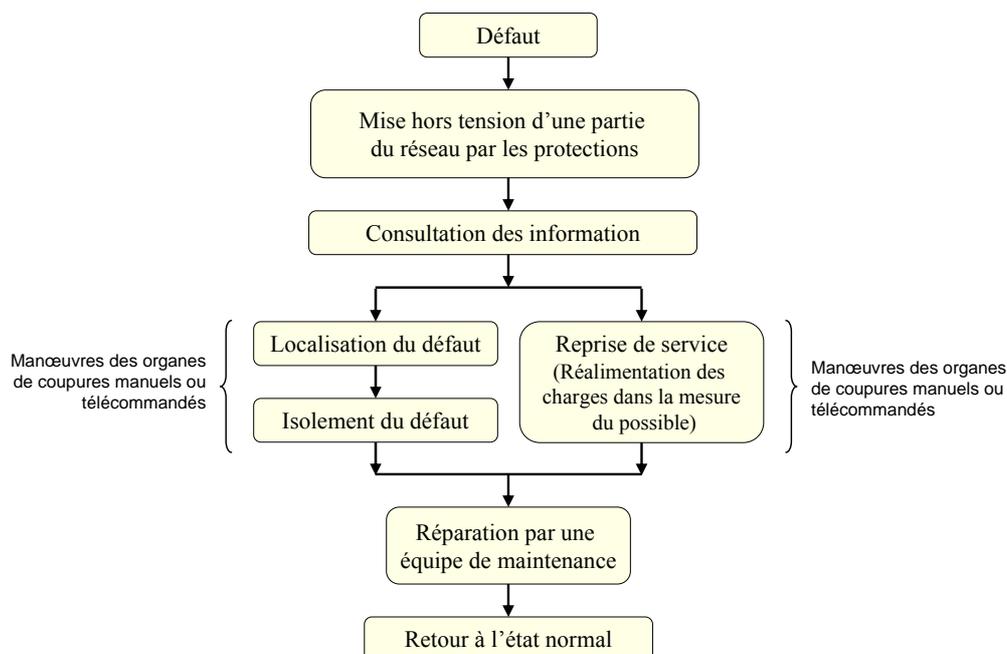


Figure I-12 : Schéma général du procédé de la localisation de défaut et de reprise de service

- La détection du défaut par les protections et le déclenchement du disjoncteur de départ ou du disjoncteur réenclencheur de réseau.
- La recherche de la zone en défaut par l'analyse des informations fournies par les **IPD** par les chargés de conduite.
- Les manœuvres de localisation de défaut, qui consistent à réduire la section incriminée (zone délimitée par les organes de coupure et IPD) afin d'isoler plus finement le défaut. Ceci s'effectue en isolant certaines sections du départ puis en rétablissant l'alimentation du départ pour déterminer si le défaut est ou non dans la section isolée.
- Les manœuvres de reprise de service qui consistent à réalimenter les zones saines du réseau, soit par l'alimentation principale (chemin d'origine) soit par les secours du départ.
- Une fois la section en défaut isolée du reste du départ, une équipe de maintenance se charge de la réparation de l'ouvrage.
- Lorsque l'ouvrage est réparé, les secours sont ouverts puis les interrupteurs fermés pour revenir ainsi à la configuration initiale du réseau.

Ce procédé est défini précisément par des règles de référence. Celles-ci sont détaillées et présentées sur un exemple pratique dans l'*Annexe 1* où le rôle des signalisations des IPD dans la décision des manoeuvres des organes de coupure est exprimé.

Le réseau subit plusieurs changements de configurations (provoqués par les manœuvres des appareils de coupures du réseau) pendant lesquelles certaines charges vont être privées d'alimentation. Les coupures ainsi occasionnées sont dépendantes de la nature du défaut, sa localisation dans le réseau, du temps d'accès aux informations sur le réseau et du temps de manœuvre des appareils de coupures. Ceci pose une question : *comment choisir le placement des IPD pour une utilisation la plus efficace possible, c'est-à-dire minimiser le temps de coupure ou bien l'énergie non distribuée ou le coût de l'énergie non distribuée suite à ces coupures ?* Cette question constitue un des objectifs de notre recherche.

V. Génération d'Énergie Décentralisée (GED)

V.1. Introduction

Le développement de la production combinée d'électricité et de chaleur ainsi que la valorisation d'énergies longtemps négligées (comme les éoliennes, le gaz de biomasse, les microturbines, les piles à combustibles ou les panneaux solaires, etc) a augmenté

sensiblement le nombre d'autoproducteurs désireux de se raccorder au réseau électrique. Les faibles puissances en jeu avec la cogénération domestique concernent tout naturellement les réseaux de distribution à basse ou moyenne tension. C'est une évolution des réseaux de distribution avec l'introduction de sources de Génération d'Énergie Décentralisées ou Dispersées (**GED**) [CRA-01]. La GED se définit par opposition à la production classique par unités de grosses puissances raccordées au réseau HT, dont la localisation et la puissance ont fait l'objet d'une planification, et qui sont commandées de manière centralisée (unités « dispatchables ») pour participer au contrôle de la fréquence et de la tension, en assurant des services systèmes pour un fonctionnement fiable et économique de l'ensemble du réseau.

Conséquence de l'ouverture du marché de l'électricité, cette production décentralisée se développe dans tous les pays. Actuellement, aux États-Unis, 35% de la demande en énergie électrique dans le secteur industriel sont déjà couverts par l'auto-production [MEG-05]. De nombreuses raisons, techniques et économiques, justifient le développement de ce type de production, parmi lesquelles nous relevons les suivantes:

- La production d'énergie plus près des consommateurs permet de réduire des pertes dans les lignes.
- La substitution de l'énergie conventionnelle « polluante » (produite par les grandes centrales nucléaires et thermiques) par des énergies nouvelles « propres ».
- Un intérêt économique très important pour les exploitants de GED grâce aux subventions accordées.
- En matière de planification, face à une augmentation de la charge, l'insertion de GED sur le réseau de distribution permet d'éviter la construction de nouvelles lignes HTB et ce, avec un temps d'étude et d'installation plus courts. Ou encore pour l'alimentation de sites isolés, il peut être plus rentable d'alimenter un réseau de distribution local avec des GED plutôt que de relier le site à un poste HTB/HTA lointain [THI-04].
- La présence de GED en distribution offre des moyens de réglages supplémentaires comme l'optimisation du plan de tension, la compensation d'énergie réactive et des harmoniques au moyen d'interfaces d'électronique de puissance. Ceci implique une coordination entre les producteurs et le gestionnaire de réseau.

- D'autre part la continuité de service peut être améliorée dans la mesure où la GED pourrait alimenter des charges qui ne tolèrent pas d'interruptions lorsque le réseau est en panne.

Le concept "Production Décentralisée" (ou Génération d'Energie Dispersée - GED) n'est pas un concept strictement défini. Il peut varier en fonction du contexte, du pays ou en général de l'intérêt que l'opérateur y porte. On peut néanmoins caractériser la production décentralisée par les points suivants :

- Systèmes de production raccordés à une tension maximale de 20 kV (soit en HTA ou soit en BT).
- Systèmes de production de petite puissance (quelques kVA à 30 MVA).
- Aucune condition sur le placement dans le système de production électrique.

V.2. Intégration et impact de la GED sur les réseaux de distribution

Les réseaux de distribution n'ont pas été pas conçus, à l'origine, pour accueillir des unités de production. Des précautions quant à l'insertion de GED sur les départs de réseaux de distribution sont ainsi à prévoir par des règles de raccordement (l'arrêté du 17 mars 2003, *Annexe 2*) afin de conserver le bon déroulement du fonctionnement du réseau. Ces règles sont des prescriptions techniques de conception et de fonctionnement : la protection, la puissance d'installation, la perturbation et la fréquence, tension....

Ces règles, actuellement en vigueur, sont prévues pour garantir le bon fonctionnement du réseau de distribution tel qu'il est actuellement. Si les réseaux de distribution évoluent vers d'autres architectures et d'autres modes d'exploitation, ces règles sont susceptibles d'être modifiées. Notre recherche s'inscrit à la fois dans le contexte d'exploitation actuel et dans un cadre prospectif (IPD communiquant avec le SCADA, utilisation des GED pour réalimenter les zones îlotées, ...).

V.2.a) Insertion de la GED sur un départ HTA classique

Les GED sont connectées sur les lignes du départ HTA. La protection de découplage assure la déconnection de la GED lors d'une perturbation sur le réseau. Cela implique la révision du plan de protection du départ ainsi que des seuils des IPD du réseau.

Une autre solution est de connecter les GED au poste source par l'intermédiaire de départs dédiés. Cela évite les problèmes de fonctionnement des départs puisque l'énergie des

GED est acheminée sur les jeux de barre HTA de la même façon que celle fournie par les transformateurs HTB/HTA.

V.2.b) Nouvelle architecture de réseaux de distribution

Le concept actuel des réseaux de distribution n'étant pas adapté à la production décentralisée, l'augmentation, dans l'avenir, de ce type de production laisse penser que des modifications de l'architecture de la distribution pourraient être avantageuses dans la mesure où une structure plus adaptée pourrait permettre une meilleure exploitation de ces unités de production pour le fonctionnement du réseau :

- Une topologie comportant des boucles fermées.
- L'utilisation des GED en tant que secours ou soutien du poste source.

Ces mesures pourraient améliorer la fiabilité du réseau de distribution. Mais il faut considérer les coûts de ces innovations et la rentabilité d'un tel système. Notre recherche ne s'est pas focalisée sur les réseaux bouclés. Une étude supplémentaire peut être à mener.

V.3. Effets attendus de la GED sur les IPD

L'insertion de GED peut créer certains problèmes concernant le fonctionnement des IPD:

- La présence de GED sur un départ modifie les courants de défaut, puisque les GED y participent.
- Des variations brusques de puissance. Un producteur peut se connecter et se déconnecter à n'importe quel moment, ou bien certaines GED comme l'éolien et les panneaux photovoltaïques ont des capacités aléatoires puisque dépendantes de facteurs climatiques pouvant entraîner de brusques variations de puissance (par exemple si une pointe de vent fort se produit, la ferme éolienne est arrêtée et ne débite plus aucune puissance).

Ainsi, l'impact de modification des courants du départ par la présence de GED risque, dans une mesure non connue à ce jour, de perturber la détection des défauts polyphasés par les IPD actuels. Par contre, la GED ne devrait pas perturber outre mesure la détection des défauts monophasés terre. *Une partie de notre recherche est donc consacrée à l'étude de ce problème.*

VI. Synthèse

La détection et la localisation de défauts sont des fonctions de plus en plus importantes pour la gestion des réseaux, en particulier les réseaux de distribution. Leur architecture particulière, la disponibilité faible de données, le nombre élevé et la diversité des perturbations, la connexion du client final ou le souci d'améliorer la qualité de l'énergie et des services font que la détection et la localisation des défauts y sont particulières.

Sur les réseaux d'énergie électrique, on distingue différents types de défauts en fonction du nombre de phases affectées (défauts polyphasés ou monophasés) et de leur durée (défauts permanents, auto-extincteurs ou fugitifs). Tous ces défauts se doivent d'être traités de façon identique : après une détection rapide, la zone en défaut est éliminée ; commencent alors les phases de sélection du départ en défaut et de localisation du défaut proprement dit qui peuvent être un peu plus longues.

Une demande très forte des gestionnaires de réseau est d'augmenter la qualité de service en diminuant la durée des coupures lors du défaut. La détection et localisation de défaut, dans ce cas, ont pour but d'isoler le tronçon de réseau en défaut et de réalimenter les tronçons sains le plus rapidement possible.

Pour réaliser la détection de défaut, il est possible d'utiliser des **indicateurs de passage de défaut (IPD)**. Ils peuvent aider à localiser le défaut. Une combinaison de leurs signalisations avec la méthode de localisation actuelle (méthode de reconfiguration du réseau) permet de réduire les frais d'exploitation et les interruptions de service en identifiant rapidement la partie du réseau défaillante. *Une partie de notre recherche consiste donc à optimiser le nombre et le placement des IPD pour une utilisation la plus efficace possible, c'est-à-dire minimiser le temps de coupure et l'énergie non distribuée ou le coût de l'énergie non distribuée suite à la coupure d'électricité lors d'un défaut.* En effet, il y a beaucoup de positions possibles pour installer des IPD. Le choix de placement des IPD aujourd'hui est effectué de manière pragmatique par les exploitants avec une priorité pour les positions stratégiques (i.e. début de bifurcation). Nous voudrions donc proposer une méthode plus « algorithmique » pour déterminer le placement des IPD ainsi que le nombre des IPD utilisés dans un départ HTA en introduisant de nombreux facteurs d'évolution (présence possible de GED, extension du réseau, ...).

L'autre partie de notre recherche concerne les sources de Génération d'Énergie Décentralisées (GED) raccordées aux réseaux de distribution à basse ou moyenne tension. En

effet, la GED modifie les transits des puissances et l'amplitude des signaux liés aux défauts. *L'objectif de cette partie de recherche est d'étudier l'impact de la GED sur le fonctionnement des IPD pour différentes configurations de réseau de distribution HTA.*

Ce chapitre a permis de dresser un état de l'art des méthodes de détection et localisation de défauts appliquées aux réseaux de distribution HTA qui connaissent des évolutions significatives avec le développement des GED. Les objectifs de notre recherche sont également positionnés dans ce contexte.

Dans la suite du mémoire, nous allons développer les modèles et les outils utilisés pour simuler les IPD ainsi que leur fonctionnement dans le réseau de distribution HTA. Les réseaux d'application sont également présentés ; quatre types de régime de neutre sont considérés : isolé, impédant, mis directement à la terre et compensé. Nous étudierons le cas des réseaux sans et avec GED.

Chapitre II

Modèles, outils et réseaux d'application

CHAPITRE II MODELES, OUTILS ET RESEAUX D'APPLICATION	41
I. INTRODUCTION	43
II. MODELES DES IPD	43
II.1. Principe général de fonctionnement des IPD considérés	43
II.2. Détection de présence de défaut.....	44
II.3. Détermination de la direction du défaut.....	46
II.3.a) IPD - D1	46
II.3.b) IPD-D0 – modèle 1 (D0 ¹) - grandeurs fondamentales.....	48
II.3.b.i) Application : Neutre isolé	53
II.3.b.ii) Application : Neutre compensé.....	54
II.3.b.iii) Application : Neutre mis à la terre par une résistance.....	55
II.3.b.iv) Application : Neutre mis à la terre par une impédance.....	56
II.3.c) IPD_ND0 - modèle 2 (IPD_D0 ²) – grandeurs transitoires.....	57
II.4. Choix des seuils pour les IPD.....	58
II.4.a) Seuil sur la tension simple	58
II.4.b) Seuil sur le courant de phase	58
II.4.c) Seuil sur la tension résiduelle	59
II.4.d) Seuil sur le courant résiduel pour ND0	59
II.4.e) Seuil de courant résiduel pour l'IPD_D0 ¹ -modèle 1.....	59
II.4.f) Seuil de courant et de tension résiduels pour l'IPD_D0 ² -modèle 2	59
II.5. Localisation des défauts à partir de la réponse des IPD.....	59
III. INFLUENCE DE LA GED SUR L'UTILISATION DES IPD	60
III.1. Défauts monophasés et biphasés - terre.....	60
III.2. Défauts triphasé et biphasé isolé	61
IV. RESEAUX D'APPLICATION	62
IV.1. Départs HTA C0505 et C0707	64
IV.2. Raccordement de la GED.....	64
IV.3. Départs supplémentaires.....	65
IV.4. Données de fiabilité.....	66
V. OUTILS DE SIMULATION	67
VI. CONCLUSIONS.....	67

I. Introduction

Afin de réaliser l'objectif de recherche présenté dans le chapitre précédent, nous présentons dans ce chapitre les modèles des IPD utilisés, les réseaux d'application sur lesquels le fonctionnement de ces IPD est analysé en tenant compte de la présence des GED, les données de fiabilité des composants de ces réseaux considérées en particulier pour l'optimisation du placement des IPD et enfin, les outils utilisés pour les simulations à conduire.

- Les modes de détection et les logiques de traitement de défaut des IPD sont celles actuellement en opération. Suivant les grandeurs d'entrée (tensions, courants) et les méthodes de détection utilisées (non directionnelle ou directionnelle), nous distinguons quatre types d'IPD.
- Les réseaux d'application considérés ont été créés au sein du GIE-IDEA ([MAR-01b]), à partir de réseaux réels d'EDF. Un départ est urbain et l'autre est rural. Des départs supplémentaires et les GED sont également présentés pour l'étude de l'influence des courants capacitifs et des GED sur le fonctionnement des IPD.
- Nous avons utilisé deux logiciels de simulation : ARENE pour la simulation des réseaux et des événements dans le réseau et MATLAB pour le développement des modèles des IPD et le programme d'optimisation du placement des IPD.

II. Modèles des IPD

Dans cette partie, nous allons présenter tout d'abord le principe général de fonctionnement des IPD considérés en distinguant détection non directionnelle et détection directionnelle.

II.1. Principe général de fonctionnement des IPD considérés

La détermination du passage d'un défaut par l'IPD peut comprendre deux étapes : la détection de l'existence du défaut et la détermination du sens du défaut. Suivant les grandeurs d'entrée (tensions, courants) et les méthodes de détection utilisées (non directionnelle ou directionnelle), nous distinguons les 4 types d'IPD suivants avec une dénomination qui nous est propre :

- **ND1** – IPD **N**on **D**irectionnel détectant des défauts par les courants de phase (I) [POW-98]

- **ND0** – IPD Non Directionnel détectant des défauts par le courant résiduel (I_r) [NOR-95], [NOR-99].
- **D1** – IPD Directionnel détectant des défauts par les courants et tensions de phase
- **D0** – IPD Directionnel détectant des défauts par le courant et la tension résiduels

Le principe de détection de l'existence d'un défaut dans les IPD non directionnels est le franchissement d'un seuil prédéfini sur les courants (courant de phase pour **ND1** et courant résiduel pour **ND0**) car ces grandeurs électriques sont brusquement augmentées lors du défaut.

Pour les IPD directionnels, outre la détection de la présence du défaut réalisée par le franchissement d'un seuil sur les courants, la direction du défaut est déterminée par l'utilisation des tensions (simples ou résiduelles).

Remarques :

1. Nous considérons dans la partie suivante deux types d'IPD **D0** suivant les caractéristiques des grandeurs d'entrée :
 - **D0¹** : Grandeurs fondamentales 50Hz (comme dans des relais de protection de type ANSI 67 [PRE-98]).
 - **D0²** : Grandeurs transitoires (comme dans les IPD directionnels actuels pour la détection des défauts-terre : Flite 3xx et Flair 3xx [MER-00])

Les autres types d'IPD n'exploitent que les grandeurs fondamentales.

2. Pour les IPD qui exploitent les grandeurs fondamentales, suivant leur puissance de calcul, la variable surveillée pourra être la valeur crête ou la valeur efficace (plus fréquente) du courant de phase ou homopolaire.
3. Actuellement l'IPD de type **D1** est très rarement utilisé. A notre connaissance, il existe des IPD **D1** monophasés directionnels, qui exploitent un courant de phase et une tension simple [POW-98].

II.2. Détection de présence de défaut

Pour chaque type d'IPD, la détection repose sur le franchissement d'un seuil de la variable surveillée. Nous allons considérer les deux modes de franchissement de seuil suivants (Figure II-1) :

1. *Seuil sur l'amplitude* : Le Bloc 'Franchissement de seuil' est validé si la variable surveillée est supérieure à une valeur prédéterminée. Il faut donc régler cette valeur.
2. *Seuil adaptatif* : Le Bloc 'Franchissement de seuil' est validé si l'écart entre deux valeurs consécutives de la variable surveillée dépasse une valeur prédéterminée. Il y a donc deux paramètres à fixer dans ce cas (dI et dt).

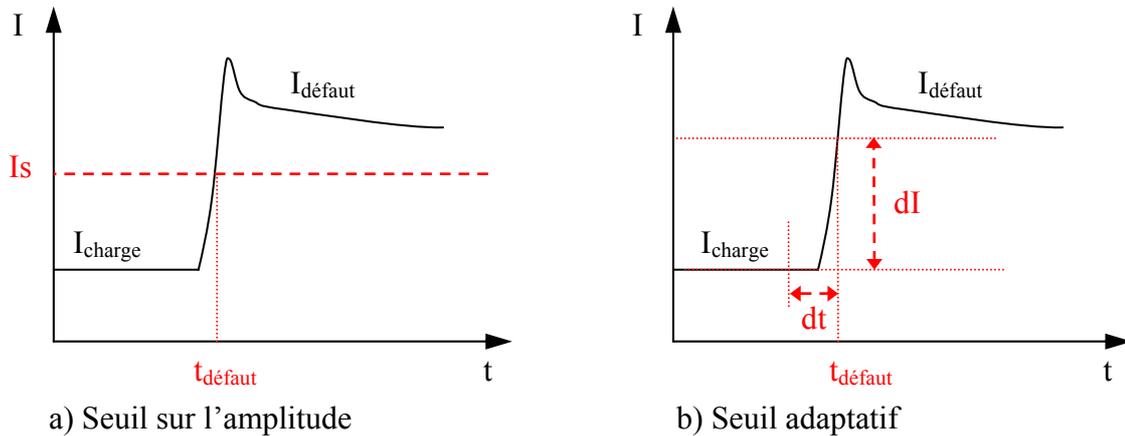


Figure II-1 Principes de franchissement de seuil

Le dépassement du seuil d'amplitude doit être effectif pendant une durée Δt afin d'éviter de fausses indications lors des transitoires manœuvres. Dans notre cas, Δt est égal à 30 ms.

Nous remarquons que, dans le principe :

- les IPD **ND1** et **D1** peuvent détecter les défauts entre phases et les défauts monophasés si le courant de phase est important (neutre impédant et neutre direct)
- les IPD **ND0** et **D0** ne détectent que le défaut-terre.

IPD_	Paramètres d'entrée	Défauts entre phases	Défauts à la terre			
			Neutre Isolé	Neutre Impédant	Neutre Direct	Neutre Compensé
ND1 – D1	Courants de phase	Oui	Non	Oui	Oui	Non
ND0	Courant résiduel	Non	Oui	Oui	Non ²	Non ¹
D0	Courant résiduel	Non	Oui	Oui	Non ²	Oui ¹

Tableau II-1 Capacité de détection des défauts par les IPD

¹ **ND0** n'est pas utilisé car le courant capacitif est compensé, le courant résiduel est donc petit. Par contre **D0** est capable de détecter l'existence d'un défaut en neutre compensé car il utilise à la fois la tension et le courant résiduel avec un petit seuil de courant résiduel (pour **D0¹**) ou avec les premiers transitoires (pour **D0²**).

² **ND0** et **D0** ne sont pas utilisés dans les réseaux à neutre direct car le courant de défaut monophasé est alors très grand et peut être détecté par les IPD sur les variables de phase (**ND1**, **D1**).

II.3. Détermination de la direction du défaut

II.3.a) IPD - D1

Le principe de la détermination de la direction de défaut est présenté en détail dans la Figure II-2.

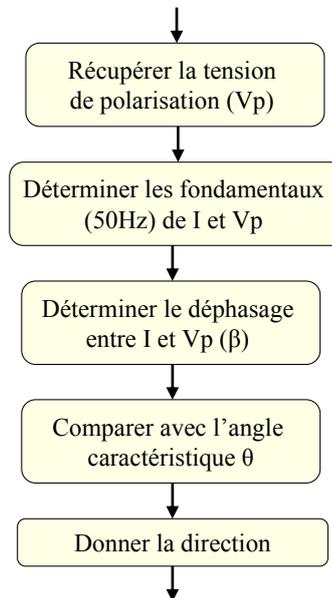


Figure II-2 Détermination de la direction de défaut

Le modèle que nous proposons dans la *Figure II-2* repose sur un fonctionnement proche de ceux des relais de protection directionnelle de type ANSI 67 [PRE-98].

La détermination de la direction de défaut ou sens du courant de défaut repose sur le signe de la puissance active dans une des phases en défaut. Il faut donc connaître le déphasage φ_{cc} entre la tension simple et le courant de court-circuit au niveau de l'IPD.

$-90^\circ < \varphi_{cc} < 90^\circ$: une direction déterminée

$90^\circ < \varphi_{cc}$ ou $\varphi_{cc} < -90^\circ$: la direction opposée

En pratique, on considère le déphasage β entre le courant de la phase et une tension composée dite de polarisation. Pour le courant de phase 1, la tension la plus fréquemment choisie est la tension entre les phases 2 et 3 (U_{32}). Le choix de cette tension de polarisation s'explique par le fait que la tension de la phase en défaut est trop faible pour être détectée ; on a donc recours à la tension composée des deux autres phases.

La puissance active s'exprime donc en fonction de $\cos(\beta + 90) = -\sin\beta$ où β est le déphasage entre la tension U_{32} et le courant de phase 1. En conséquence, le plan de phase est théoriquement divisé en 2 demi-plans par une droite confondue avec U_{32} , telle que :

- Si $-180^\circ < \beta < 0$ (courant dans le demi plan 1), le défaut est dans une direction déterminée,
- Si $0^\circ < \beta < 180^\circ$ (courant dans le demi plan 2), le défaut est dans la direction opposée.

Pratiquement, compte tenu des caractéristiques des lignes ou câbles, le déphasage β entre le courant de phase et la tension de polarisation se situe dans une fourchette comprise entre 3° et 99° (voir l'*Annexe 3*). En conséquence, compte tenu de la médiocre précision des mesures au niveau des IPD, il y a risque d'erreur sur la détermination de la direction lorsque le déphasage est faible.

Aussi, on décale angulairement la droite de séparation des deux demi plans pour la situer à la perpendiculaire de la position moyenne du courant de phase. On appelle angle caractéristique l'angle θ que fait la perpendiculaire à la droite de séparation par rapport à la tension de polarisation.

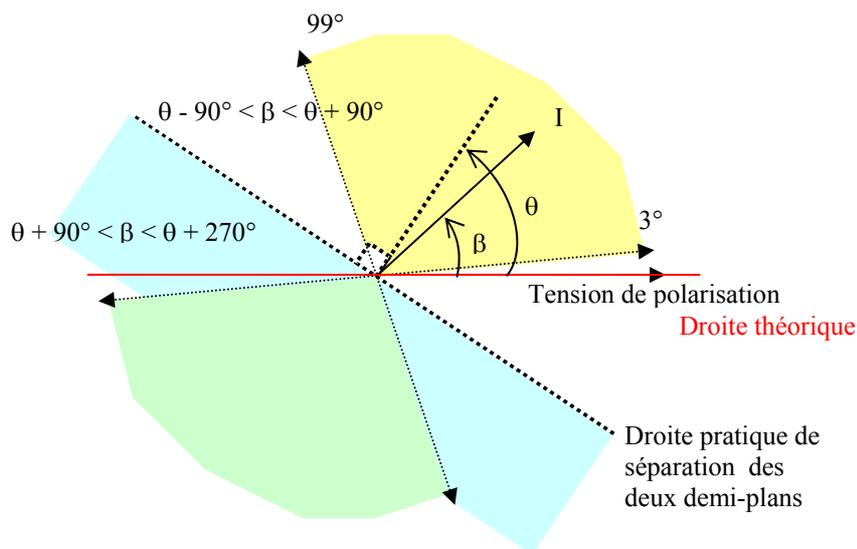


Figure II-3 Détermination de la direction

Normalement, avec les paramètres des câbles ou des lignes, θ peut être fixé 45° . Les valeurs de réglage $\theta = 30^\circ$ et $\theta = 60^\circ$ correspondant à des applications particulières, [PRE-98] :

- $\theta = 30^\circ$ peut convenir pour les liaisons dont le rapport x/r est élevé (r est la résistance et x la réactance du réseau amont au point de court circuit), c'est-à-dire plutôt pour des câbles de section importante ;
- $\theta = 60^\circ$ peut convenir pour les liaisons dont le rapport x/r est faible, c'est-à-dire plutôt pour des lignes de faible section.

II.3.b) IPD-D0 – modèle 1 (D0¹) - grandeurs fondamentales

Ce modèle repose sur un fonctionnement proche de celui des relais de protection de type ANSI 67N qui utilisent les courant et tension résiduels.

La Figure II-4 présente la séquence de fonctionnement de l'IPD-D0. Le franchissement de la tension résiduelle correspond à la détection de l'existence d'un défaut. Le bloc « **franchissement de seuil pendant Δt** » permet de valider que le courant homopolaire dépasse aussi un seuil suffisant pour déterminer la direction du défaut. Dans le cas contraire, on signale la présence d'un défaut sans pouvoir donner une indication quant au sens.

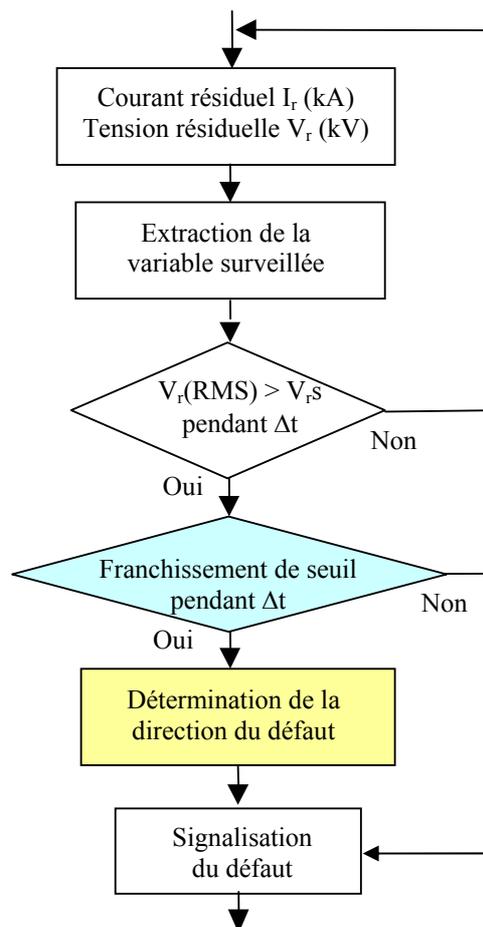


Figure II-4 Algorithme de l'IPD_D0 -modèle 1

Dans ce modèle, la « **Détermination de la direction de défaut** » repose sur le déphasage entre la tension résiduelle et le courant résiduel. La valeur de l'angle caractéristique entre la droite de séparation et la tension de polarisation (ici la tension résiduelle) dépend du régime de neutre du réseau.

Nous allons tout d'abord utiliser l'approche vectorielle pour analyser le *défaut monophasé* et le *défaut biphasé-terre* qui provoquent l'existence d'un courant résiduel. Ensuite, nous

déterminons l'expression de ces courants aux différentes positions possibles pour installer les IPD dans un réseau. Nous devons donc distinguer les différents régimes de neutre du fait de leur influence sur le courant capacitif. Le neutre mis directement à la terre n'est pas considéré car l'IPD-D0 n'est pas installé dans ce type de réseaux. En effet le courant de défaut monophasé est alors très grand et peut être détecté par les IPD sur les variables de phase (ND1, D1).

A. Défaut monophasé

Considérons le schéma de la Figure II-5 dont la phase 1 est en défaut franc à la terre (impédance de défaut nulle).

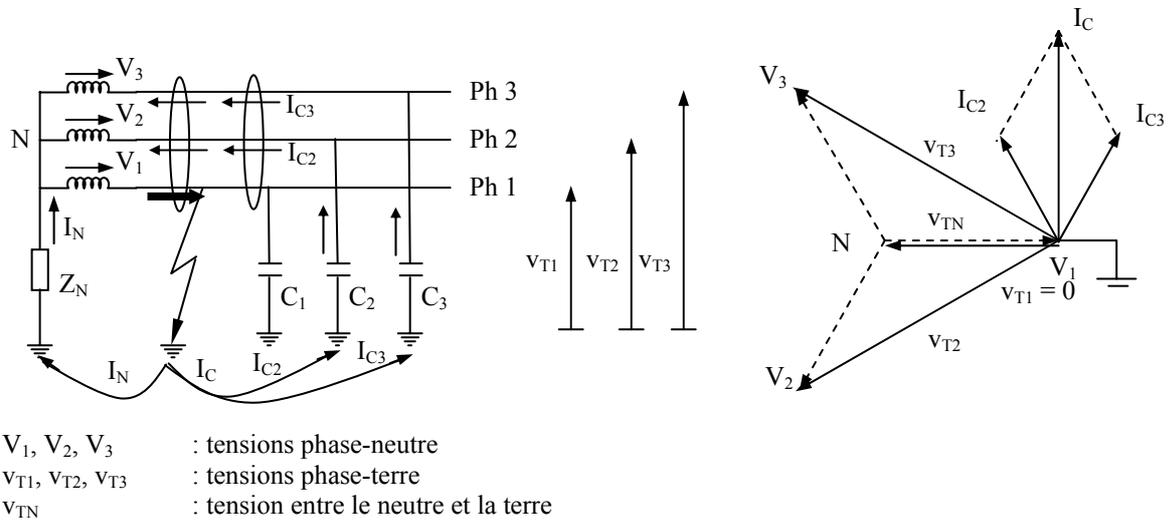


Figure II-5 Défaut monophasé

Les tensions par rapport à la terre sont :

$$v_{T1} = 0$$

$$v_{TN} = -V_1$$

$$v_{T2} = V_2 + v_{TN} = V_2 - V_1$$

$$v_{T3} = V_3 + v_{TN} = V_3 - V_1$$

$$V_{rsd} = v_{T1} + v_{T2} + v_{T3} = V_2 - V_1 + V_3 - V_1 = V_1 + V_2 + V_3 - 3V_1 = -3V_1$$

Le module de la tension du point neutre par rapport à la terre est donc égal à la tension simple :

$$|v_{NT}| = V_n \text{ (tension simple nominale)}$$

ainsi, un courant I_N circule dans la mise à la terre : $I_N = -V_{TN} / Z_N = V_1 / Z_N = -V_{rsd} / (3Z_N)$

Le courant capacitif en aval du défaut est :

$$I_C = I_{C2} + I_{C3}$$

Avec : $I_{C2} = -jC\omega V_{T2} = jC\omega(V_1 - V_2)$
 et : $I_{C3} = -jC\omega V_{T3} = jC\omega(V_1 - V_3)$
 d'où : $I_C = jC\omega(V_1 - V_2 + V_1 - V_3) = 3jC\omega V_1 = -jC\omega V_{rsd}$
 $|I_C| = 3C\omega V_n$

La valeur du courant de défaut est donc :

$$I_f = I_N + I_C = V_1/Z_N + j3C\omega V_1 = -V_{rsd}/(3Z_N) - jC\omega V_{rsd}$$

Le courant résiduel en amont du défaut est : $I_{rsd}(amont) = I_f - I_C$

Le courant résiduel en aval du défaut est : $I_{rsd}(aval) = -I_C$

Nous allons considérer un réseau de distribution avec plusieurs départs et chaque départ comprend des branches. Les courants traversant des positions possibles d'installation des IPD (positions de mesure signalées dans le dessin) sont analysés.

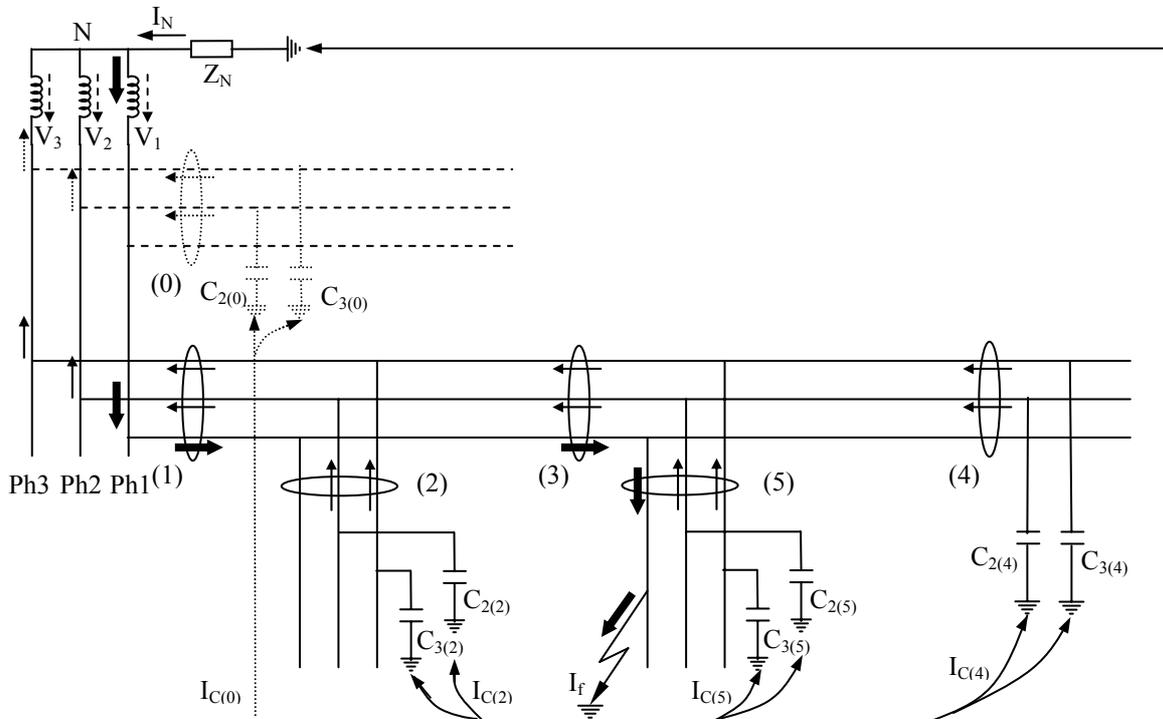


Figure II-6 Circulation des courants pour un défaut monophasé

On a : $I_f = I_N + I_C = -V_{rsd}/(3Z_N) - jC\omega V_{rsd}$ avec $I_C = I_{C(1)} + I_{C(0)}$

où I_C : courant capacitif total du réseau,

$I_{C(1)}$: courant capacitif total du départ considéré,

$I_{C(0)}$: courant capacitif total des autres départs dans le réseau (si il n'y qu'un départ

$I_{C(0)} = 0$)

Note : Le courant capacitif fourni par la partie du départ en aval du point (i) est:

$$I_{C(i)} = I_{C2(i)} + I_{C3(i)} = -jC_{(i)}\omega V_{T2} - jC_{(i)}\omega V_{T3} = jC_{(i)}\omega(V_1 - V_2 + V_1 - V_3) = j3C_{(i)}\omega V_1 = -jC_{(i)}\omega V_{rsd}$$

$$\text{Le courant capacitif total : } I_C = I_{C(0)} + I_{C(1)} = -j(C_{(0)} + C_{(1)})\omega V_{rsd} = -jC\omega V_{rsd}$$

Les courants résiduels aux points de la Figure II-6 sont :

$$I_{rsd(0)} = -I_{C(0)} = jC_{(0)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(2)} = -I_{C(2)} = jC_{(2)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(4)} = -I_{C(4)} = jC_{(4)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(1)} = I_f - I_{C(1)} = (I_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(1)}\omega V_{rsd} = I_N - j(C - C_{(1)})\omega V_{rsd} = I_N - jC_{(0)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(3)} = I_f - I_{C(3)} = (I_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(3)}\omega V_{rsd} = I_N - j(C - C_{(3)})\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(5)} = I_f - I_{C(5)} = (I_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(5)}\omega V_{rsd} = I_N - j(C - C_{(5)})\omega V_{rsd}$$

$C \geq C_{(i)} \forall i$; donc la partie capacitive du courant $I_{rsd(1)}$, $I_{rsd(3)}$ et $I_{rsd(5)}$ est négative.

Remarques : Si le défaut se produit dans l'autre départ, les courants résiduels dans le départ considéré sont capacitifs. Les formules sont alors identiques au cas $I_{rsd(2)}$ (ou bien $I_{rsd(4)}$)

B. Défaut biphasé-terre

Considérons le schéma de la *Figure II-7* dont le défaut se situe entre la phase 2, la phase 3 et la terre.

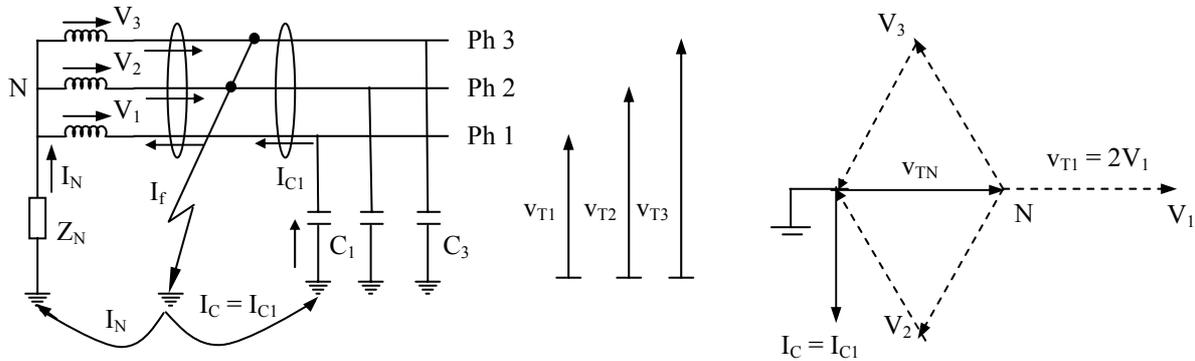


Figure II-7 Défaut biphasé-terre

Les tensions par rapport à la terre sont :

$$v_{T2} = 0$$

$$v_{T3} = 0$$

$$v_{TN} = -(V_2 + V_3) = -(V_1 + V_2 + V_3) + V_1 = V_1$$

$$v_{T1} = v_{TN} + V_1 = 2V_1$$

$$V_{rsd} = v_{T1} + v_{T2} + v_{T3} = 2V_1$$

Le module de la tension du point neutre par rapport à la terre est donc égal à la tension simple :

$$|V_{NT}| = V_n \text{ (tension simple nominale)}$$

ainsi, un courant I_N circule dans la mise à la terre : $I_N = -V_{TN} / Z_N = -V_1 / Z_N = -V_{rsd} / (2Z_N)$

Le courant capacitif en aval du défaut est :

$$I_C = I_{C1} = -jC\omega V_{T1} = -jC\omega 2V_1 = -jC\omega V_{rsd}$$

$$|I_C| = 2C\omega V_n$$

La valeur du courant de défaut est donc :

$$I_f = I_N + I_C = -V_1 / Z_N - j2C\omega V_1 = -V_{rsd} / (2Z_N) - jC\omega V_{rsd}$$

Le courant résiduel en amont du défaut est : $I_{rsd}(\text{amont}) = I_f - I_C$

Le courant résiduel en aval du défaut est : $I_{rsd}(\text{aval}) = -I_C$

En appliquant la même analyse au réseau de distribution considéré au paragraphe précédent, nous obtenons dans le cas du défaut biphasé-terre les résultats suivants :

$$I_f = I_N + I_C = -V_{rsd} / (2Z_N) - jC\omega V_{rsd} \text{ avec } I_C = I_{C(1)} + I_{C(0)}$$

où I_C : courant capacitif total du réseau,

$I_{C(1)}$: courant capacitif total du départ considéré,

$I_{C(0)}$: courant capacitif total des autres départs dans le réseau (si il n'y a qu'un départ

$$I_{C(0)} = 0)$$

Note : Le courant capacitif fourni par la partie du départ en aval du point (i) est:

$$I_{C(i)} = I_{C1(i)} = -jC_{(i)}\omega V_{T1} = -jC_{(i)}\omega 2V_1 = -jC_{(i)}\omega V_{rsd}$$

$$\text{Le courant capacitif total : } I_C = I_{C(0)} + I_{C(1)} = -j(C_{(0)} + C_{(1)})\omega V_{rsd} = -jC\omega V_{rsd}$$

Les courants résiduels aux points repérés sur la Figure II-6 sont :

$$I_{rsd(0)} = -I_{C(0)} = jC_{(0)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(2)} = -I_{C(2)} = jC_{(2)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(4)} = -I_{C(4)} = jC_{(4)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(1)} = I_f - I_{C(1)} = (I_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(1)}\omega V_{rsd} = I_N - j(C - C_{(1)})\omega V_{rsd} = I_N - jC_{(0)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(3)} = I_f - I_{C(3)} = (I_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(3)}\omega V_{rsd} = I_N - j(C - C_{(3)})\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(5)} = I_f - I_{C(5)} = (I_N - jC\omega V_{rsd}) + jC_{(5)}\omega V_{rsd} = I_N - j(C - C_{(5)})\omega V_{rsd}$$

Remarques:

1. Les expressions des courants ci-dessus sont identiques au cas du défaut monophasé. L'angle caractéristique déterminé pour un régime de neutre donné est identique pour un défaut monophasé et un défaut biphasé.
2. Les valeurs de la tension et du courant résiduels sont égales à la moitié de celles du défaut monophasé. Ces valeurs sont suffisamment importantes pour qu'un seuil identique pour les deux types de défaut soit considéré.
3. $I_N = -V_{rsd} / (k.Z_N)$ avec: $k = 2$ (défaut biphasé-terre) et $k = 3$ (défaut monophasé).

II.3.b.i) Application : Neutre isolé

Dans ce cas : $Z_N \rightarrow \infty$ d'où $I_N = 0$

On a : $(C > C_{(k)})$

$$I_{rsd(0)} = jC_{(0)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(2)} = jC_{(2)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(4)} = jC_{(4)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(1)} = -j(C - C_{(1)})\omega V_{rsd} = -jC_{(0)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(3)} = -j(C - C_{(3)})\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(5)} = -j(C - C_{(5)})\omega V_{rsd}$$

On trouve que les courants résiduels aux points compris entre la source et le défaut ($I_{rsd(1)}$, $I_{rsd(3)}$, $I_{rsd(5)}$) sont perpendiculaires à la tension résiduelle et ont des signes opposés par rapport aux autres ($I_{rsd(0)}$, $I_{rsd(2)}$, $I_{rsd(4)}$). On peut donc choisir une droite de séparation confondue avec la tension de polarisation, soit un angle θ de 90° :

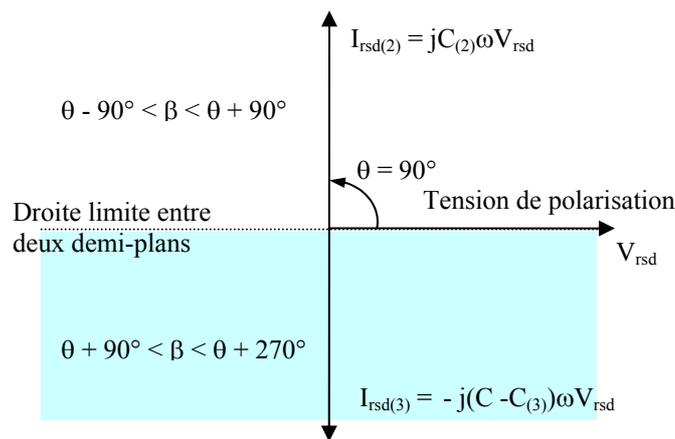


Figure II-8 Détermination de la direction dans l'IPD-D0 pour un réseau à neutre isolé

Remarque :

Les courants capacitifs sont petits dans le cas du réseau aérien (entre la centaine de milliampères et la dizaine d'ampères). En particulier, s'il n'y a qu'un défaut, on a $I_{\text{rsd}(1)} = -jC_{(0)}\omega V_{\text{rsd}} = 0$. L'IPD fournit alors un troisième signal 'voit le défaut mais ne détermine pas la direction' grâce au franchissement du seuil de la tension résiduelle (lors du défaut à la terre, la tension résiduelle est toujours élevée, exemple : pour un défaut monophasé $V_{\text{rsd}} = 3 V_n$).

II.3.b.ii) Application : Neutre compensé

Dans ce cas, le neutre est mis à la terre par une bobine de Petersen qui comprend une inductance (L_N) et une grande résistance (R_N) en parallèle comme il a été défini dans le paragraphe II.2.b), chapitre I.

Si l'accord est réalisé, $C\omega - 1/3L_N\omega$ est proche de zéro (pour que, lors du défaut monophasé, la composante capacitive du courant de défaut soit totalement compensée).

$$\begin{aligned} I_f &= I_N + I_C = -V_{\text{rsd}}/(k.R_N) - V_{\text{rsd}}/(jk.L_N\omega) - jC\omega V_{\text{rsd}} \\ &= -V_{\text{rsd}}/(k.R_N) + j(3/k)C\omega V_{\text{rsd}} - jC\omega V_{\text{rsd}} \\ &= -V_{\text{rsd}}/(k.R_N) + jC\omega V_{\text{rsd}} (3-k)/k \end{aligned}$$

où : $k = 2$ (défaut biphasé-terre), $k = 3$ (défaut monophasé)

On a :

$$\begin{aligned} I_{\text{rsd}(0)} &= -I_{C(0)} = jC_{(0)}\omega V_{\text{rsd}} \\ I_{\text{rsd}(2)} &= -I_{C(2)} = jC_{(2)}\omega V_{\text{rsd}} \\ I_{\text{rsd}(4)} &= -I_{C(4)} = jC_{(4)}\omega V_{\text{rsd}} \\ I_{\text{rsd}(1)} &= -I_{C(1)} + I_f = j(C_{(1)} + C(3-k)/k)\omega V_{\text{rsd}} - V_{\text{rsd}}/(k.R_N) \\ I_{\text{rsd}(3)} &= -I_{C(3)} + I_f = j(C_{(3)} + C(3-k)/k)\omega V_{\text{rsd}} - V_{\text{rsd}}/(k.R_N) \\ I_{\text{rsd}(5)} &= -I_{C(5)} + I_f = j(C_{(5)} + C(3-k)/k)\omega V_{\text{rsd}} - V_{\text{rsd}}/(k.R_N) \end{aligned}$$

On trouve que les courants résiduels aux points compris entre la source et le défaut ($I_{\text{rsd}(1)}$, $I_{\text{rsd}(3)}$, $I_{\text{rsd}(5)}$) ont une composante active négative. Elle est identique pour les trois courants et elle est faible car R_N est grande. Par contre, les autres courants ($I_{\text{rsd}(0)}$, $I_{\text{rsd}(2)}$, $I_{\text{rsd}(4)}$) n'ont qu'une composante réactive.

L'angle caractéristique théorique est donc égal à 0^+ . En pratique, compte tenu de l'imprécision des mesures, déjà évoquée, on adopte une valeur de θ plus grande ; cependant, dans ce cas, le compromis est difficile à trouver à cause de la faible valeur de la composante active de $I_{\text{rsd}(1)}$, $I_{\text{rsd}(3)}$, $I_{\text{rsd}(5)}$. Dans le cas français, la législation impose un courant actif de défaut de 20A qui conduit dans le cas général à un angle caractéristique de l'ordre de 5° .

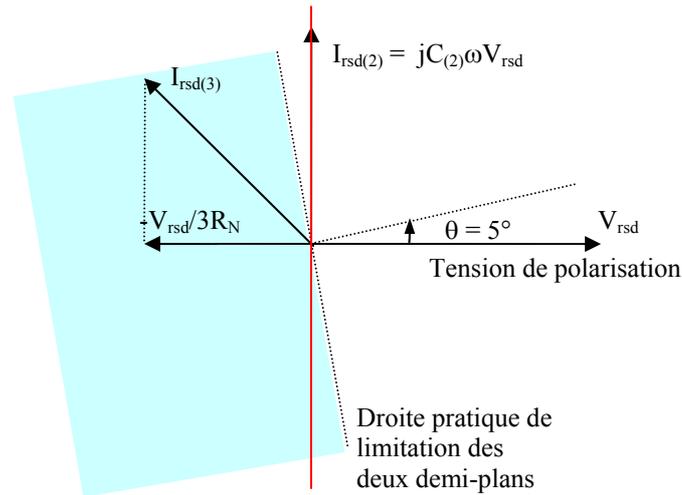


Figure II-9 Détermination de la direction dans l'IPD-D0 pour réseau à neutre compensé

II.3.b.iii) Application : Neutre mis à la terre par une résistance

En France, ce type de neutre est appliqué pour le réseau souterrain ($Z_N = R_N = 40\Omega$).

Dans ce cas, le courant dans le neutre est : $I_N = -V_{rsd}/(kR_N)$

On a : $I_{rsd(0)} = -I_{C(0)} = jC_{(0)}\omega V_{rsd}$

$I_{rsd(2)} = -I_{C(2)} = jC_{(2)}\omega V_{rsd}$

$I_{rsd(4)} = -I_{C(4)} = jC_{(4)}\omega V_{rsd}$

$I_{rsd(1)} = I_N - j(C - C_{(1)})\omega V_{rsd} = -V_{rsd}/(kR_N) - jC_{(0)}\omega V_{rsd}$

$I_{rsd(3)} = I_N - j(C - C_{(3)})\omega V_{rsd} = -V_{rsd}/(kR_N) - j(C - C_{(3)})\omega V_{rsd}$

$I_{rsd(5)} = I_N - j(C - C_{(5)})\omega V_{rsd} = -V_{rsd}/(kR_N) - j(C - C_{(5)})\omega V_{rsd}$

On constate que les courants résiduels aux points compris entre la source et le défaut ($I_{rsd(1)}$, $I_{rsd(3)}$, $I_{rsd(5)}$) ont une grande composante active. Par contre, les autres courants ($I_{rsd(0)}$, $I_{rsd(2)}$, $I_{rsd(4)}$) n'ont qu'une composante réactive qui a le signe opposé à celui de la composante réactive des courants ($I_{rsd(1)}$, $I_{rsd(3)}$, $I_{rsd(5)}$).

La droite théorique de séparation est l'axe horizontal afin de distinguer la direction par le signe de la partie réactive. Cependant, afin de prendre en compte la composante active des courants et sortir de la zone d'incertitude de la mesure, nous choisissons un angle θ de 30° .

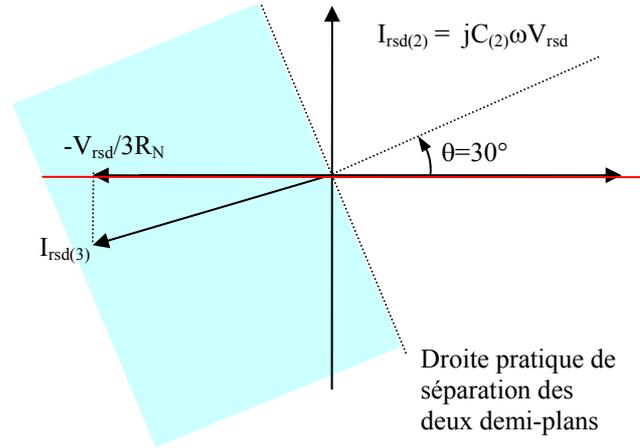


Figure II-10 Détermination de la direction dans l'IPD-D0 pour réseau à neutre mis à la terre par une résistance

II.3.b.iv) Application : Neutre mis à la terre par une impédance

En France, ce type de neutre est appliqué pour le réseau aérien ($Z_N = 12 + j12 \Omega$).

Dans ce cas, le courant dans le neutre est :

$$\begin{aligned} I_N &= \frac{-V_{rsd}}{kZ_N} = \frac{-V_{rsd}}{k(R_N + jX_N)} = \frac{-V_{rsd}}{k} \frac{R_N - jX_N}{R_N^2 + X_N^2} = \frac{-V_{rsd}}{k(R_N + X_N^2/R_N)} + j \frac{V_{rsd}}{k(X_N + R_N^2/X_N)} \\ &= \frac{-V_{rsd}}{R} + j \frac{V_{rsd}}{X} \end{aligned}$$

On a :

$$I_{rsd(0)} = -I_{C(0)} = jC_{(0)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(2)} = -I_{C(2)} = jC_{(2)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(4)} = -I_{C(4)} = jC_{(4)}\omega V_{rsd}$$

$$I_{rsd(1)} = I_N - j(C - C_{(1)})\omega V_{rsd} = -V_{rsd}/R + j(1/X - C_{(0)}\omega)V_{rsd}$$

$$I_{rsd(3)} = I_N - j(C - C_{(3)})\omega V_{rsd} = -V_{rsd}/R + j(1/X - C\omega + C_{(3)}\omega)V_{rsd}$$

$$I_{rsd(5)} = I_N - j(C - C_{(5)})\omega V_{rsd} = -V_{rsd}/R + j(1/X - C\omega + C_{(5)}\omega)V_{rsd}$$

Les courants résiduels aux points compris entre la source et le défaut ($I_{rsd(1)}$, $I_{rsd(3)}$, $I_{rsd(5)}$) ont une grande composante active négative ; compte tenu des ordres de grandeur relatifs des paramètres (X , C , $C(i)$), leur composante réactive est positive. Les courants ($I_{rsd(0)}$, $I_{rsd(2)}$, $I_{rsd(4)}$) n'ont qu'une composante réactive qui a le même signe que la composante réactive des courants ($I_{rsd(1)}$, $I_{rsd(3)}$, $I_{rsd(5)}$).

L'angle caractéristique théorique est donc égal à 0^+ . En pratique, compte tenu de l'imprécision des mesures, déjà évoquée, on adopte une valeur de θ plus grande ;

contrairement au cas du neutre compensé, compte tenu de la valeur importante de la composante active de $I_{rsd(1)}$, $I_{rsd(3)}$, $I_{rsd(5)}$, θ peut être choisi de l'ordre de 5° pour sortir de la zone d'incertitude de la mesure.

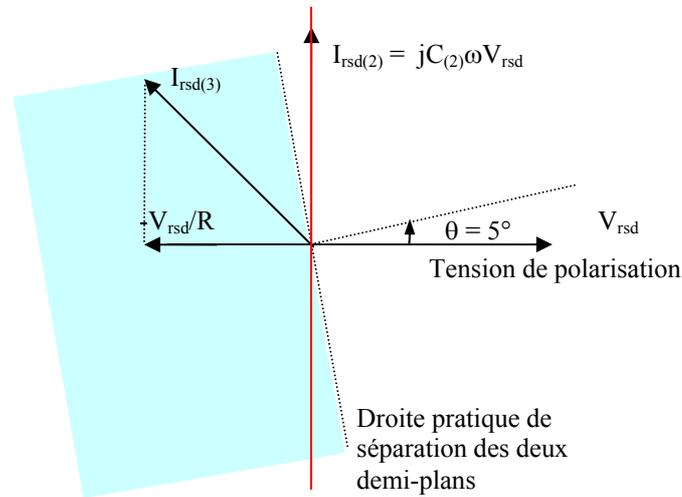


Figure II-11 Détermination de la direction dans l'IPD-D0 pour réseau à neutre mis à la terre par une impédance

II.3.c) IPD_ND0 - modèle 2 (IPD_D0²) – grandeurs transitoires

Ce modèle décrit le fonctionnement des IPD actuels [MER- 00], [CLE-01a], [CLE-01b] qui utilisent les courants et tensions résiduels.

Les principes de détection directionnelle se fondent sur l'observation des valeurs transitoires de la tension résiduelle V_r et du courant résiduel I_r de la ligne, dans les premières ms de l'apparition du défaut. Lors de l'apparition du défaut à la terre, le sens du défaut est déterminé par le déphasage entre la tension et le courant (en phase ou opposition de phase, voir la Figure II-12).

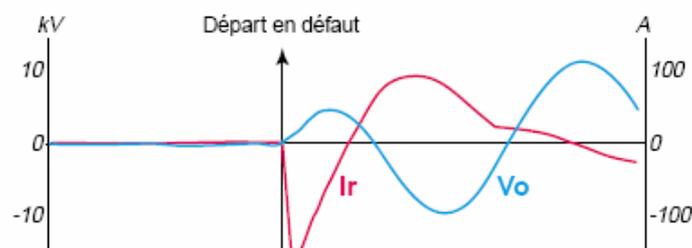


Figure II-12 Déphasage entre la tension et le courant résiduels lors du défaut ([MER- 00]).

La Figure II-13 présente la séquence de fonctionnement de l'IPD D0 suivant ce modèle.

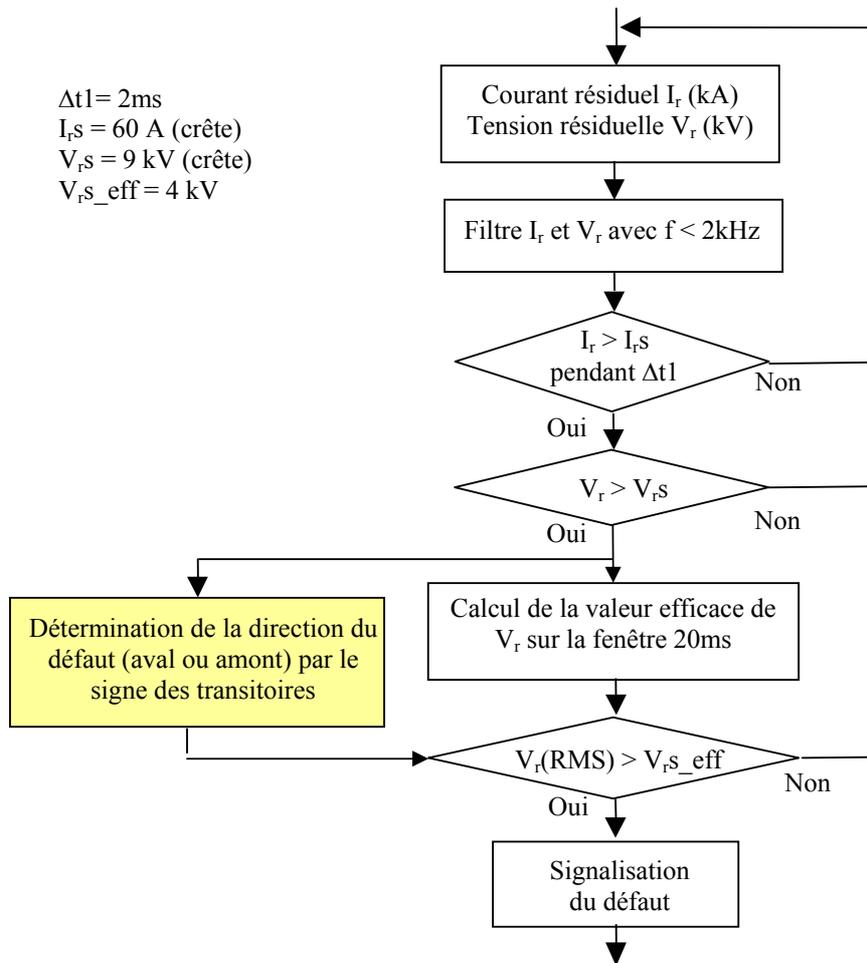


Figure II-13 Algorithme de l'IPD_D0 – modèle 2

II.4. Choix des seuils pour les IPD

Nous présentons dans cette partie le principe du choix des seuils pour les IPD considérés. Ce sont des seuils sur les grandeurs électriques (tensions, courants).

II.4.a) Seuil sur la tension simple

Le seuil sur la tension simple (V_s) est égal à $0.8 \times V_n$ (tension simple nominale). Ce seuil est utilisé pour vérifier la présence de la tension du réseau.

II.4.b) Seuil sur le courant de phase

Le seuil sur le courant de phase I_s est supérieur à $1.3 \times I$ (avec I le courant de phase en régime permanent) et inférieur au point considéré lors d'un défaut biphasé en bout de départ.

II.4.c) **Seuil sur la tension résiduelle**

Les courants et tensions résiduels deviennent non nuls lors du défaut. Le seuil sur la tension résiduelle (V_{rs}) est donc choisi de façon à être suffisamment grand pour éviter les transitoires (le seuil sur la tension résiduelle est de $0.8xV_n$).

II.4.d) **Seuil sur le courant résiduel pour ND0**

Pour l'IPD_ND0, le seuil sur le courant résiduel (I_{rs}) est choisi pour qu'il ne détecte que le courant résiduel de défaut entre la source et le point de défaut :

$$I_c(i) < I_{rs} < I_N - I_c(0)$$

$I_c(i)$ est le courant capacitif de la partie en aval de l'IPD(i), I_N est le courant dans le neutre, $I_c(0)$ est le courant capacitif du départ considéré (voir le paragraphe **II.3.b**)).

Normalement, dans le réseau à neutre impédant, résistant, direct à la terre, I_N est très grand (quelques centaines A). I_{rs} est d'une dizaine à quelques dizaines d'ampères.

Pour le réseau à neutre isolé, il faut donc tenir compte de la condition : $I_{rs} < I_c - I_c(i)$

I_c est le courant capacitif total dans le réseau (voir le paragraphe **II.3.b.i**)).

En réalité, l'IPD_ND0 possède une gamme de seuils (par exemple avec LineTroll 3000 [NOR-99]: 2, 4, 7,15A). On va choisir un seuil satisfaisant les conditions ci-dessus.

II.4.e) **Seuil de courant résiduel pour l'IPD_D0¹-modèle 1**

L'IPD_D0 peut détecter le défaut en amont ou en aval de sa position grâce à la fonction directionnelle. Son seuil de courant résiduel (I_{rs}) est donc choisi de façon à être suffisamment grand pour le capteur (dispositif de mesure), la valeur minimale est de 1A.

II.4.f) **Seuil de courant et de tension résiduels pour l'IPD_D0²-modèle 2**

En réalité pour l'IPD_D0²-modèle 2, le constructeur propose une valeur de seuil (par exemple Flite3xx [MER- 00] : 60A crête).

II.5. **Localisation des défauts à partir de la réponse des IPD**

De ce que nous venons de voir, dans un réseau sans GED, les IPD directionnels ne sont pas nécessaires pour localiser sans ambiguïté la section en défaut. Dans le cas d'insertion de GED, nous allons voir que ceci peut nécessiter l'utilisation d'IPD directionnels.

III. Influence de la GED sur l'utilisation des IPD

Dans cette partie, nous allons étudier l'influence de la GED sur le fonctionnement des IPD et les conséquences sur la localisation des défauts. Pour ce faire, nous allons considérer la circulation du courant de défaut (courant de phase et courant résiduel) dans le réseau de distribution HTA en présence de GED.

Deux questions sont à distinguer :

- L'introduction de GED dans le départ peut-elle nuire au bon fonctionnement des IPD ?
- L'introduction de GED peut-elle nuire à la localisation correcte de la section en défaut ?

III.1. Défauts monophasés et biphasés - terre

La répartition des courants résiduels dans le réseau de distribution sans GED a été présentée au paragraphe *II.3.b*.

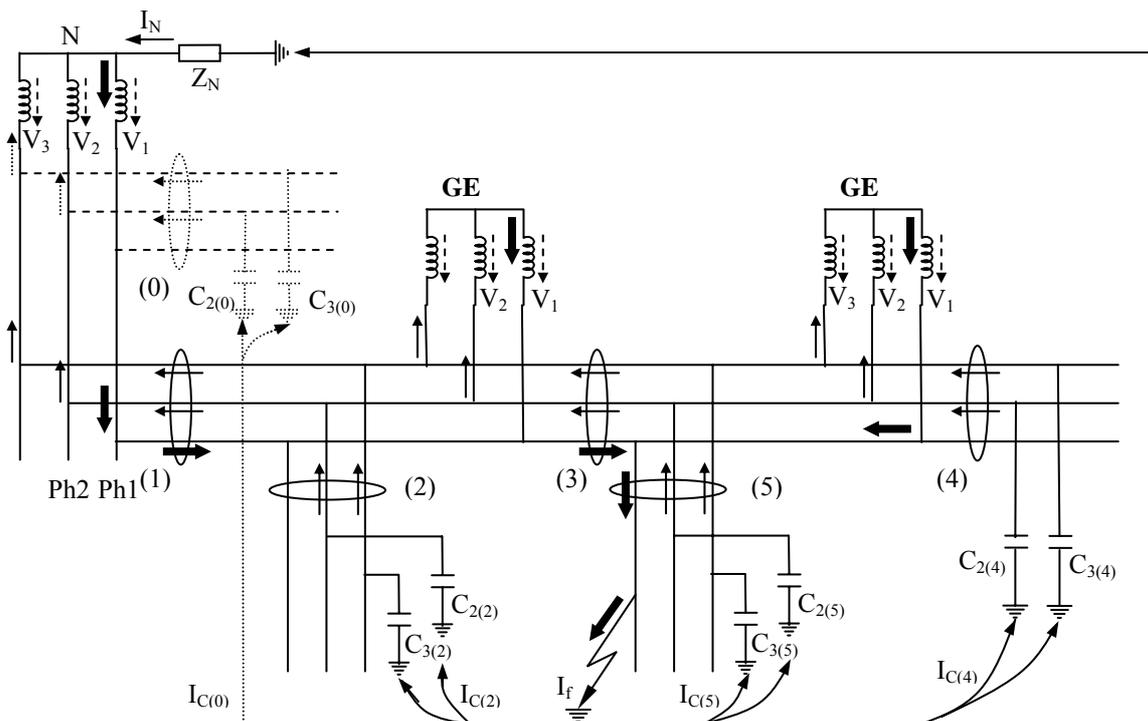


Figure II-14 Circulation des courants du défaut monophasé

La Figure II-14 présente la circulation des courants capacitifs lors du défaut monophasé dans un réseau général de distribution avec GED. Nous rappelons que l'enroulement secondaire du transformateur de GED (au niveau de tension du réseau) est en étoile et isolé.

En conséquence, les formules de courants monophasés ne changent pas par rapport au cas sans GED (voir le paragraphe **II.3.b**). Le résultat pour le défaut biphasé-terre est également identique au cas sans GED.

La GED n'influence donc pas le fonctionnement des IPD ND0 et D0, c'est-à-dire qu'ils peuvent être utilisés dans le réseau avec GED comme dans le réseau sans GED. Ainsi la localisation de la section en défaut peut toujours être réalisée par l'IPD ND0 (et donc a fortiori par l'IPD D0).

III.2. Défauts triphasé et biphasé isolé

Dans le réseau avec GED, le courant de défaut est fourni par la source et par la GED. Si le courant de défaut issu de la GED est suffisamment grand (supérieur au seuil de l'IPD) et la GED située en aval du défaut, les IPD placés entre la GED et le point de défaut peuvent signaler la présence du défaut. La localisation du défaut à partir des informations fournies par les IPD de type ND1 devient alors fautive. Dans ce cas, il faut utiliser les IPD de type **D1** pour garantir une bonne localisation de la zone en défaut.

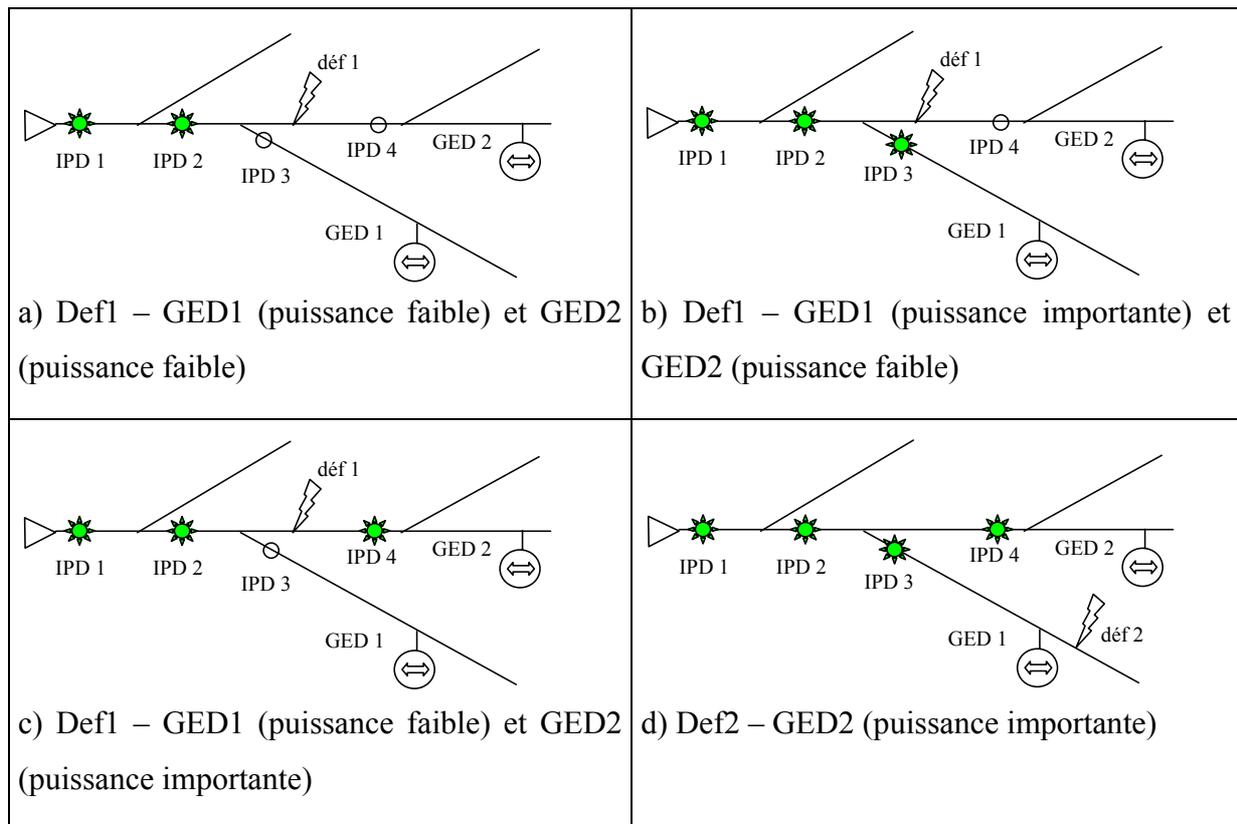


Figure II-15 Signalisation des IPD non directionnels selon la puissance des GED et la position des défauts.

La Figure II-15 illustre ces remarques. Le défaut peut se produire aux positions def1 et def2. Nous avons considéré deux GED dont nous ferons évoluer la puissance installée. Ceci permet d'analyser les liens pouvant exister entre la puissance de la GED installée, le type d'IPD utilisé et la localisation de défaut.

1. Considérons le cas du défaut def1.
 - a. Si GED1 et GED2 sont de puissance faible, on peut déduire que le défaut se situe après l'IPD2 à partir des indications fournies par des IPD de type ND1- voir la Figure II-15a.
 - b. Si GED1 est de puissance importante et GED2 de puissance faible, l'IPD3 peut réagir par rapport à la configuration précédente - voir la Figure II-15b. Si on veut procéder à une localisation efficace de la section en défaut, il faut alors utiliser un IPD de type **D1** en position IPD3.
 - c. Si GED2 est maintenant de puissance importante et GED1 de puissance faible, l'IPD4 va réagir - voir la Figure II-15c. De même, il faut alors utiliser un IPD de type **D1** à cette position si l'on veut procéder à une localisation efficace du tronçon en défaut.
2. Dans le cas du défaut def2, si l'on considère que GED2 est de puissance importante - voir la Figure II-15d, l'IPD4 devra être de type directionnel si l'on veut garantir une bonne localisation du tronçon en défaut.

Nous pouvons ainsi déterminer le principe suivant pour l'installation des **ND1** et **D1** :

- Si la GED est de puissance importante, une zone de participation de la GED aux courants de défaut peut être définie de la façon suivante : lors du défaut dans cette zone, le courant de court-circuit de la GED est supérieur au seuil du courant de phase des IPD, il faut donc installer des IPD **D1** dans cette zone pour réussir à localiser la section en défaut.
- Sinon, on utilise des IPD **ND1**.

En réalité, pour des raisons de maintenance, on utilise le même type d'IPD dans un réseau.

IV. Réseaux d'application

L'objectif de nos études est d'analyser le fonctionnement des IPD et d'optimiser leur placement dans les réseaux HTA. Pour cela, nous utilisons un des réseaux développés au sein du **GIE – IDEA**, [MAR-01b], représentatif des réseaux de distribution actuels. Il est constitué

de plusieurs départs HTA : C0202, C0505, C0606, C0707, C0808 et C7000 (représentés sur la Figure II-16).

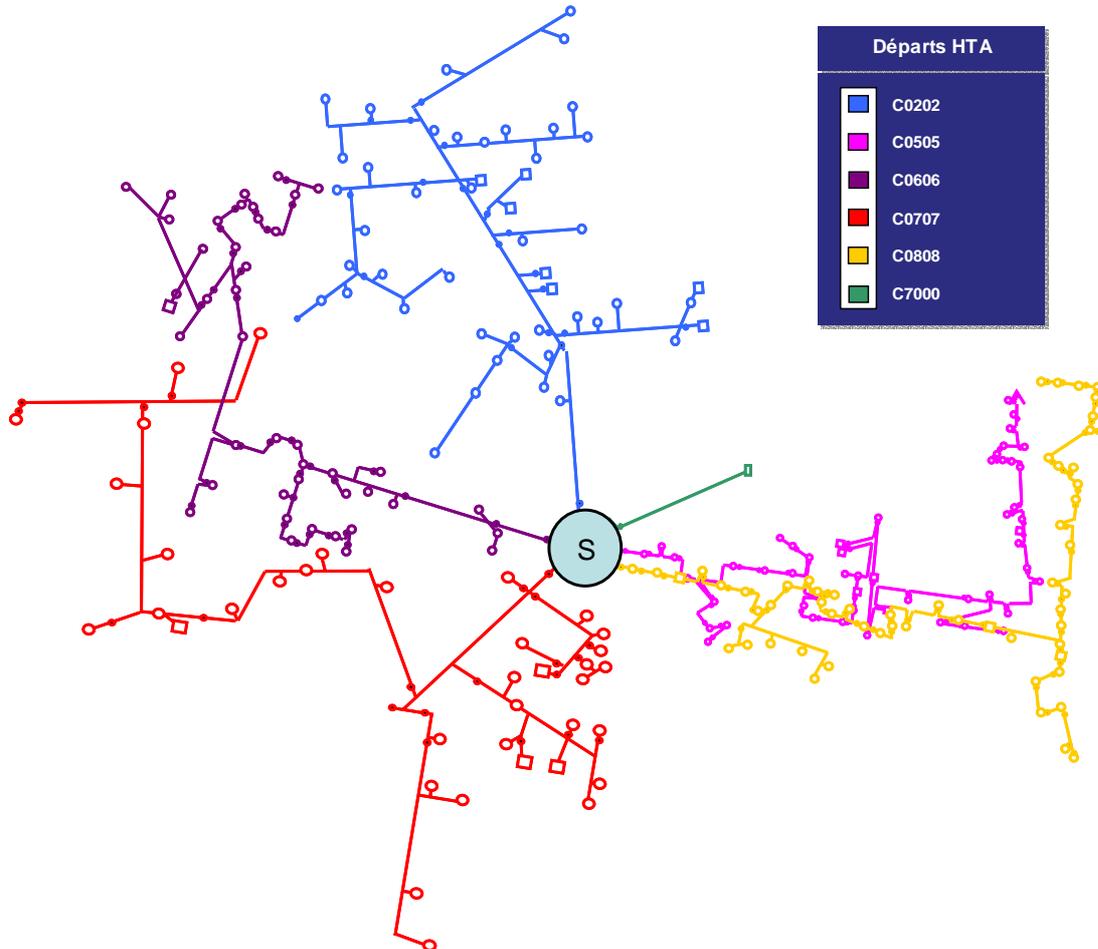


Figure II-16 Réseau de distribution du GIE-IDEA

Pour l'analyse du fonctionnement des IPD dans le réseau HTA en présence des GED, nous considérons tout d'abord deux départs C0505 de type urbain et C0707 de type rural. Ensuite, nous tenons compte de la présence des GED et des départs adjacents pour analyser l'influence des GED et des courants capacitifs sur le fonctionnement des IPD. Dans la suite du document, les caractéristiques de ces deux départs, des GED et des départs supplémentaires sont présentées.

Pour appliquer la méthode d'optimisation du placement des IPD, nous utilisons le départ C0707. Quelques rappels sur les données de fiabilité du départ sont présentées dans le dernier paragraphe de cette partie.

IV.1. Départs HTA C0505 et C0707

La détection des défauts par les IPD considérés est testée sur deux départs de distribution C0505 (urbain, 20kV) et C0707 (rural, 20kV). Ces départs sont considérés comme uniques dans un poste HTB/HTA dédié et sans GED dans un premier temps. Leurs principales caractéristiques sont présentées dans le tableau suivant [MAR-01b].

Caractéristiques	C0505	C0707
Capacitif du départ (3 Io en A) (sous 20 kV)	37.2	7.20
Nombre de clients BT	5587	265
Nombre de clients HTA	6	4
Puissance apparente totale du départ (kW)	4509	792
Chute de tension max (%)	1.32	0.1841
Icc biphasé min. (A) (Pcc infini)	2251	1471
Proportion de câble souterrain (% de la longueur totale)	100	11.96
Longueur du chemin le plus long (km)	12.29	10.02
Longueur totale du départ (km)	15.65	24.49

Tableau II-2 Les principales caractéristiques des départs C0505 et C0707

Trois régimes de neutres sont considérés pour le départ C0505 (avec des câbles souterrains) : neutre isolé, neutre mis à la terre par impédance ($12+j12\Omega$) et neutre mis directement à la terre. Quatre régimes de neutres sont considérés pour le départ C0707 (avec des lignes aériennes) : neutre isolé, neutre mis à la terre par résistance (40Ω), neutre mis directement à la terre et neutre compensé.

IV.2. Raccordement de la GED

Pour étudier le fonctionnement des IPD dans le réseau de distribution en présence de GED, un groupe de production (alternateur synchrone - transformateur) est raccordé dans les deux départs considérés ci-dessus.

Les puissances de l'alternateur et du transformateur choisis dépendent également de la position d'insertion de la GED à cause de la capacité d'évacuation de la puissance des conducteurs.

Note : Dans le transformateur de la GED, l'enroulement du primaire (générateur) est couplé en triangle, et l'enroulement secondaire (réseau HTA) est couplé en étoile à neutre isolé.

Les caractéristiques des alternateurs et des transformateurs sont présentées dans les Tableau II-3 et Tableau II-4.

- La GED avec **G1** et **T1** est connectée dans le départ C0505.
- La GED avec **G2** et **T2** est connectée dans le départ C0707.
- La GED avec **G3** et **T3** (grande puissance) est connectée dans le départ C0505.

Grandeurs	G1	G2	G3
Sn(kVA)	1200	250	10000
Pn(KW)	1000	200	8600
Un(kV)	1.008	0.4	5.5
Ra(pu)	0.0025	0.002	0.055
Xi(pu)	0.17	0.104	0.131
Xd(pu)	3.15	3.27	1.78
X'd(pu)	0.24	0.155	0.168
X''d(pu)	0.14	0.093	0.164
T'do(s)	2.35	2.11	4.2
T''do(s)	0.035	0.01	0.016
Xq(pu)	3.15	1.96	1.19
X'q(pu)	0.24	0.155	0.08
X''q(pu)	0.14	0.115	0.191
T'qo(s)	2.35	2.11	2.1
T''qo(s)	0.035	0.01	0.145
Pair de pôle	2	2	2

Tableau II-3 Caractéristiques des générateurs

Grandeurs	T1	T2	T3
Sn(kVA)	2000	250	10000
Vp(kV)	1	0.4	5.5
Vs(kV)	20	20	20
Rapport Vs/Vp	20	50	3.636
Couplage	Δ/Y_{11}	Δ/Y_{11}	Δ/Y_{11}
Résistance de l'enroulement primaire (Ω)	0	0	0
--- secondaire (Ω)	0.00725	0.00832	0.48
Inductance de l'enroulement de fuite primaire (mH)	0	0	0
--- secondaire (mH)	0.0952	0.0771	11.36
Inductance cyclique primaire directe (H)	33.51	242.52	0.963
--- homopolaire (H)	0.335	2.43	0.00963
Capacité d'enroulement cuve direct (F)	10	10	10
--- homopolaire (F)	10	10	10

Tableau II-4 Caractéristiques des transformateurs

IV.3. Départs supplémentaires

Pour étudier l'influence d'autres départs sur le fonctionnement des IPD ND0 et D0, un réseau est créé en ajoutant un départ adjacent et 2 départs supplémentaires après le transformateur en tête du départ C0707.

Départ	adjacent	Supplémentaire 1	Supplémentaire 2	C0707
S (MVA)	10,2	1,2	9	0,4966
Cos ϕ	0,98	0,98	0,98	
l(km)	18	45	36	24,49
Conducteur	Ch_HN33S23_150mm	Ch_Almelec_148mm	Ch_HN33S23_150mm	
Co (nF)	205	5	205	
Co total (F)	3,69E-06	2,25E-07	7,38E-06	
Ic (A)	4,02E+01	2,45E+00	8,03E+01	7,20

Tableau II-5 Caractéristiques des départs

Le courant capacitif total de ce réseau est de 130 A.

La simulation sur ce réseau est réalisée avec trois régimes de neutre : isolé, mis à la terre par impédance (40Ω) et compensé. Pour le neutre mis directement à la terre, l'impédance de neutre étant très petite, les tensions de neutre et résiduelle sont donc très petites.

IV.4. Données de fiabilité

Les données de fiabilité seront utilisées

- dans le chapitre 3 pour analyser la robustesse de la détection et de la localisation de défauts à l'aide des IPD ;
- dans le chapitre 4 pour calculer les indices utilisés pour optimiser le placement des IPD sur un réseau sans et avec GED (disponibilité, énergie non distribuée, ...)

Les composants électriques peuvent avoir différents modes de défaillance. La base de données de fiabilité donne pour chaque composant :

- un taux de défaillance global λ . C'est la probabilité que le composant tombe en panne entre t et $t+dt$, sachant qu'il a fonctionné de 0 à t . $\lambda(t)$ a généralement l'allure d'une courbe en baignoire comme représenté sur la Figure II-17, [MEG-05].

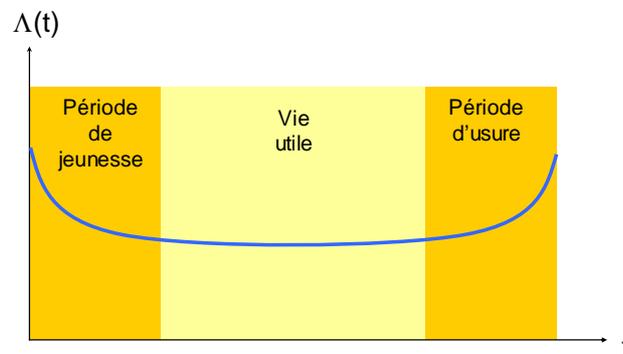


Figure II-17 Evolution du taux de défaillance

On considère que les composants électriques et électromécaniques ont un taux de défaillance constant dans la mesure où la mise en place de périodes de mise en service et de maintenance permet d'éviter les défauts de fabrication et les phénomènes d'usure.

Le taux associé à chaque mode de défaillance est choisi par défaut égal à $\lambda/(\text{nombre de modes de défaillance en fonctionnement})$, [MEG-03].

- un temps moyen de réparation, fonction du composant et de sa localisation dans le système.

- Pour les composants qui ont une fonction sur sollicitation, un taux de défaillance à la sollicitation γ est donné. Il est défini comme la probabilité que le composant tombe en panne lorsqu'il est sollicité

Les données de fiabilité qui seront exploitées dans les chapitres 3 et 4 sont rappelées en *Annexe 4*.

V. Outils de simulation

Dans nos études, nous avons utilisé de manière complémentaire deux outils principaux :

- **ARENE** pour la simulation des réseaux et des événements dans le réseau. C'est un logiciel de simulation dynamique de réseaux électriques. Il a été développé par EDF. Ce logiciel est utilisé dans un premier temps pour effectuer un calcul de répartition de charge, afin d'obtenir les tensions, courants et puissances en chacun des nœuds du réseau et pour étudier le comportement transitoire du réseau lors d'un défaut.
- **MATLAB** pour le développement des modèles des IPD et le programme d'optimisation du placement des IPD. C'est un logiciel très connu dans le monde. Il permet de coder les programmes de façon facile grâce à la bibliothèque des fonctions. De plus, les dernières versions fournissent les outils de création des interfaces qui permet de créer des programmes faciles à utiliser.

VI. Conclusions

Dans ce chapitre, nous avons principalement présenté les modèles développés pour les différents types d'IPD. Chaque appareil se compose d'une partie commune : la détection de la présence d'un défaut. Le choix des variables utilisées (grandeurs de phase ou homopolaires) dépend du type d'appareil considéré. Pour les IPD de type directionnel, vient s'ajouter une logique de détection du sens du défaut. Le fonctionnement de chacun des types d'IPD ainsi que leur capacité à localiser la section en défaut ont été présentés. L'insertion de GED ne nuit au fonctionnement des IPD. Par contre, son influence sur la capacité de localisation de la section en défaut a été évoquée.

Nous avons aussi présenté les données relatives aux réseaux et éléments constitutifs qui vont servir à la validation de nos conclusions dans les chapitres suivants.

Chapitre III

Analyse du comportement des IPD

CHAPITRE III ANALYSE DU COMPORTEMENT DES IPD	69
I. INTRODUCTION	71
II. INFLUENCE DU CONTEXTE DE FONCTIONNEMENT SUR LA REPOSE DES IPD	71
II.1. <i>Cas considérés – la démarche</i>	71
II.1.a) Positions des IPD, des défauts et de la GED.	71
II.1.b) Seuils pour les IPD	73
II.1.c) Indication des IPD dans la simulation	73
II.2. <i>Vérification du fonctionnement des IPD dans les réseaux HTA sans GED</i>	74
II.2.a) Simulation du fonctionnement des ND1	74
II.2.b) Simulation du fonctionnement des ND0 et D0.....	76
II.2.c) Evaluation des résultats de simulation.....	80
II.3. <i>Localisation des défauts par IPD dans les réseaux HTA avec GED</i>	80
II.3.a) GED de faible puissance	81
II.3.b) GED de puissance importante	82
II.4. <i>Signalisation des IPD lors du défaut réamorçant</i>	83
II.5. <i>Synthèses des résultats</i>	85
II.5.a) Défaut triphasé et biphasé isolé	86
II.5.b) Défaut biphasé terre	86
II.5.c) Défaut monophasé.....	86
II.5.d) Défaut réamorçant.....	86
III. ANALYSE DE LA ROBUSTESSE DU DIAGNOSTIC AVEC IPD	87
III.1. <i>Introduction</i>	87
III.2. <i>Développements préliminaires</i>	87
III.2.a) Rappels théoriques	88
III.2.b) Matrices de probabilités conditionnelles P(réponse réelle / réponse idéale) des IPD.....	89
III.2.c) Généralisation	90
III.3. <i>Application</i>	90
III.3.a) Départ sans GED.....	90
III.3.b) Départ avec GED	93
IV. CONCLUSIONS.....	95

I. Introduction

Dans ce chapitre, nous allons analyser le comportement des IPD installés dans les réseaux HTA.

- La première partie de ce chapitre, élément principal de notre travail, consiste à valider en simulation l'influence du contexte de fonctionnement sur la détection et la localisation de défaut par IPD. En fait, nous considérons divers cas d'études suivant la configuration des réseaux de distribution HTA (avec différents régimes de neutre), en particulier dans le cas d'insertion de production décentralisée (GED).

Les quatre types d'IPD considérés ont été présentés au paragraphe **II**, chapitre II. Leur fonctionnement est testé sur les deux exemples de départs C0505 (urbain), C0707 (rural) mis en place au sein du GIE-IDEA, (voir paragraphe **III.1**, chapitre II).

- La deuxième partie concerne l'étude de la robustesse du diagnostic effectué à partir des réponses des IPD. Un IPD peut donner une indication erronée. L'objectif est de déterminer à partir d'une signalisation réelle (même « incohérente ») quelle est la probabilité de déterminer correctement la section en défaut.

II. Influence du contexte de fonctionnement sur la réponse des IPD

II.1. Cas considérés – la démarche

Pour tester le fonctionnement des IPD, les départs HTA sont créés et simulés sous ARENE.

II.1.a) Positions des IPD, des défauts et de la GED.

Nous avons choisi d'installer 6 IPD dans chaque départ. Ils sont placés aux intersections des branches secondaires avec la branche principale et le long de la branche principale du réseau. Trois points de défaut sont considérés.

Les Figure III-1 et Figure III-2 présentent les départs C0505, C0707 et le réseau ayant plusieurs départs, avec les charges, les organes de coupure, les IPD et les défauts considérés.

Note :

- : représente les réseaux BTA connectés au réseau HTA d'étude,
- : représente les consommateurs HTA.
- △ : représente la source principale (lien vers HTB).
- : Organes de coupure

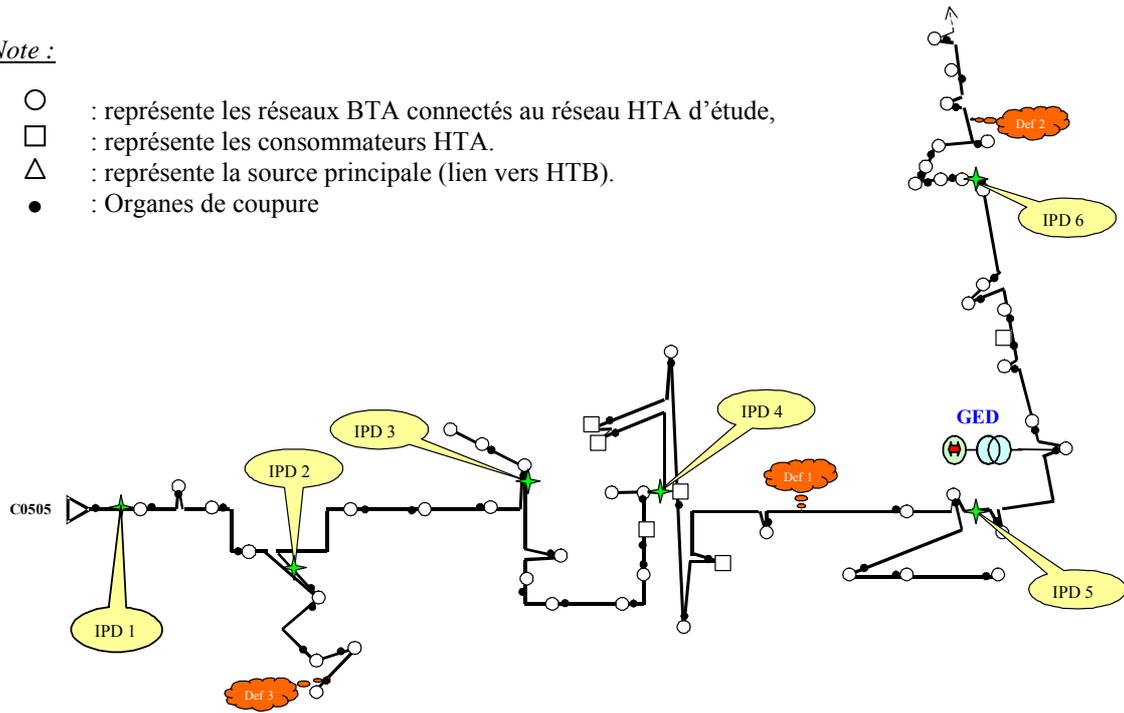


Figure III-1 Départ C0505 (urbain)

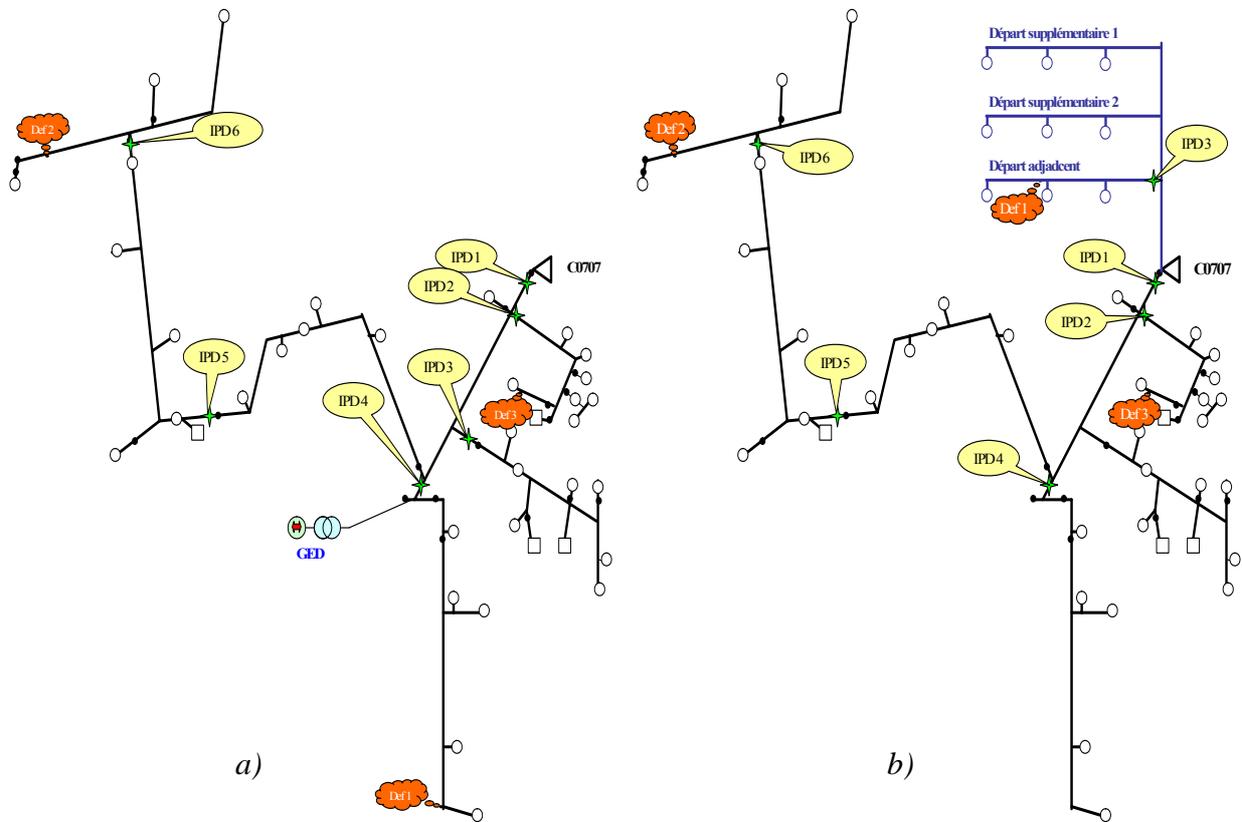


Figure III-2 Départ C0707 (rural), a) avec GED, b) avec les départs supplémentaires

II.1.b) Seuils pour les IPD

Sur la base du principe de choix des seuils pour les IPD présenté dans le chapitre II (paragraphe **II.4**), les seuils appliqués dans les IPD sont les suivants :

1. Seuil sur la tension simple : $V_s = 8 \text{ kV}$

Comme la tension composée des réseaux considérés est de 20 kV, la tension simple nominale est de 11,5 kV. Ce seuil est utilisé pour vérifier le rétablissement de la tension du réseau dans tous les types d'IPD.

2. Seuil sur le courant de phase pour **ND1** et **D1** : $I_s = 200\text{-}400 \text{ A}$

Cette valeur dépend de la configuration du départ. Dans nos simulations, les seuils sur l'amplitude et les seuils adaptatifs du courant de phase pour les IPD (**ND1** et **D1**) dans chaque départ sont identiques :

C0505		C0707	
Seuil sur l'amplitude	Seuil adaptatif	Seuil sur l'amplitude	Seuil adaptatif
$I_s = 0.4 \text{ kA}$	$d_i = 0.2 \text{ kA};$ $dt = 30\text{ms}$	$I_s = 0.3 \text{ kA}$	$d_i = 0.2 \text{ kA};$ $dt = 30\text{ms}$

Tableau III-1 Seuils de courants de phase pour les IPD ND1 et D1

3. Seuil sur le courant résiduel pour **ND0** : $I_{rs} = 20 \text{ A}$
4. Seuils sur le courant résiduel et sur la tension résiduelle pour **D0¹** (modèle 1) : $I_{rs} = 2 \text{ A}$ et $V_{rs} = 8 \text{ kV}$.

Le seuil sur le courant résiduel est faible pour que l'IPD détecte le petit courant capacitif généré par la partie aval de l'IPD du réseau lors du défaut survenant sur la partie amont de l'IPD.

5. Seuil sur le courant et la tension résiduels pour **D0²** (modèle 2) : $I_{rs} = 60 \text{ A}$ - crête et $V_{rs} = 9 \text{ kV}$ - crête.

Rappel : Ce type d'IPD détecte le défaut à partir du transitoire (les premières périodes) du courant résiduel.

II.1.c) Indication des IPD dans la simulation

Le Tableau III-2 résume les indicateurs correspondant aux différentes réponses possibles des IPD dans la simulation. Nous avons choisi des valeurs différentes afin d'avoir une meilleure visualisation des résultats (Figure III-3).

Type d'IPD	Défaut en aval	Défaut en amont	Défaut vu mais sans la direction
ND0	3	0	
ND1	2	0	
D0	6	-6	-3
D1	4	-4	-2

Tableau III-2 Réponses possibles des IPD.

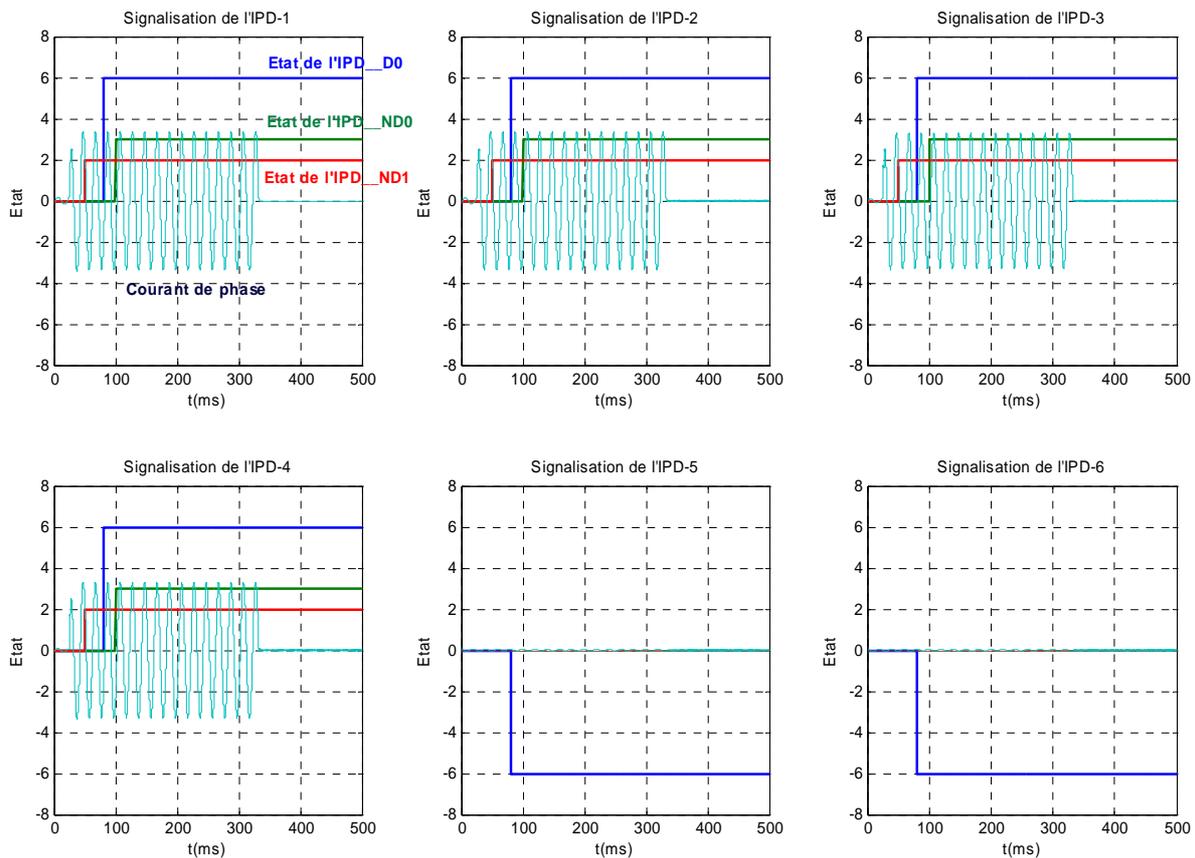


Figure III-3 Signalisations des IPD lors du défaut biphasé-terre en position 1 dans le départ C0505

II.2. Vérification du fonctionnement des IPD dans les réseaux HTA sans GED

L'objectif de cette partie consiste à vérifier le fonctionnement des IPD actuellement utilisés dans les réseaux HTA classiques sans GED et à valider les conclusions formulées au chapitre précédent quant aux capacités de détection et de localisation des différents types de défaut.

II.2.a) Simulation du fonctionnement des ND1

La simulation pour ce cas d'étude est réalisée sur les départs C0505 et C0707. Pour chaque position de défaut, tous les types de défauts (triphasé, biphasé et monophasé) avec

chaque régime de neutre (isolé, mise directe à la terre, impédant et compensé) sont considérés. La résistance de défaut est de 10 Ω.

Les signalisations des IPD obtenues dans les simulations sont présentées sous forme de tableaux en fonction du type de réseau, de régime de neutre et du type de seuil (sur l'amplitude ou adaptatif). Dans ces tableaux, chaque défaut est caractérisé par un chiffre indiquant sa position et par une ou deux lettres :

- **M** pour le défaut monophasé,
- **B** pour le défaut biphasé – terre,
- **Bi** pour le défaut biphasé isolé
- **T** pour le défaut triphasé,
- **SansDef** : Sans défaut

‘am’ et ‘ad’ signifient que l’IPD **ND1** fonctionne avec seuil sur l’amplitude ou seuil adaptatif.

Les deux dernières colonnes des tableaux évaluent la capacité de **localisation** de la zone en défaut à l’aide des signalisations des IPD pour les deux types de seuils utilisés. Avec les IPD non directionnels, le défaut est entre deux IPD consécutifs respectivement activé et non activé ou bien après le dernier IPD activé.

Nous présentons dans la suite les simulations pour les réseaux à neutre isolé, les autres cas (neutre impédant, compensé et direct) figurent dans l’*Annexe 5*.

Défauts	ND1 (1)		ND1 (2)		ND1 (3)		ND1 (4)		ND1 (5)		ND1 (6)		Localisation	
	am	ad	am	Ad	am	Ad	am	ad	am	ad	am	ad	am	ad
SansDef	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1	M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Non	Non
	Bi	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	Oui	Oui
2	M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Non	Non
	Bi	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
	B	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
3	M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Non	Non
	Bi	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui

Tableau III-3 Signalisations des ND1 dans le départ C0505-neutre isolé

Défauts	ND1 (1)		ND1 (2)		ND1 (3)		ND1 (4)		ND1 (5)		ND1 (6)		Localisation	
	am	ad	am	ad										
SansDef	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1	M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Non	Non
	Bi	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	Oui	Oui
2	M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Non	Non
	Bi	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	Oui	Oui
	B	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	Oui	Oui
3	M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Non	Non
	Bi	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui

Tableau III-4 Signalisations des ND1 dans le départ C0707-neutre isolé

En ce qui concerne la détection des défauts, nous constatons que :

1. Lors d'un défaut monophasé, les **ND1** ne voient pas l'augmentation faible du courant de la phase de défaut. Cette augmentation est due principalement au courant capacitif et est très petite par rapport au seuil des IPD (quelques dizaines d'ampères par rapport à quelques centaines d'ampères pour le seuil). On vérifie bien que l'IPD de type **ND1** ne peut donc pas détecter ce type de défaut.
2. Les autres types de défauts : triphasé, biphasé isolé et biphasé-terre sont détectés par l'IPD de type **ND1** car l'amplitude du courant de défaut est plus conséquente.
3. Les deux types de seuil (sur l'amplitude et adaptatif) donnent les mêmes résultats dans les deux départs C0505 et C0707.
4. Pour les autres types de neutre, les résultats obtenus confirment ce que nous avons dit au chapitre précédent : dans le cas des régimes de neutre direct et impédant l'IPD ND1 peut détecter tous les types de défaut. Pour le régime de neutre compensé, ND1 n'est pas capable de détecter les défauts monophasés. Les résultats sont présentés en *Annexe 5*.

En ce qui concerne les capacités de localisation à partir des signalisations des IPD ND1, notons que lorsque l'IPD fonctionne correctement, la localisation de la section en défaut est toujours possible.

II.2.b) Simulation du fonctionnement des ND0 et D0

Pour étudier le fonctionnement des **ND0** et **D0** (modèle 1 –**D0**¹- et modèle 2 –**D0**²-), il faut considérer l'influence du courant capacitif des autres départs. C'est pourquoi nous utilisons le réseau créé à partir du départ C0707 avec un départ adjacent et deux autres départs

supplémentaires (voir la Figure III-2 et le paragraphe **III.3** dans le chapitre 2). Pour chaque point de défaut, les défauts monophasés et biphasé-terre sont considérés avec une résistance de défaut de 10Ω.

Les simulations sont réalisées avec les trois régimes de neutre suivants : isolé, impédant et compensé. Rappelons que l'IPD-**D0** n'est pas installé dans les réseaux à neutre directement relié à la terre. Nous présentons ici les simulations pour les deux régimes de neutre intéressants : isolé et compensé. Les simulations pour le neutre impédant sont présentées dans l'*Annexe 5*.

A - Neutre isolé

Défauts	IPD1			IPD2			IPD3			IPD4			IPD5			IPD6			
	ND0	D0 ¹	D0 ²																
SansDef	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1	M	0	-6	0	0	-3	0	3	6	6	0	-3	0	0	-6	0	0	-6	0
	B	0	-6	0	0	-3	0	3	6	6	0	-3	0	0	-3	0	0	-3	0
2	M	3	6	6	0	-3	0	0	-6	0	0	-3	0	3	6	6	3	6	6
	B	3	6	6	0	-3	0	0	-6	0	0	-3	0	3	6	6	3	6	6
3	M	3	6	6	3	6	6	0	-6	0	0	-3	0	0	-6	0	0	-6	0
	B	3	6	6	3	6	6	0	-6	0	0	-3	0	0	-3	0	0	-3	0

Tableau III-5 Signalisations des ND0 et D0 dans le réseau à neutre isolé

Pour ce qui est de la détection de l'existence d'un défaut :

1. Lors du défaut dans le réseau (Def2, Def3 dans le départ C0707 et Def1 dans le départ adjacent), tous les IPD (**ND0**, **D0¹** et **D0²**) dans la section entre le poste source et le point de défaut (à savoir les IPD 1, 5 et 6 pour Def2 ; IPD 1 et 2 pour Def3 ; IPD 3 pour Def1) voient le défaut. Car le courant capacitif total du réseau est suffisamment grand à détecter.
2. Les IPD **D0²** en dehors de cette section (le défaut n'est pas en aval de l'IPD) ne voient pas le défaut car le courant capacitif de la partie en aval de l'IPD est faible par rapport au seuil de ce type d'IPD. Par contre, les IPD **D0¹** voient le défaut car le seuil de courant de ce type d'IPD est plus faible et la détection peut être réalisée par un seul franchissement de la tension résiduelle (pour signalisation incomplète -3, cases grisées).

Pour ce qui est de la détermination du sens du défaut :

1. Tous les IPD directionnels (**D0¹** et **D0²**) dans la section entre le poste source et le point de défaut voient le défaut et déterminent correctement le sens du défaut.
2. En dehors de cette section, quelques IPD **D0¹** déterminent correctement le sens du défaut. Ce sont les IPD au début de chaque départ (IPD3 pour Def2 et Def3 ; IPD1 pour Def1). Les autres IPD de ce type ne déterminent pas le sens du défaut (donnent les signalisations

incomplètes) car le courant capacitif de la partie en aval de l'IPD est inférieur au seuil de courant de l'IPD.

Pour ce qui est de la localisation :

Comme les signalisations incomplètes des IPD **D0¹** ne sont pas prises en compte dans la localisation de défaut, les zones en défaut sont localisées par tous les types d'IPD considérés.

B - Neutre compensé

Le courant capacitif total du réseau est de 130A. Le réseau est sur-compensé de 10%. La bobine de Petersen a donc une valeur de **0,257H**. Une résistance de **600Ω** est connectée en parallèle de la bobine comme il est pratiqué dans les réseaux compensés en France. Le tableau de synthèse suivant présente les signalisations des IPD dans ce réseau pour chaque type de défaut.

Défauts	IPD1			IPD2			IPD3			IPD4			IPD5			IPD6		
	ND0	D0 ¹	D0 ²															
SansDef	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	M	0	-6	0	0	-3	0	0	6	6	0	-3	0	0	-6	0	0	-6
	B	0	-6	0	0	-3	0	0	6	6	0	-3	0	0	-3	0	0	-3
2	M	3	6	6	0	-3	0	0	-6	6	0	-3	0	3	6	6	3	6
	B	3	6	6	0	-3	0	0	-6	6	0	-3	0	3	6	6	3	6
3	M	3	6	6	3	6	6	0	-6	-6	0	-3	0	0	-6	0	0	-6
	B	3	6	6	3	6	6	0	-6	6	0	-3	0	0	-3	0	0	-3

Tableau III-6 Signalisations des ND0 et D0 dans le réseau à neutre compensé

Par rapport aux attendus du chapitre précédent, nous notons que si les seuils de courant des IPD sont bien réglés, le comportement décrit au chapitre précédent est retrouvé.

Pour ce qui est de la détection de l'existence des défauts :

1. Tous les IPD **D0¹** et **D0²** dans la section entre le poste source et le point de défaut voient le défaut. Par contre l'IPD3 **ND0** (au position 3) ne voit pas le Def1 (cases grisées). Car la partie capacitive du courant résiduel est compensée. Ce courant devient inférieur au seuil de **ND0** mais supérieur au seuil de **D0¹**. Le seuil de l'IPD **D0²** est aussi grand comme celui de **ND0** pourtant il peut détecter le défaut car il exploite les premiers périodes du courant résiduel (voir la Figure III-4). Nous vérifions donc que **ND0** ne peut pas être utilisé pour ce régime de neutre.
2. Les IPD **D0¹** en dehors de la section entre le poste source et le point de défaut donnent les signalisations identiques à celles dans le cas du neutre isolé.

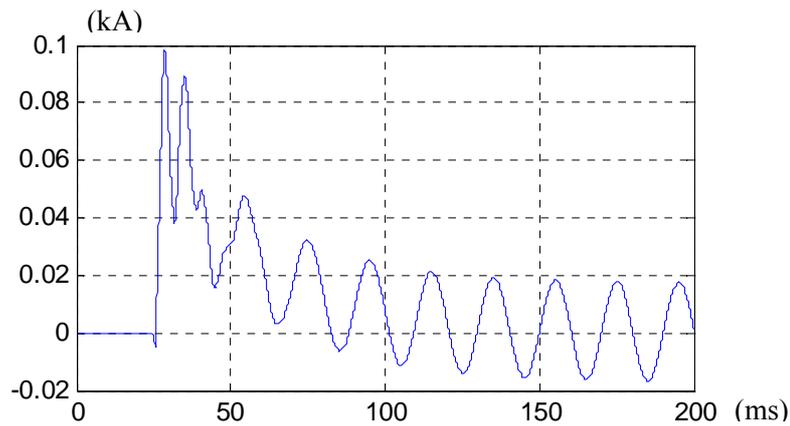


Figure III-4 Courant résiduel au position 3 lors du Def1 dans le réseau à neutre compensé

Pour ce qui est de la détermination du sens du défaut :

1. Toutes les remarques sur la détection du sens pour le neutre isolé sont valables pour celles du neutre compensé.
2. Notons qu'il existe une erreur dans l'indication directionnelle de l'IPD $D0^2$ à la position 3 lors du défaut **M2**. La Figure III-5 explique ce problème. La Figure III-5 **a)** présente le courant et la tension lors du défaut **M1** mesurés à la position IPD3. Le franchissement du seuil est réalisé lors du premier transitoire et $D0^2$ détermine la bonne direction. Par contre, le franchissement de seuil en cas de problème (Figure III-5 **b)**) n'est pas réalisé au premier transitoire (ovale vert), il provoque donc cette erreur d'indication. Il faut donc bien régler (diminuer) le seuil de courant de ce type d'IPD pour éviter ce problème.

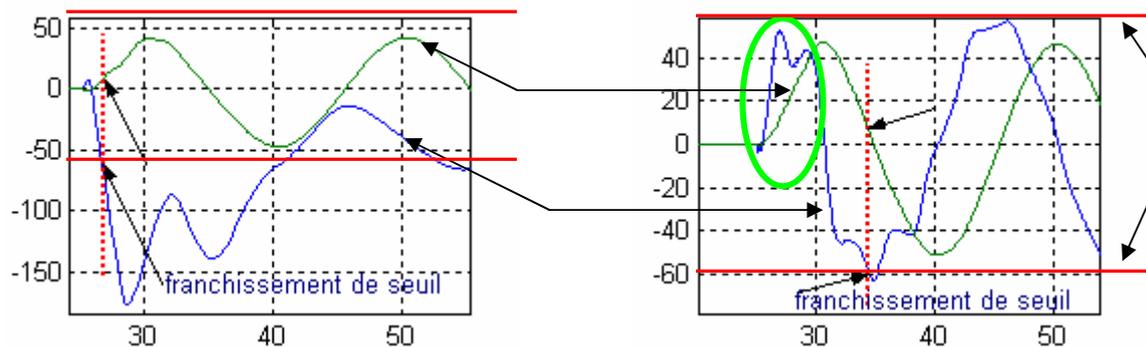


Figure III-5 Illustration d'une erreur de l'indication directionnelle de l'IPD $D0^2$

Pour ce qui est de la localisation des défauts :

1. L'IPD **ND0** ne peut pas être utilisé pour localiser le défaut
2. Pour $D0^1$ et $D0^2$, si le seuil est bien réglé, la section en défaut est toujours bien localisée.

II.2.c) Evaluation des résultats de simulation

Les simulations conduites nous permettent de vérifier que les attendus du chapitre II sont bien vérifiés. Nous formulons dans la suite quelques remarques concernant l'utilisation des IPD.

- Les IPD de type **ND1** détectent bien les défauts polyphasés dans tous les réseaux. Ils peuvent également détecter le défaut monophasé dans les réseaux à neutre impédant et mis directement à la terre.
- L'IPD de type **ND0** est utilisé dans les réseaux avec le régime de neutre impédant et isolé (pour les réseaux de grand courant capacitif). Il ne peut être pas utilisé dans les réseaux à neutre isolé si le courant capacitif du réseau est suffisamment grand (quelques dizaines d'ampères - supérieur à son seuil).
- L'IPD de type **D0¹** est utilisé dans les réseaux à neutre isolé, impédant et compensé. Il peut voir le faible courant résiduel et bien déterminer la direction pour ces types de régime de neutre.
- L'IPD de type **D0²** est utilisé dans les réseaux avec le régime de neutre isolé, impédant, et compensé. Sa capacité de détection de défaut dépend de sa valeur de seuil du courant résiduel. Si la résistance de défaut est trop grande, en particulier dans le réseau à neutre compensé et isolé, il ne peut pas voir ce défaut.

II.3. Localisation des défauts par IPD dans les réseaux HTA avec GED

Comme la GED ne perturbe pas la localisation de défaut par les **ND0** et **D0**, dans ce cas d'étude, nous considérons les IPD **ND1** et **D1** dans un départ HTA avec la présence de GED.

Les remarques du paragraphe **II.2** nous montrent que la détection et localisation des défauts polyphasés dans le réseau sans GED sont bien réalisées par les **ND1**. La simulation dans cette partie est donc réalisée tout d'abord avec des IPD **ND1** pour montrer les limites de la localisation de défaut avec ce type d'appareil. Des IPD **D1** sont ensuite utilisés pour surmonter ces limites.

Les réseaux à neutre impédant sont simulés avec deux types de défauts : triphasé et biphasé isolé.

II.3.a) **GED de faible puissance**

Le groupe alternateur – transformateur est raccordé dans le réseau comme la Figure III-1 et Figure III-2a) le montrent. Le groupe de **G1, T1** est connecté au départ C0505, et le groupe de **G2, T2** est connecté au départ C0707 (voir le paragraphe **II.2** du chapitre II).

Les tableaux de synthèse suivants présentent les signalisations des IPD_ND1 dans ces deux départs pour chaque type de défaut.

Défauts	ND1 (1)		ND1 (2)		ND1 (3)		ND1 (4)		ND1 (5)		ND1 (6)		Localisation	
	am	ad	am	ad										
SansDef	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1	Bi	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
2	Bi	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
3	Bi	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui

Tableau III-7 Signalisations des IPD_ND1 dans le départ C0505-neutre impédant

Défauts	ND1 (1)		ND1 (2)		ND1 (3)		ND1 (4)		ND1 (5)		ND1 (6)		Localisation		
	am	ad	am	ad											
SansDef	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
1	Bi	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
2	Bi	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
3	Bi	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui

Tableau III-8 Signalisations des IPD_ND1 dans le départ C0707-neutre impédant

1. **ND1** donne la signalisation identique au cas sans GED. La localisation des défauts triphasé et biphasé est toujours bien réalisée à partir des signalisations de ces IPD.
2. La Figure III-6 présentant les courants de phase 1 lors du défaut triphasé au point 1(**Def1**) dans le départ C0505 illustre un cas de non détection du courant de défaut issu de la GED : le courant de défaut issu de la GED traversant la position de l'IPD 5 est petit par rapport au seuil (0.4 kA). Les IPD ne voient donc pas le courant de défaut issu de la GED.

La GED de faible puissance n'influence donc pas la localisation de défaut par **ND1**.

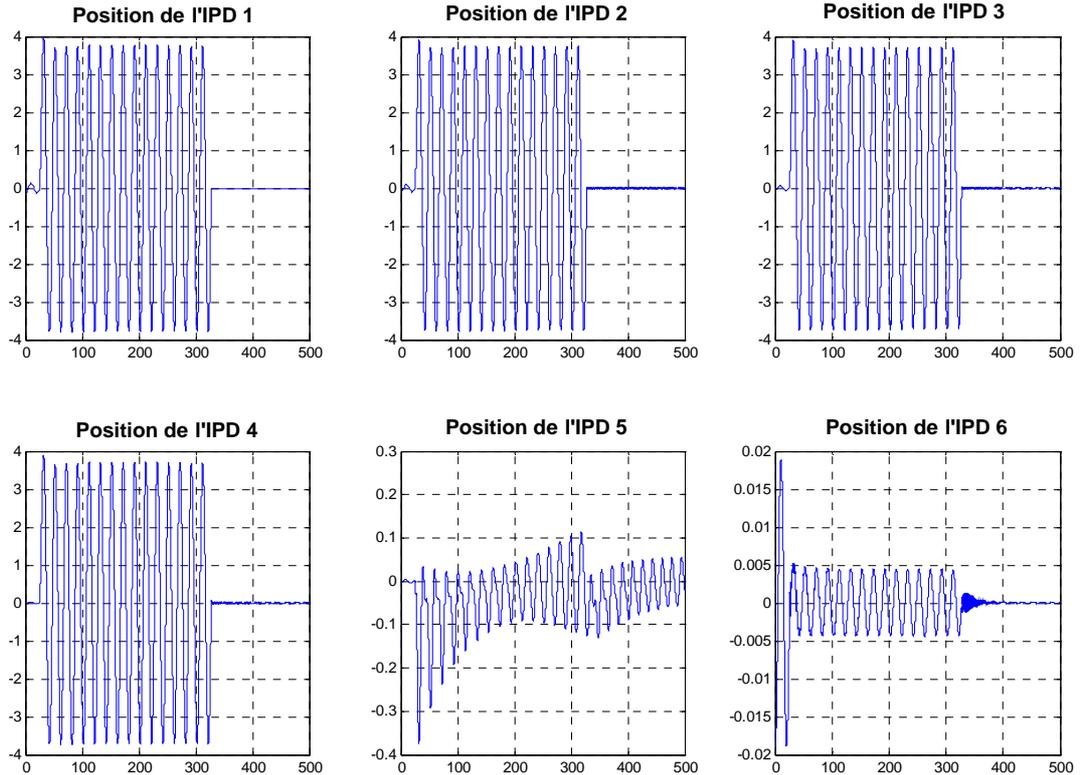


Figure III-6 Les courants (phase 1) en kA lors du défaut triphasé du point 1(Def1) dans le départ C0505 mesurés aux positions des IPD considérés

II.3.b) GED de puissance importante

Cette étude est réalisée sur le départ C0505. Le groupe (G3, T3) ayant une puissance plus grande remplace le groupe (G1, T1) (voir le paragraphe II.2 du chapitre II).

A - Détection par les ND1

Défauts	ND1 (1)		ND1 (2)		ND1 (3)		ND1 (4)		ND1 (5)		ND1 (6)		Localisation			
	am	ad	am	ad												
SansDef	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				
1	Bi	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	Non	Non
	T	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	Non	Non
2	Bi	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
3	Bi	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	Non	Non
	T	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	Non	Non

Tableau III-9 Signalisations des IPD_ND1 dans le départ C0505-neutre impédant

Lors du défaut aux points 1 et 3, les ND1 donnent une signalisation identique. Car le courant issu de la GED vers le défaut est grand, les ND1 entre la GED et le point de défaut voient ce courant et donnent la signalisation (cases grisées dans le Tableau III-9). Et, selon le principe de localisation de défaut par les IPD ND1, le point de défaut est déterminé après l'IPD

ND1_ (5). La localisation du défaut n'est donc pas réalisée de manière correcte à partir des appareils de type ND1 en présence de GED de puissance importante.

Pour résoudre ce problème, des IPD D1 directionnels doivent être utilisés. Ils voient le courant de défaut en déterminant la direction du défaut.

B Détection par les IPD D1

Défauts	D1 (1)		D1 (2)		D1 (3)		D1 (4)		D1 (5)		D1 (6)		Localisation		
	am	ad	am	ad											
SansDef	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
1	Bi	4	4	4	4	4	4	4	4	-4	-4	0	0	Oui	Oui
	T	4	4	4	4	4	4	4	4	-4	-4	0	0	Oui	Oui
2	Bi	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	Oui	Oui
	T	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	Oui	Oui
3	Bi	4	4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	0	0	Oui	Oui
	T	4	4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	-4	0	0	Oui	Oui

Tableau III-10 Signalisations des IPD_D1 dans le départ C0505-neutre impédant

Le courant issu de la GED vers le défaut est grand, les **D1** entre la GED et le point de défaut voient ce courant et déterminent sa direction. Si ce courant circule vers l'amont (le poste source), la signalisation de l'IPD est présentée par « -4 » (défaut aux points **1** et **3** - cases grisées dans le Tableau III-10). Dans le cas contraire, la signalisation est « 4 » (défaut au point **2**). Grâce à ces signalisations, tous les défauts sont bien localisés par les IPD de type **D1**.

En présence de GED de puissance importante dans le réseau HTA, il faut utiliser les IPD D1 pour la détection des défauts polyphasés.

II.4. Signalisation des IPD lors du défaut réamorçant

Dans les paragraphes ci-dessus, nous présentons le résultat de la simulation des IPD lors d'un défaut permanent. Pour ce paragraphe, on considère la simulation du fonctionnement des IPD lors du défaut réamorçant.

Le défaut réamorçant est généralement un défaut monophasé existant dans un réseau à neutre impédant, isolé et surtout compensé. Pour analyser la détection de ce type de défaut par IPD, des défauts réamorçants sont donc créés dans le réseau avec plusieurs départs (voir la Figure III-2b) et le paragraphe **II.2.b**) pour ces régimes de neutre. Les simulations de détection sont réalisées pour trois types d'IPD : **ND0**, **D0¹** et **D0²**. Le Tableau III-11 présente les résultats de simulation (**Is**, **Im** et **Co** représentent les neutres isolé, impédant et compensé).

	Def	IPD1			IPD2			IPD3			IPD4			IPD5			IPD6		
		ND0	D0 ¹	D0 ²															
Is	1	0	-6	0	0	-3	0	3	6	6	0	-3	0	0	-6	0	0	-6	0
	2	3	6	6	0	-3	0	0	-6	6	0	-3	0	3	6	6	3	6	6
	3	3	6	6	3	6	6	0	-6	-6	0	-3	0	0	-6	0	0	-6	0
Im	1	0	-6	0	0	-3	0	3	6	6	0	-3	0	0	-6	0	0	-6	0
	2	3	6	6	0	-3	0	0	-6	-6	0	-3	0	3	6	6	3	6	6
	3	3	6	6	3	6	6	0	6	-6	0	-3	0	0	-3	0	0	-3	0
Co	1	0	6	0	0	-3	0	0	-6	6	0	-3	0	0	6	0	0	6	0
	2	0	-3	6	0	-3	0	0	6	6	0	-3	0	0	-3	6	0	-3	6
	3	3	-3	6	3	-3	6	0	6	0	0	-3	0	0	6	0	0	6	0

Tableau III-11 Signalisations des IPD lors des défauts réamorçants

En ce qui concerne la détection du défaut :

1. Les IPD **ND0** détectent bien les défauts dans le réseau à neutre isolé et impédant. Par contre, ils ne peuvent pas détecter les défauts dans le réseau à neutre compensé car la compensation de courant capacitif provoque un courant résiduel plus petit que celui dans le neutre isolé et surtout plus petit que le seuil des **ND0**.
2. Les IPD **D0¹** et **D0²** peuvent voir ce type de défaut pour tous les régimes de neutre.

En ce qui concerne la détermination du sens du défaut

3. Pour les IPD **D0²**, il faut bien régler le seuil de courant résiduel des IPD car quelquefois, ils déterminent la mauvaise direction (def2 avec l'IPD3 pour neutre isolé et compensé). Ce problème est expliqué à la Figure III-5.
4. Les IPD **D0¹** ne peuvent pas détecter le sens de ce type de défaut. Dans le réseau à neutre compensé, ils donnent toujours la mauvaise direction ou ne sont pas capables de déterminer la direction de défaut. Dans le réseau à neutre isolé et impédant, ils donnent souvent la valeur de signalisation -3 car ils voient l'augmentation de la tension résiduelle, mais ils ne voient pas la faible composante 50Hz du courant de défaut pour déterminer la direction de défaut. La période de défaut est très courte, il n'y a pas assez de composante 50Hz pour les IPD **D0¹**.

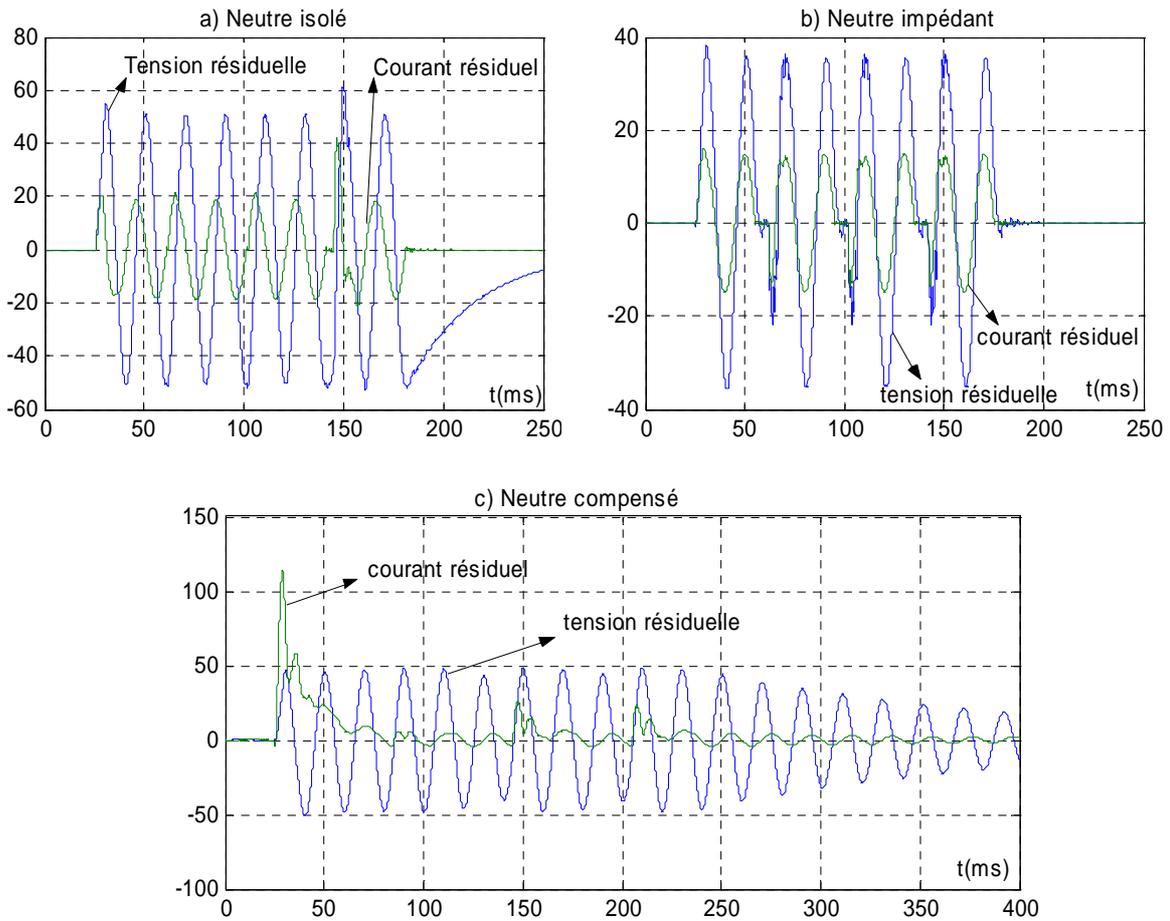


Figure III-7 Tension et courant résiduels à la position de l'IPD1 lors du défaut Def2

Note : Dans la Figure III-7, la valeur du courant résiduel (kA) a été multipliée par 100 pour neutre isolé, 50 pour neutre impédant et 500 pour neutre compensé. La tension est exprimée en kV.

En conclusion, les IPD_D0² permettent de localiser ce type de défaut pour tous les types de régime de neutre considérés (isolé, impédant, compensé).

II.5. Synthèses des résultats

A partir des analyses et des simulations ci-dessus, nous présentons des synthèses d'utilisation des IPD suivant les types de défauts. La capacité de localisation de défaut est caractérisée comme suit :

	Localisation possible avec GED de faible puissance
	Localisation impossible
	Localisation possible et ne dépendant pas de la GED
	IPD n'est pas utilisé dans ce cas

II.5.a) Défaut triphasé et biphasé isolé

IPD	Utilisation dans un réseau à neutre			
	Isolé	Impédant	Direct	Compensé
ND1				
ND0			X	
D1				
D0 ¹			X	
D0 ²			X	

Tableau III-12 Capacité de localisation des défauts triphasé et biphasé isolé

II.5.b) Défaut biphasé terre

IPD	Utilisation dans un réseau à neutre			
	Isolé	Impédant	Direct	Compensé
ND1				
ND0			X	
D1				
D0 ¹			X	
D0 ²			X	

Tableau III-13 Capacité de localisation des défauts biphasé terre

II.5.c) Défaut monophasé

IPD	Utilisation dans un réseau à neutre			
	Isolé	Impédant	Direct	Compensé
ND1				
ND0			X	
D1				
D0 ¹			X	
D0 ²			X	

Tableau III-14 Capacité de localisation des défauts monophasé

II.5.d) Défaut réamorçant

IPD	Utilisation dans un réseau à neutre			
	Isolé	Impédant	Direct	Compensé
ND1				
ND0			X	
D1				
D0 ¹			X	
D0 ²			X	

Tableau III-15 Capacité de localisation des défauts réamorçant

III. Analyse de la robustesse du diagnostic avec IPD

III.1. Introduction

Les IPD sont actuellement installés en grand nombre sur les réseaux HTA, dans les rues ou sur des supports en pleine nature. Ils sont soumis au vandalisme, même si de gros efforts ont été faits pour les rendre plus robustes. D'autre part, pour fonctionner correctement, ils doivent être installés suivant des règles précises. Pourtant, ils le sont souvent par l'entreprise qui construit le poste HTA/BT, sans autre contrôle [RAY-02]. Enfin, dans la réalité, il y a peu d'entretien de ces appareils

Tout ceci fait qu'il n'est pas certain que tous les IPD dans un réseau *fonctionnent et fonctionnent correctement* lors du défaut. Notre objectif dans cette partie est d'analyser la probabilité de localisation de la section en défaut avec une ou quelques indications incorrectes des IPD.

III.2. Développements préliminaires

Nous considérons les deux cas suivants :

- Les IPD ne fonctionnent plus (indication toujours à 0). Le paramètre α caractérise le taux de fonctionnement.
- Les IPD fonctionnent mais donnent des indications incorrectes (pour le sens du défaut ou la présence du défaut). Le paramètre β caractérise le taux de fonctionnement correct.

Dans un départ HTA, il y a plusieurs IPD installés et numérotés. Le départ est divisé en sections numérotées et limitées par ces IPD (voir Figure III-8). En cas de défaut, supposé détecté de manière certaine par l'ouverture du disjoncteur de départ, nous allons déterminer la section ayant la probabilité la plus grande de contenir le défaut, compte tenu de la réponse, fournie par l'ensemble des IPD, laquelle peut être partiellement erronée.

Les seuils des IPD sont fixes. Ainsi suivant la position du défaut par rapport à la GED, la valeur du courant de défaut peut être inférieure aux seuils choisis. C'est pourquoi nous définissons une zone de détection du courant de défaut issu de chaque GED ; elle correspond à la zone dans laquelle le courant de défaut est supérieur au seuil.

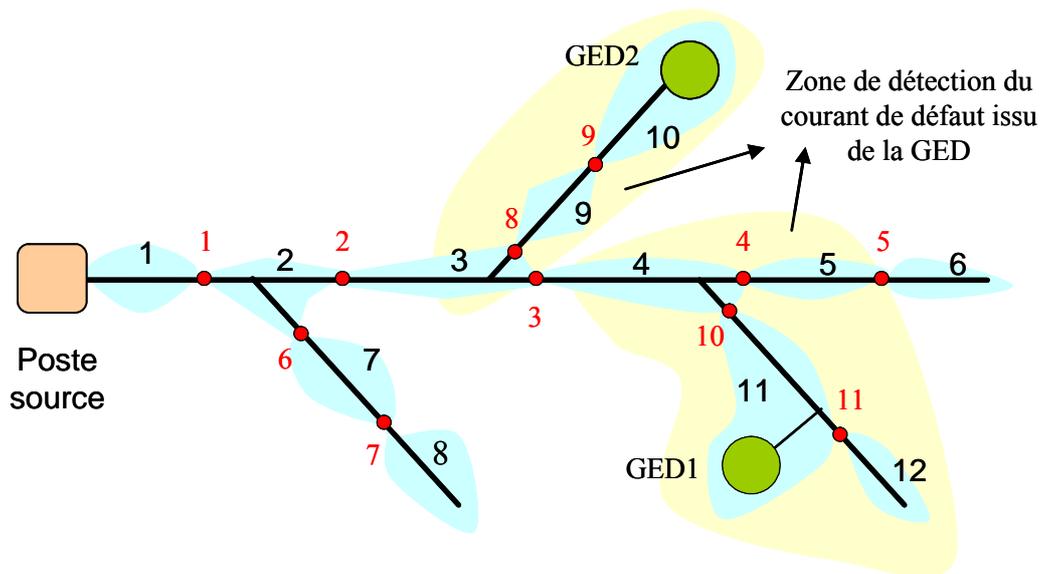


Figure III-8 Sections limitées par IPD dans un départ HTA

III.2.a) Rappels théoriques

Nous notons :

- $P(S_i/R_j)$ la probabilité que la section i soit en défaut sachant que la réponse des IPD est R_j . C'est la probabilité que nous voulons connaître.
- $P(R_j/S_i)$ la probabilité que la réponse des IPD soit R_j sachant que la section i est en défaut
- $P(S_i, R_j)$ la probabilité conjointe que la section i soit en défaut et que la réponse des IPD soit R_j
- $P(S_i)$ la probabilité que la section i soit en défaut. Dans la suite, on considèrera que cette probabilité est indépendante de la section : $P(S_i) = 1/NS$ pour tout i (NS est le nombre de section (12 en l'occurrence)). En pratique, comme nous le verrons dans le chapitre IV, $P(S_i)$ est fonction d'un certain nombre de paramètres, de la longueur et du type de conducteur de la section en particulier.

D'après la règle fondamentale du calcul des probabilités :

$$P(S_i, R_j) = P(S_i/R_j) \cdot P(R_j) = P(R_j/S_i) \cdot P(S_i)$$

$$\text{Par ailleurs, } P(R_j) = \sum_{S_i} P(S_i, R_j) = \sum_{S_i} P(R_j/S_i) \cdot P(S_i)$$

$$\text{En conséquence, } P(S_i/R_j) = \frac{P(R_j/S_i) \cdot P(S_i)}{\sum_{S_i} P(R_j/S_i) \cdot P(S_i)} = \frac{P(R_j/S_i)}{\sum_{S_i} P(R_j/S_i)} \text{ si } P(S_i) = 1/NS$$

Pour obtenir les probabilités ci-dessus, nous avons besoin des données suivantes :

- Matrices des réponses idéales des IPD suivant la nature des IPD et la section en défaut
- Matrices de probabilités conditionnelles P(réponse réelle / réponse idéale) des IPD
- Tableau des probabilités P (S_i)

III.2.b) Matrices de probabilités conditionnelles P(réponse réelle / réponse idéale) des IPD

III.2.b.i) IPD non directionnel

Nous distinguons deux états de signalisation des IPD : **0** (éteint) et **1** (allumé). Le Tableau III-16 présente les différentes situations de fonctionnement des IPD et la probabilité de la réponse correspondante.

Signalisation de l'IPD		0	1
L'IPD ne fonctionne pas		$1-\alpha$	0
L'IPD fonctionne	Défaut en aval d'IPD	$\alpha(1-\beta)$	$\alpha\beta$
	Défaut en amont d'IPD	$\alpha\beta$	$\alpha(1-\beta)$
	Pas de défaut	$\alpha\beta$	$\alpha(1-\beta)$

Tableau III-16 Différentes situations de fonctionnement des IPD et la probabilité correspondante

En conséquence, les probabilités conditionnelles P(réponse réelle / réponse idéale) sont données par la matrice suivante (Tableau III-17).

Etat de signalisation de l'IPD 'j'		idéale	
		0	1
réelle	0	$1-\alpha_j + \alpha_j\beta_j$	$1-\alpha_j + \alpha_j(1-\beta_j)$
	1	$\alpha_j(1-\beta_j)$	$\alpha_j\beta_j$

Tableau III-17 Probabilité de chaque cas de comparaison de l'IPD 'j'

III.2.b.ii) IPD directionnel

Nous distinguons trois états de signalisation des IPD : **0** (éteint), **-1** (allumé – défaut en amont de l'IPD) et **1** (allumé – défaut en aval de l'IPD). Le Tableau III-18 présente les différentes situations de fonctionnement des IPD et la probabilité correspondante.

Signalisation de l'IPD		0	1	-1
L'IPD ne fonctionne pas		$1-\alpha$	0	0
L'IPD fonctionne	Défaut en aval d'IPD	$\alpha(1-\beta)/2$	$\alpha\beta$	$\alpha(1-\beta)/2$
	Défaut en amont d'IPD	$\alpha(1-\beta)/2$	$\alpha(1-\beta)/2$	$\alpha\beta$
	Pas de défaut	$\alpha\beta$	$\alpha(1-\beta)/2$	$\alpha(1-\beta)/2$

Tableau III-18 Différentes situations de fonctionnement des IPD et la probabilité correspondante

En conséquence, les probabilités conditionnelles P(réponse réelle / réponse idéale) sont données par la matrice suivante (Tableau III-19).

Etat de signalisation de l'IPD 'j'		idéale		
		0	1	-1
réelle	0	$1-\alpha_j + \alpha_j \cdot \beta_j$	$1-\alpha_j + \alpha_j \cdot (1-\beta_j)/2$	$1-\alpha_j + \alpha_j \cdot (1-\beta_j)/2$
	1	$\alpha_j \cdot (1-\beta_j)/2$	$\alpha_j \cdot \beta_j$	$\alpha_j \cdot (1-\beta_j)/2$
	-1	$\alpha_j \cdot (1-\beta_j)/2$	$\alpha_j \cdot (1-\beta_j)/2$	$\alpha_j \cdot \beta_j$

Tableau III-19 Probabilité de chaque cas de comparaison de l'IPD 'j'

III.2.c) Généralisation

Un coefficient 'k_j' fonction du type d'IPD est introduit (k_j = 1 pour IPD non directionnel et k_j = 2 pour IPD directionnel). Les probabilités conditionnelles P(réponse réelle / réponse idéale) sont données par la matrice générale suivante (Tableau III-20).

Etat de signalisation de l'IPD 'j'		idéale		
		0	1	-1
réelle	0	$1-\alpha_j + \alpha_j \cdot \beta_j$	$1-\alpha_j + \alpha_j \cdot (1-\beta_j)/k_j$	$1-\alpha_j + \alpha_j \cdot (1-\beta_j)/2$
	1	$\alpha_j \cdot (1-\beta_j)/k_j$	$\alpha_j \cdot \beta_j$	$\alpha_j \cdot (1-\beta_j)/2$
	-1	$\alpha_j \cdot (1-\beta_j)/2$	$\alpha_j \cdot (1-\beta_j)/2$	$\alpha_j \cdot \beta_j$

Tableau III-20 Probabilité de pour chaque cas de comparaison de l'IPD 'j'

III.3. Application

Dans ce paragraphe, nous allons donner des résultats de simulation pour analyser la capacité de détermination de la section en défaut lorsque des IPD ne fonctionnent pas correctement ou ne fonctionnent pas. Les différents cas d'étude sont présentés dans la suite du mémoire. Le départ utilisé est présenté dans la Figure III-8 avec les IPD et les sections numérotées. Les valeurs de fiabilité sont identiques pour tous les IPD dans le départ : $\alpha = 0.95$ et $\beta = 0.95$.

III.3.a) Départ sans GED

Il n'y a que des IPD non directionnels utilisés dans ce départ. Le tableau ci-dessous présente la matrice des réponses idéales des IPD en fonction de la section dans laquelle se produit le défaut.

		IPD											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Section	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	4	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0
	6	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
	7	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
	8	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
	9	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
	10	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0
	11	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0	0
	12	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1	0

Tableau III-21 Matrice des réponses idéales des IPD non directionnels

A titre d'illustration, nous considérons les trois réponses suivantes :

1. $R = R_5 = [1\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0]$ (réponse correspondant au défaut dans la section 5 si tous les IPD fonctionnent correctement et au défaut dans la section 6 si l'IPD 5 ne fonctionne pas ou fonctionne mais incorrectement).

Les probabilités conditionnelles $P(R_5/S_i)$ pour $i = 1, 12$ sont résumées dans le Tableau III-22.

A titre d'illustration :

$$P(R_5/S_1) = P(R_5/\text{Réponse idéale} = 0000\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0) =$$

$$(\alpha(1-\beta))^4(1-\alpha+\alpha\beta)^7 = 3,62 \cdot 10^{-6}$$

$$P(R_5/S_5) = P(R_5/\text{Réponse idéale} = 1\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0) = (\alpha\beta)^4(1-\alpha+\alpha\beta)^7 = 0,47189$$

$$P(R_5/S_7) = P(R_5/\text{Réponse idéale} = 1\ 000\ 0\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0) =$$

$$(\alpha\beta)(\alpha(1-\beta))^3(1-\alpha+\alpha\beta)(1-\alpha\beta)(1-\alpha+\alpha\beta)^5 = 7,04 \cdot 10^{-6}$$

$P(R_5/S_1)$	$P(R_5/S_2)$	$P(R_5/S_3)$	$P(R_5/S_4)$	$P(R_5/S_5)$	$P(R_5/S_6)$
3.62E-06	6.88E-05	0.0013072	0.024836	0.47189	0.048304
$P(R_5/S_7)$	$P(R_5/S_8)$	$P(R_5/S_9)$	$P(R_5/S_{10})$	$P(R_5/S_{11})$	$P(R_5/S_{12})$
7.04E-06	7.21E-07	0.00013381	1.37E-05	0.0025423	0.00026024

Tableau III-22 $P(R_5/S_i)$

En conséquence, la probabilité d'occurrence de cette réponse est $P(R_5) = 0,54937$

Le Tableau III-23 récapitule les probabilités de localisation du défaut, sachant que l'on a cette réponse ($P(S_i/R_5)$). Elles sont classées par ordre décroissant.

5	6	4	11	3	12
0,85897	0,087926	0,045209	0,0046277	0,0023794	0,0004737
9	2	10	7	1	8
0,00024356	0,00012523	2,4932e-005	1,2819e-005	6,5912e-006	1,3122e-006

Tableau III-23 $P(S_i/R_5)$.

Le tableau montre que la probabilité que le défaut se situe dans la section 5 sachant que l'on a la réponse correspondante (R_5) est de loin la plus importante (85,9%). La probabilité que le défaut se situe dans la section 6 (deuxième possibilité en termes de probabilité) est d'un ordre de grandeur inférieur (8,7%).

2. $R = [1\ 0\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0]$

Remarque : en cas de défaut effectif dans la section 5, cette réponse correspond à un non fonctionnement de l'IPD 2. Il faut noter par ailleurs qu'elle ne correspond à aucune combinaison théoriquement possible.

La probabilité d'obtention d'une telle réponse est d'un ordre de grandeur plus faible (0,06095) que celle de la réponse R_5 .

Le résultat d'analyse est présenté dans le Tableau III-23. Pour les premières sections, le classement des sections et l'ordre de grandeur des probabilités sont identiques au cas précédent.

5	6	4	2	11	7
0,83643	0,085619	0,044023	0,022635	0,0045063	0,002317
3	1	12	9	8	10
0,002317	0,0011913	0,00046127	0,00023717	0,00023717	2,4277e-005

Tableau III-23 $P(S_i/[1\ 0\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0])$

3. $R = [1\ 1\ 0\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0]$.

Remarque : en cas de défaut effectif dans la section 5, cette réponse correspond à un non fonctionnement de l'IPD 3. Il faut noter par ailleurs qu'elle ne correspond à aucune combinaison théoriquement possible.

La probabilité d'obtention d'une telle réponse est d'un ordre de grandeur plus faible (0,089963) que celle de la réponse R_5 .

L'analyse donne alors :

5	3	6	9	4	2
0,56668	0,29137	0,058007	0,029825	0,029825	0,015335
11	10	7	1	12	8
0,003053	0,003053	0,0015698	0,00080712	0,00031251	0,00016068

Tableau III-24 P ($S_i/[1\ 10\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0]$)

Pour cette réponse, la section 5 est toujours déterminée comme section en défaut mais la probabilité est beaucoup plus faible (56,7%) que précédemment. La section 3 arrive en deuxième position avec une probabilité significative.

En généralisant l'analyse, nous constatons que la probabilité de trouver la section en défaut est d'autant plus importante que les IPD fonctionnant correctement sont proches de la zone en défaut.

III.3.b) Départ avec GED

Nous considérons l'hypothèse suivante : insertion de la GED 1 (voir Figure III-8) et utilisation d'IPD non directionnels.

A titre d'illustration du problème posé, considérons les cas de défauts suivants :

1. Le défaut se produit dans la section 5 et tous les IPD fonctionnent correctement ; alors $R = [1\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 0]$, dans la mesure où l'IPD 10 voit le courant de court-circuit de la GED. Nous avons le résultat d'analyse suivant :

5	11	6	12	4	3
0,44236	0,44236	0,045281	0,045281	0,023282	0,0012254
9	2	10	7	1	8
0,00012543	6,4493e-005	1,2839e-005	6,6017e-006	3,3944e-006	6,7576e-007

Tableau III-25 P ($S_i/[1\ 1\ 1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 0]$)

Les probabilités que le défaut se situe dans les sections 5 et 11 sachant que l'on a cette réponse sont les mêmes. Il y a donc ambiguïté.

2. Le défaut se produit dans la section 4 et tous les IPD fonctionnent correctement ; alors $R = [1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ 0]$, dans la mesure où l'IPD 10 voit le courant de court-circuit de la GED. Dans ce cas, la probabilité que la section 11 soit la section en défaut est de 85,9% (voir *Annexe 6*).

On constate donc que la localisation fiable de la section en défaut, sur la base des réponses d'IPD non directionnels pour les départs avec GED de grande puissance devient impossible.

Nous étudions alors l'apport d'IPD directionnels. Pour ce faire, nous considérons le cas de l'insertion des GED 1 et GED 2 dans le départ. Le tableau ci-dessous présente la matrice des réponses idéales des IPD pour le défaut dans chaque section. Il faut noter que les IPD entre la GED et le défaut ne fournissent une indication de sens que lorsque le courant de défaut est supérieur au seuil de réglage de l'appareil (cases grisées dans le tableau ci-dessous – zone de détection du courant de défaut issu de la GED de la Figure III-8).

		IPD										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Section	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	3	1	1	0	0	0	0	0	-1	-1	0	0
	4	1	1	1	0	0	0	0	0	0	-1	0
	5	1	1	1	1	0	0	0	0	0	-1	0
	6	1	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0
	7	1	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
	8	1	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0
	9	1	1	0	0	0	0	0	1	-1	0	0
	10	1	1	0	0	0	0	0	1	1	0	0
	11	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	0
	12	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1

Tableau III-26 Matrice des réponses idéales des IPD directionnels

Si le défaut se produit dans la section 4, la réponse donnée par des IPD fonctionnant correctement est $R = [1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ -1 \ 0]$. Sa probabilité d'occurrence est de 0,5219. Les probabilités de l'existence du défaut dans chaque section sont données dans le Tableau III-27.

4	5	11	12	6	2
0,90418	0,070009	0,023794	0,0018423	0,00014265	1,6478e-005
10	9	3	7	1	8
3,7539e-006	3,7539e-006	3,7539e-006	1,2759e-006	4,3363e-007	9,8787e-008

Tableau III-27 $P(S/[1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ -1 \ 0])$

La section 4 apparaît bien comme la section ayant, et de loin, la plus grande probabilité d'être en défaut, (90,4%).

Nous avons vérifié que si les IPD 2 ou 3 sont défaillants, la section 4 reste la section ayant la plus grande probabilité d'être en défaut (89,62% ou 89,13% , voir l'Annexe 6).

La section 4 n'est pas dans la zone de détection du courant de défaut issu de la GED2. Pourtant, s'il y a une variation anormale du courant qui provoque la sollicitation de l'IPD 9 proche de la GED 2 (signalisation -1 ou 1), la section 4 est toujours déterminée comme section en défaut avec une grande probabilité (90,08% ou 90,24% , voir l'Annexe 6). Un

résultat identique est obtenu pour un défaut dans la section 3 ou 6 malgré une anomalie de fonctionnement de l'IPD 10.

Les IPD directionnels hors de la zone de la participation de la GED aux courants de défaut peuvent être remplacés par les IPD non directionnels. Dans ce cas, les remarques ci-dessus ne sont pas changées (voir *Annexe 6*).

IV. Conclusions

Le problème de détection de défaut par IPD est bien connu et a été déjà largement traité mais le développement des sources de Génération d'Énergie Décentralisées (**GED**) change le contexte de fonctionnement et peut rendre les méthodes de détection et localisation de défaut par IPD actuelles inefficaces. En effet, le développement de GED modifie les transits des puissances et l'amplitude des signaux liés aux défauts.

Dans ce chapitre, nous avons analysé l'influence de ce contexte de fonctionnement sur la localisation de défaut par IPD. En considérant le cas des départs sans et avec GED, l'analyse théorique et les résultats de simulation permettent d'avoir des remarques quant à l'utilisation de chaque type d'IPD suivant le contexte d'exploitation.

Des 'règles' d'utilisation des IPD sont également présentées pour chaque contexte : réseau sans GED ou avec GED, régime de neutre. Nous avons présenté dans quelles conditions (régime de neutre, présence de GED, type d'IPD, ..) la détection d'un défaut est possible (voir le tableau résumé ci-dessous).

IPD_	Type (directionnel ou non)	Paramètres d'entrée	Utilisation dans un réseau à neutre				
			Isolé	Impédant	Direct	Compensé	Influence de GED
ND1	Non	Courants de phase	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui**
ND0	Non	Courant résiduel	Oui*	Oui	Oui	Non	Non
D1	Oui	Courants de phase, tensions simples	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
D0	Oui	Courant résiduel, tension résiduelle	Oui*	Oui	Non	Oui*	Non

(*) Si le capacitif global n'est pas suffisant, les IPD_ND0 et D0 ne sont pas utilisables

(**) Si la **GED** a une grande puissance, l'IPD_ND1 n'est pas utilisé pour tous les types de régime de neutre.

Tableau III-28 Synthèse de l'utilisation des IPD

Un autre objectif de ce chapitre est d'évaluer la robustesse du diagnostic avec IPD. En effet, il n'est pas certain que les IPD fonctionnent toujours correctement. Nous avons proposé un outil d'obtention de la probabilité de localisation de la section en défaut avec une ou quelques indications incorrectes des IPD. Les IPD utilisés dans le départ HTA peuvent être

non directionnels, directionnels ou des deux types. Nous constatons également qu'avec la présence de GED de grande puissance, il n'est pas possible d'utiliser uniquement des IPD non directionnels (comme dans un départ sans GED) pour localiser précisément la section en défaut.

Chapitre IV
Optimisation du placement des IPD dans les réseaux
HTA

CHAPITRE IV OPTIMISATION DU PLACEMENT DES IPD DANS LES RESEAUX HTA.....	97
I. INTRODUCTION	99
II. METHODE POUR L'OPTIMISATION DU PLACEMENT DES IPD	99
II.1. <i>Eléments à considérer pour le placement des IPD</i>	100
II.2. <i>Choix de la méthode d'optimisation</i>	101
II.3. <i>Application de l'algorithme pour notre étude</i>	102
II.3.a) Description du réseau HTA	102
II.3.b) Représentation d'une possibilité de placement des IPD	103
II.3.c) Optimisation par l'Algorithme génétique	104
Le fonctionnement de l'optimisation du placement des IPD est décrit dans la Figure IV-3.....	104
III. RESULTATS DE SIMULATION.....	105
III.1. <i>Démarche et présentation du programme de l'optimisation</i>	106
III.1.a) Détermination de la fonction objectif.....	106
III.1.b) Présentation du programme d'optimisation.....	108
III.1.c) Données du réseau.....	110
III.1.d) Paramètres d'entrée pour réaliser l'optimisation.....	110
III.2. <i>Validation du principe de calcul des indices de fiabilité choisis</i>	111
III.2.a) Présentation du programme de calcul de fiabilité.....	111
III.2.b) Comparaison des résultats.....	113
III.3. <i>Résultat de simulations pour le réseau sans GED</i>	115
III.3.a) Objectif de l'énergie non distribuée (END).....	115
III.3.b) Objectif de END avec des IPD déjà positionnés	117
III.3.c) Objectif global (Global)	118
III.4. <i>Résultat de l'optimisation pour le réseau avec GED</i>	118
III.4.a) GED non utilisée en secours (mode 1)	118
III.4.b) GED utilisée en secours (mode 2).....	120
III.5. <i>Evaluation des résultats – choix des paramètres de réglage de l'algorithme génétique</i>	120
IV. CONCLUSION.....	122

I. Introduction

La localisation de défaut par IPD est effectuée dans un but d'aide à l'exploitation ou à la maintenance des réseaux. Il s'agit d'utiliser les signalisations des IPD pour contribuer à la détermination de la portion du réseau, limitée par des organes de coupure, dans laquelle se situe le défaut. En effet, lors d'un défaut dans le réseau HTA, l'exploitant procède à la *localisation de défaut et reprise de service* par manoeuvres des organes de coupure (voir le paragraphe *IV.4.b*) du chapitre I et l'*Annexe I*). Avec les signalisations des IPD, on peut éviter plusieurs essais d'ouverture et de fermeture des interrupteurs et ainsi réduire le temps de localisation de défaut.

Comment placer les IPD le plus efficacement possible dans un réseau HTA ?

C'est le problème que nous allons tenter de résoudre dans ce chapitre. Notre objectif est l'optimisation du placement des IPD c'est-à-dire utiliser le plus petit nombre d'IPD sur un départ HTA afin d'obtenir la localisation de défaut la plus efficace. Nous considérons les critères d'optimisation suivants :

- Indisponibilité : **ID** (temps moyen de coupure d'électricité d'un client),
- Energie non distribuée : **END** (énergie électrique non fournie aux clients à cause de la coupure consécutive au défaut)
- Coût de l'énergie non distribuée : **OuC**,
- Coût global, somme du coût de l'énergie non distribuée et du coût des IPD : **Global** (c'est l'objectif global économique).

Les optimisations seront conduites pour chacun de ces critères et pour un seul à fois, le choix étant à la discrétion du gestionnaire de réseau.

La première partie de ce chapitre présente la méthode d'optimisation, à savoir les algorithmes génétiques. Ensuite, l'optimisation est réalisée sur le départ HTA C0707. Les analyses sont conduites en fonction du nombre des IPD, des critères d'optimisation et de l'influence de la GED. Ces résultats sont comparés avec ceux obtenus par des outils de calcul d'indices de fiabilité.

II. Méthode pour l'optimisation du placement des IPD

Nous considérons tout d'abord les éléments concernant le placement des IPD. Ceci influence directement les critères d'optimisation et aussi les caractéristiques de la fonction

objectif. A partir de ces caractéristiques, une méthode d'optimisation est choisie dans une deuxième partie. Enfin, nous présentons l'application de la méthode à notre cas d'étude.

II.1. Eléments à considérer pour le placement des IPD

D'après le principe de *localisation de défaut et reprise de service* que nous avons évoqué dans le paragraphe **IV.4.b)** du chapitre I et dans l'*Annexe I*) et les critères à minimiser, il existe des éléments à prendre en compte pour déterminer la fonction objectif :

1. **Structure du réseau** : Les réseaux de distribution HTA sont en général conçus de façon hiérarchisée dans le sens des transits de puissance. On distingue deux structures :
 - a. Structure radiale (une seule source): Avec cette structure, la partie en aval du défaut (isolée par l'ouverture de l'interrupteur suite au défaut) est réalimentée après la réparation du défaut.
 - b. Structure maillée exploitée en boucle ouverte ou avec plusieurs sources : avec cette structure, la partie en aval du défaut (isolée par l'ouverture de l'interrupteur lors du défaut) peut être réalimentée par reconfiguration du réseau avant réparation du défaut.
2. **Positions des organes de coupure** : Il faut connaître les positions des organes de coupure dans le réseau pour effectuer les manoeuvres pendant la localisation et reprise de service. Dans le réseau HTA, on trouve un disjoncteur au début de chaque départ et deux types d'interrupteurs le long du départ, manuel ou télécommandé.
3. **Positions des IPD** : elles dépendent de leur type (poteaux ou prises de mesure sur câble). Dans notre étude, nous considérons tous les points possibles du réseau.
4. **Données de fiabilité des composants du réseau** : Il s'agit des probabilités de défaut permanent des composants du côté HTA du réseau comme : conducteurs, organes de coupure, transformateurs (ces données sont fournies au paragraphe IV.4 du chapitre II).
5. **Charges et Priorité des charges** : La puissance nominale de consommation des clients (des charges) entre dans le calcul de l'**END**. La priorité de charges dont on parle ici est reliée au coût de l'énergie non distribuée pendant une unité de temps qui dépend du contrat entre le distributeur d'électricité et la clientèle. Nous considérons dans la suite le coût de l'énergie non distribuée à 10€/kWh pour déterminer **OuC**.

Remarque : Il existe une notion de client 'prioritaire' classé suivant son importance sociétale et économique: hôpitaux, grandes usines... Cependant, nous n'avons pas utilisé cette notion dans notre approche.

II.2. Choix de la méthode d'optimisation

Les problèmes d'optimisation ont connu d'importants progrès. Les méthodes d'optimisation sont très nombreuses. On peut toutefois les classer en deux grandes familles : les méthodes *déterministes* et les méthodes *stochastiques* [SAL- 97].

- Les premières, comme leur nom l'indique, ne laissent aucune place au hasard et conduiront pour un contexte initial donné à une même solution finale. Pour ces méthodes, l'exploration de l'espace des solutions se fait grâce à la connaissance d'une direction de recherche qui peut être donnée par le gradient.
- A l'opposé des méthodes déterministes, les méthodes stochastiques explorent l'espace des solutions grâce en partie à des mécanismes de transitions aléatoires. Ainsi, plusieurs exécutions successives de ces méthodes pourront conduire à des résultats différents (pour un même point de départ). Cependant ces méthodes se révèlent très intéressantes pour plusieurs raisons. Elles ne requièrent comme seule information du problème que la valeur de la fonction à optimiser et ne nécessitent donc pas le calcul du gradient. Cela constitue un avantage dans le cas de problèmes à paramètres discrets ou lorsque la valeur de la fonction nécessite une résolution numérique.

Comme nous l'avons présenté dans le paragraphe ci-dessus, pour le problème d'optimisation du placement des IPD, la fonction objectif dépend de la configuration du réseau (structure, données de fiabilité des composants, positions des organes de coupures) et des positions des IPD. Elle possède donc les caractéristiques suivantes :

- *une fonction «discrète»*, qui ne peut être évaluée qu'à chaque possibilité de placement des IPD. Ces possibilités sont numérotées par des chiffres entiers dans ce que nous avons développé.
- *une fonction objectif est non monotone et non bijective* par rapport au codage du placement des IPD.
- *une fonction de plusieurs variables*, ce sont tous les éléments que nous avons cités qui interviennent dans le choix du placement des IPD.

- *Un nombre énorme de possibilités de placement des IPD*, Ainsi, pour un réseau de 50 positions possibles pour installer des IPD, nous avons 2^{50} combinaisons. C'est pourquoi on ne peut pas déterminer la meilleure possibilité en les décrivant toutes.

Les méthodes déterministes ne peuvent donc pas être appliquées pour ce problème d'optimisation. Il nous faut donc nous tourner vers les méthodes stochastiques. Parmi elles, l'algorithme génétique (**AG**) est une méthode stochastique qui satisfait les caractéristiques de la fonction objectif énoncées ci-dessus [GOL-94]. C'est une méthode de recherche de maximum qui possède les caractéristiques suivantes (liste non exhaustive) :

- Elle traite n'importe quel type de fonction à la seule condition de pouvoir calculer la valeur en tous les points du domaine de définition ;
- C'est une méthode de recherche rapide : elle permet d'arriver à des résultats comparables à l'exploration exhaustive de l'espace de définition en réduisant le temps de calcul;
- C'est une méthode de recherche globale : tous les points de l'espace de définition ont la même probabilité *a priori* d'être testés ;
- Les algorithmes génétiques manipulent des populations constituées de mots binaires.

Les algorithmes génétiques sont présentés en détails dans l'*Annexe 7*.

II.3. Application de l'algorithme pour notre étude

Afin de résoudre le problème de placement des IPD, une description contenant tous les éléments relatifs du réseau est nécessaire.

II.3.a) Description du réseau HTA

La description d'un réseau HTA général est présentée à la Figure IV-1. Les différentes positions possibles des IPD (référéncées de 1 à 41) correspondent à des éléments dans le réseau : charges, GED, organes de coupure,...

L'amont de chaque position est défini par rapport au sens de l'écoulement de la puissance. La portion de réseau entre deux positions est caractérisée par une longueur de ligne aérienne ou de câble souterrain avec une probabilité linéique de défaut donnée.

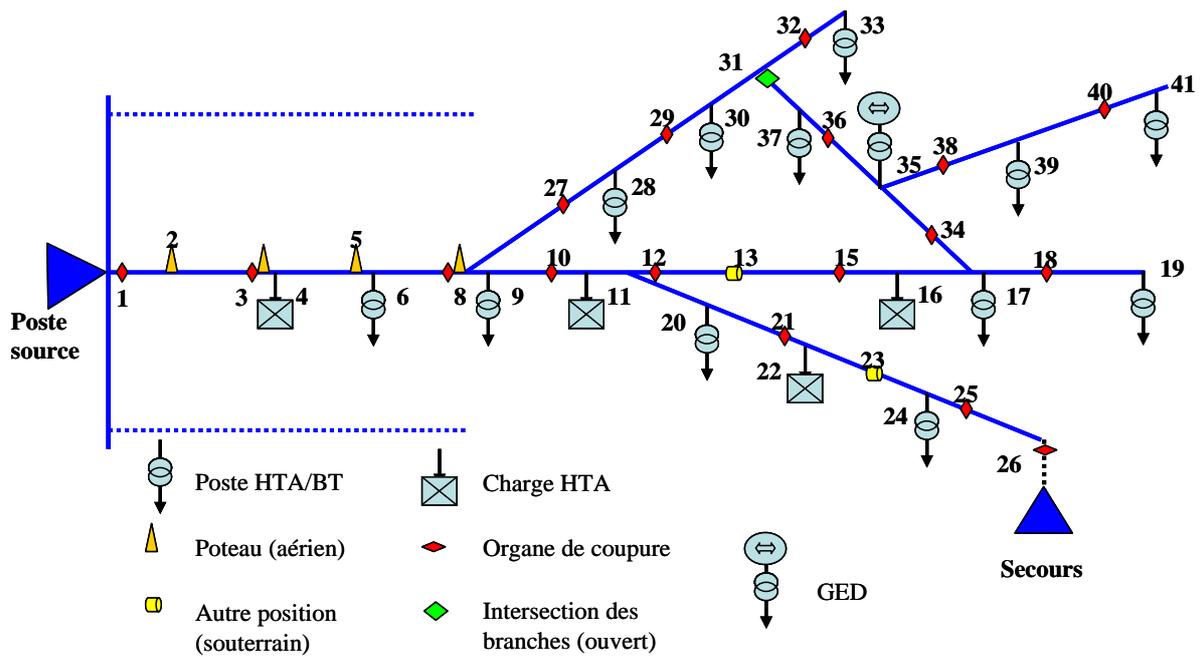


Figure IV-1 Description d'un réseau HTA général

II.3.b) Représentation d'une possibilité de placement des IPD

Les algorithmes génétiques requièrent une représentation sous forme de chromosomes des solutions potentielles du problème. Dans notre étude, pour représenter une possibilité de placement des IPD, le codage binaire est utilisé. Un chromosome s'écrit donc sous la forme d'une chaîne de bits de l'alphabet binaire $A = \{0,1\}$ (Figure IV-2).

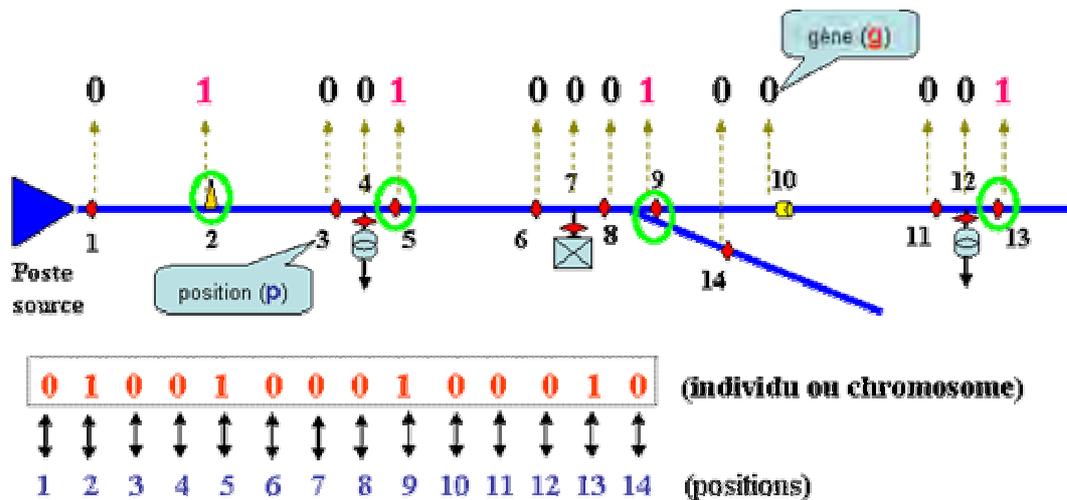


Figure IV-2 Un chromosome avec les gènes correspondant aux positions possibles pour installer des IPD dans le réseau

- La longueur du chromosome (donc le nombre de gènes) correspond au nombre de positions possibles pour installer des IPD dans le réseau.

- Chaque gène (**g**) correspond à une position (**p**) marquée dans le réseau précédent. Le gène (**g**) est égal à '1' si l'IPD est installé dans la position correspondante, sinon (**g**) est égal à '0'.

II.3.c) Optimisation par l'Algorithme génétique

Le fonctionnement de l'optimisation du placement des IPD est décrit dans la Figure IV-3.

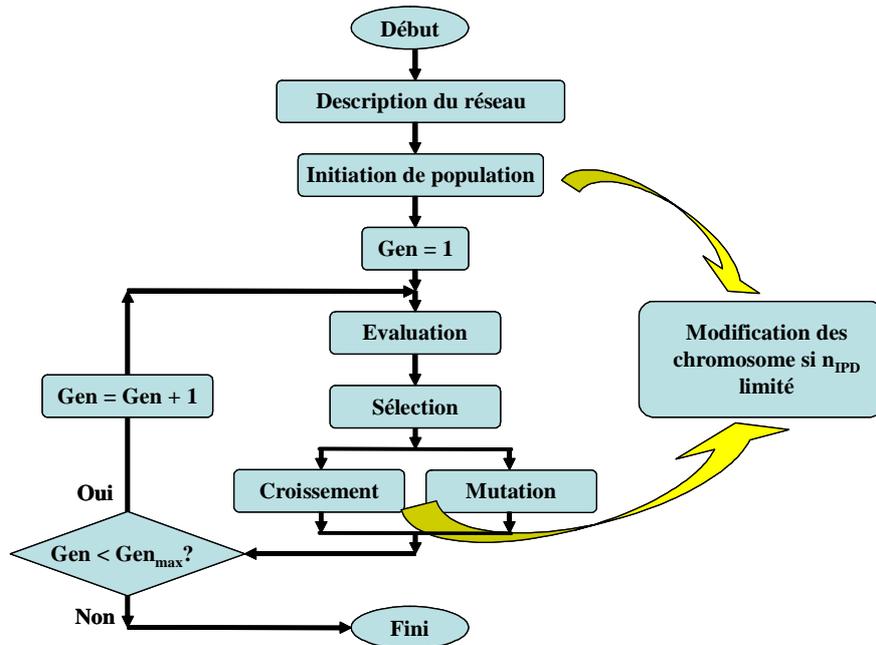


Figure IV-3 Algorithme génétique principal

Le principe de chaque bloc est présenté ci-dessous, (voir l'Annexe 7 pour les présentations détaillées) :

- « **Initialisation de la population** » : cette étape consiste à créer par tirage aléatoire une population initiale de N individus. Remarquons que si le nombre des IPD dans le réseau est limité (N_{IPD_limite}), il faut procéder à la **modification des chromosomes** initiaux dont le nombre de gènes à 1 est supérieur à N_{IPD_limite} . Cette modification consiste en une inversion de la valeur d'un nombre adéquat de gènes à 1, choisis de façon aléatoire.
- « **Evaluation** » : Ce bloc détermine la fonction objectif pour chaque individu de la population. Les individus sont classés en fonction de la valeur associée de la fonction objectif.
- « **Sélection** » : Ce bloc choisit la nouvelle population suivant une répartition de probabilité de survie liée aux fonctions objectif : plus la fonction objectif associée à un individu est

petite, plus il a de chance d'être sélectionné. Le déroulement de la sélection est réalisé suivant le principe de la roue de loterie biaisée (*Annexe 7*).

- « **Croisement** » : des individus enfants sont créés à partir des individus parents par croisement d'une partie des gènes de leurs parents. Un paramètre important pour le croisement est le taux de croisement (p_c). Ce coefficient détermine la proportion d'individus affectés par le croisement. La position du croisement est définie aléatoirement.

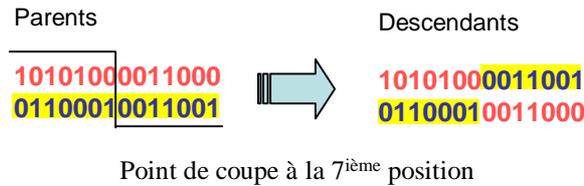


Figure IV-4 Croisement de 2 individus

- « **Mutation** » : La mutation inverse aléatoirement la valeur de certains bits dans les chromosomes de l'individu parent pour créer un individu enfant. Un paramètre important pour la mutation est le taux de mutation (p_m). Ce coefficient donne le nombre envisagé des bits pour la mutation.



Figure IV-5 Mutation d'un individu

Note : Le **croisement** et la **mutation** peuvent augmenter le nombre de gènes de valeur '1' dans un individu, donc le nombre d'IPD de la solution. Comme vu précédemment (initialisation), si le nombre des IPD dans le réseau est limité (N_{IPD_limite}), il faut donc modifier le **chromosome**, c'est-à-dire qu'il faut remplacer la valeur '1' dans certains gènes par la valeur '0' pour assurer cette condition de limitation. Les gènes à inverser sont aléatoirement choisis.

III. Résultats de simulation

Dans la suite du mémoire, nous présentons les résultats principaux de l'optimisation du placement des IPD pour le départ HTA C0707. Nous avons procédé au préalable à une validation de l'algorithme génétique sur un cas très simple que nous présentons dans [PHA-05a].

III.1. Démarche et présentation du programme de l'optimisation

III.1.a) Détermination de la fonction objectif

Les critères que nous avons déjà mentionnés conduisent à différentes fonctions objectif possibles :

- Indisponibilité : **ID** (temps moyenne de coupure d'électricité d'un client),
- Energie non distribuée : **END** (énergie non fournie des clients suite à une coupure liée à un défaut)
- Coût de l'énergie non distribuée : **OuC**,
- Coût de l'énergie non distribuée + coût des IPD : **Global** (c'est l'objectif global économique).

Les hypothèses simplificatrices suivantes sont considérées:

1. La topologie du réseau est figée.
2. Les interrupteurs fonctionnent parfaitement.
3. Les IPD fonctionnent de façon parfaite quelle que soit leur position. Les IPD ne provoquent pas eux mêmes de défaut,
4. Les informations des IPD sont accessibles sans délai ou avec un délai constant qui ne dépend pas de leur localisation.
5. Les coûts d'installation, d'utilisation, de maintenance des IPD sont indépendants de leur localisation,

Le réseau peut être divisé en sections limitées par les organes de coupure ou les IPD comme le montre la Figure IV-6. Dans chaque section, le processus de *localisation de défaut et de reprise de service* est identique pour tous les défauts dans chaque composant.

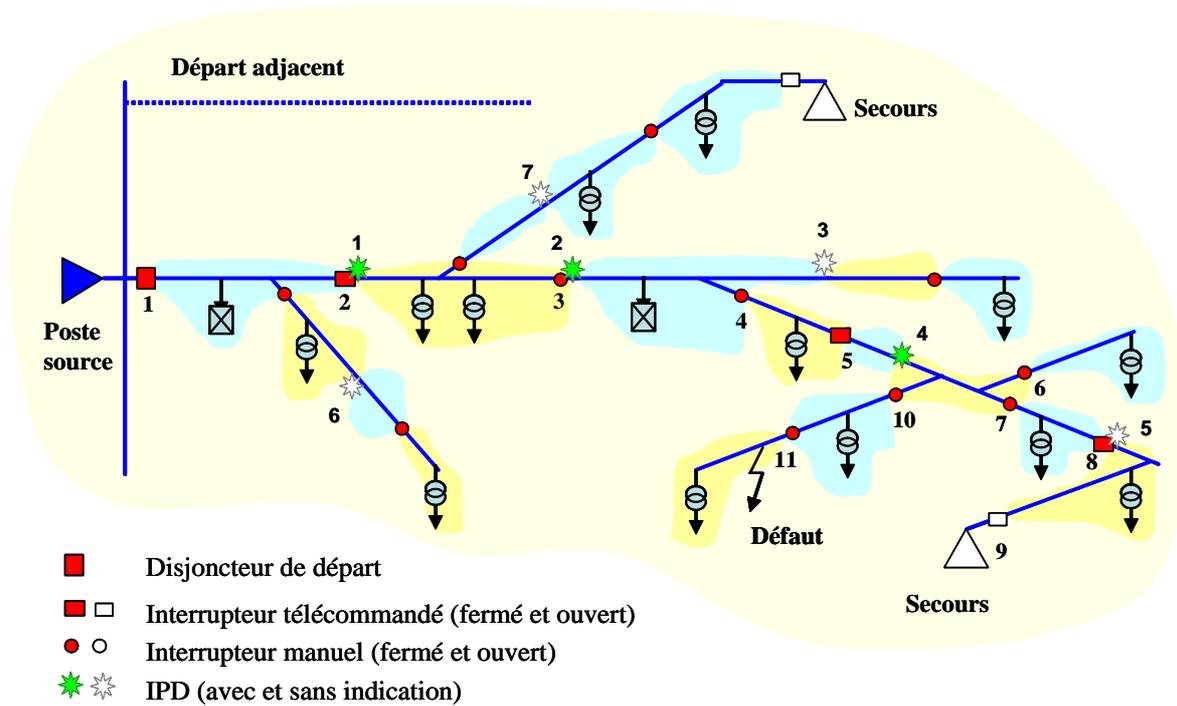


Figure IV-6 Zones divisées par les organes de coupure et les IPD dans un départ

Pour chaque **Zone_z**, on détermine :

- la probabilité de défaut :

$$\lambda_{\text{Zone}_z} = \sum_{i=1}^{N_{\text{cd}}} \lambda_{\text{cdt}_i} \cdot l_{\text{cdt}_i} + \sum_{i=1}^{N_{\text{poste}}} \lambda_{\text{HTA/BT}_i} + \sum_{i=1}^{N_{\text{OdC}}} \lambda_{\text{OdC}_i} + \sum_{i=1}^{N_{\text{GED}}} \lambda_{\text{GED}_i}$$

- le temps de réparation :

$$r_{\text{Zone}_z} = \frac{\sum_{i=1}^{N_{\text{cd}}} r_{\text{cdt}_i} \cdot l_{\text{cdt}_i} \cdot \lambda_{\text{cdt}_i} + \sum_{i=1}^{N_{\text{poste}}} r_{\text{HTA/BT}_i} \cdot \lambda_{\text{HTA/BT}_i} + \sum_{i=1}^{N_{\text{OdC}}} r_{\text{OdC}_i} \cdot \lambda_{\text{OdC}_i} + \sum_{i=1}^{N_{\text{GED}}} r_{\text{GED}_i} \cdot \lambda_{\text{GED}_i}}{\lambda_{\text{Zone}_z}}$$

Où :

- λ_{cdt_i} , r_{cdt_i} : taux de court-circuit permanent et temps de réparation pour 1km de conducteur **i**
- l_{cdt_i} : longueur de la zone **i**
- $\lambda_{\text{HTA/BT}_i}$, $r_{\text{HTA/BT}_i}$: taux de court-circuit permanent et temps de réparation du poste HTA/BT **i**
- λ_{OdC_i} , r_{OdC_i} : taux de court-circuit permanent et temps de réparation de l'organe de coupure **i**
- λ_{GED_i} , r_{GED_i} : taux de court-circuit permanent et temps de réparation de la GED **i**

Notons qu'il faut aussi prendre en compte un temps de localisation de la section en défaut. Cette manœuvre est expliquée en détails dans l'*Annexe 1*.

Contraintes de la réalimentation

1. Le secours est connecté par un organe de coupure normalement ouvert. Pour réalimenter la partie saine du réseau, cet organe de coupure est alors fermé. Nous faisons l'hypothèse que le secours provient de l'extérieur du départ considéré (d'un autre départ ou du réseau) et que *le dimensionnement des équipements permet à un secours de reprendre tout le départ sans qu'il y ait de surcharge*.
2. Pour la production décentralisée (GED), deux modes d'exploitation sont considérés :
 - a. ***La production ne fonctionne que couplée au réseau*** : Lorsque la tension au point de raccordement est rétablie, le producteur peut se connecter. Dès l'apparition d'une perturbation sur le réseau, la protection de découplage déclenche et isole le producteur du réseau pour permettre un bon fonctionnement du plan de protection du départ et éviter tout réseau îloté avec la GED. Dans ce mode, la GED n'est jamais utilisée comme alimentation principale mais toujours en soutien du poste source. C'est le mode actuellement employé pour les GED existantes.
 - b. ***La production fonctionne normalement couplée au réseau et peut-être utilisée comme secours***

Lors d'un incident sur le réseau la GED peut continuer d'alimenter correctement une partie du départ en aval du défaut (c'est-à-dire qu'elle possède une capacité suffisante pour alimenter cette partie et la capacité de faire du suivi de charge). Ce mode d'exploitation anticipe largement sur l'avenir puisqu'il nécessite des investissements supplémentaires pour pouvoir réaliser cette fonction de secours à partir d'une GED.

III.1.b) Présentation du programme d'optimisation

Le programme est développé sous MATLAB pour réaliser l'optimisation du placement des IPD. Il permet également de déterminer la valeur de la fonction objectif pour un placement quelconque et d'analyser l'influence des paramètres de l'algorithme génétique sur le résultat de l'optimisation. La fenêtre principale est présentée dans la Figure IV-7.

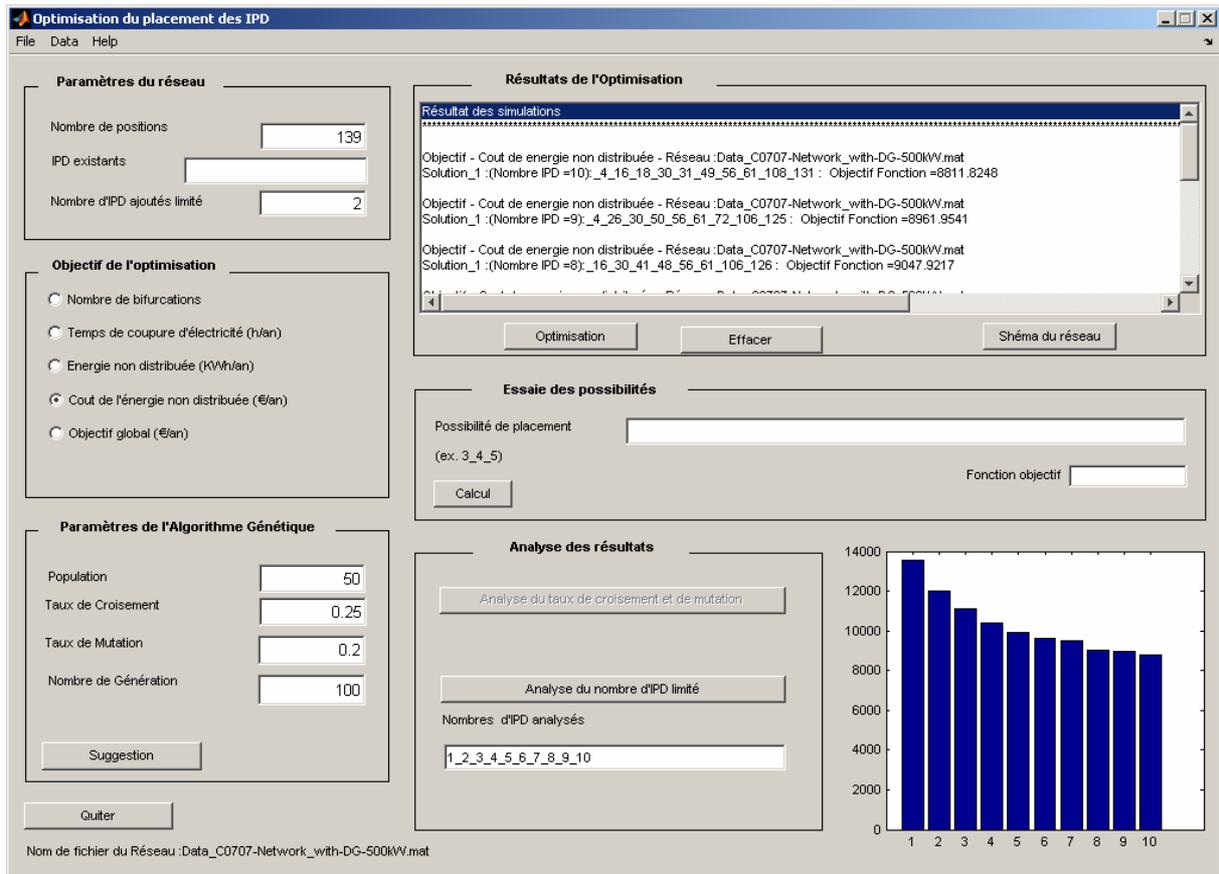


Figure IV-7 Fenêtre principale du programme

Ce programme fournit les outils suivants :

1. Téléchargement du réseau considéré sous forme de fichier de données « .mat ».
2. Saisie des informations sur les IPD, des positions possibles pour installer des IPD et du nombre maximum d'IPD.
3. Réglages des paramètres de l'algorithme génétique.
4. Saisie des coûts des IPD et des temps de manipulation des organes de coupure.
5. Réalisation de l'optimisation avec l'objectif et les paramètres supplémentaires choisis. Le résultat est visualisé dans une fenêtre de texte avec les positions d'installation des IPD et la valeur de la fonction objectif obtenue.

III.1.c) Données du réseau

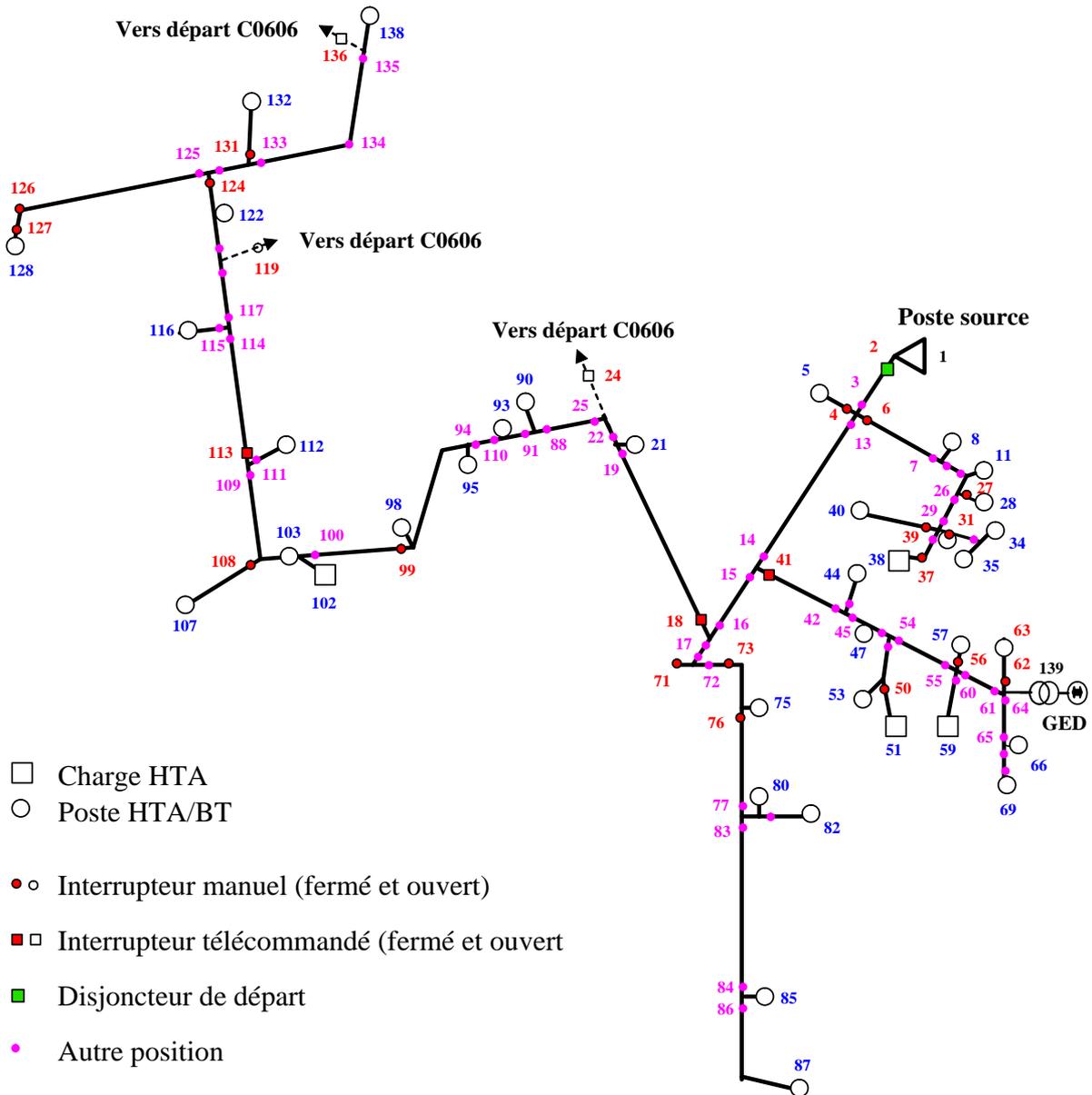


Figure IV-8 Schéma du départ C0707 avec les charges, les organes de coupure et les IPD

Les données du départ C0707 présenté dans le paragraphe III.1 et III.4 du chapitre 2 et décrit par la figure IV-8, avec les différentes positions possibles des IPD, sont données dans l'Annexe 8. La consommation totale du départ est de 792 kW.

III.1.d) Paramètres d'entrée pour réaliser l'optimisation

Paramètres des dispositifs

1. Coût des IPD. Dans notre étude, les chiffres, utilisés quel que soit le type d'IPD, sont donnés dans le Tableau IV-1. Notons que le programme permet de spécifier pour chaque position le coût de l'IPD associé.

Prix d'un IPD	200 €
Durée d'utilisation d'un IPD	8 ans
Frais d'installation	40 €
Frais d'entretien	20 €/an
Coût annuel d'un IPD	$(200+40)/8+20 = 50$ €/an

Tableau IV-1 Informations sur le coût des IPD

2. Temps de manoeuvre des organes de coupure:

- Interrupteur télécommandé : 2 mn

- Interrupteur à commande manuelle : 25 mn pour la première manoeuvre et 5 mn pour les suivantes

Paramètres de l'Algorithme génétique

Les paramètres principaux de l'algorithme génétique pour le réseau C0707 sont présentés dans le Tableau IV-2. Ces chiffres résultent de nombreux essais expérimentaux. Le taux de mutation est assez élevé pour chercher les individus dans tout l'espace des possibilités et éviter une optimisation locale. La taille de la population (Pop_Size) et le nombre de générations (Gen_{max}) sont proportionnels au nombre de positions possibles pour installer des IPD.

Taille de la population (Pop_Size)	50
Nombre de générations (Gen _{max})	100
Taux de croisement	0.25
Taux de mutation	0.2

Tableau IV-2 Paramètres de l'algorithme génétique pour ce réseau d'application

III.2. Validation du principe de calcul des indices de fiabilité choisis

Dans cette partie, nous allons valider les calculs des indices de fiabilité effectués dans notre programme d'optimisation en les comparant à ceux obtenus par un programme de calcul de fiabilité développé sous MATLAB. Ce programme de calcul de fiabilité a été développé dans le cadre d'un autre projet du GIE-IDEA, [MEG-05]. Il prend en compte de façon identique le traitement des défauts (localisation de défaut et reprise de service).

III.2.a) Présentation du programme de calcul de fiabilité

La méthode utilisée repose sur des simulations de type Monte Carlo chronologique (simulation probabiliste des événements du système durant sa période de service permettant l'estimation des indices de sûreté) [MEG-05].

La Figure IV-9 présente l'algorithme d'une simulation Monte Carlo. Plusieurs échantillons sont nécessaires pour déterminer de façon statistique les indices de sûreté de fonctionnement du système. Les résultats donnés par cette méthode ne sont pas des solutions numériques exactes mais des intervalles de confiance. Au cours d'un échantillon, les événements sont tirés de façon aléatoire selon leur loi de probabilité. Ensuite, de façon chronologique, le système est analysé à chaque nouvel événement, afin de déterminer s'il fonctionne ou non. Les indices de fiabilité sont ensuite mis à jour.

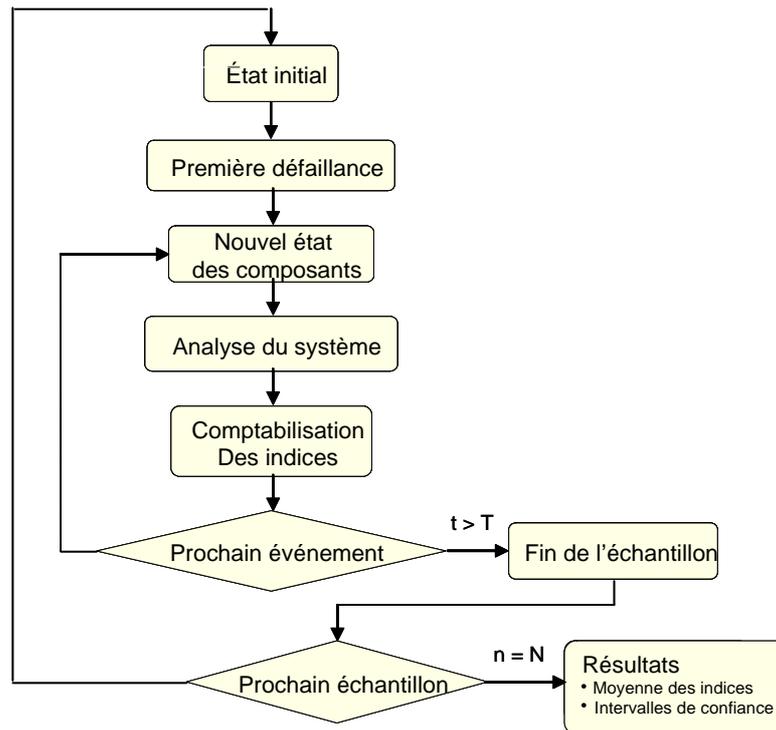


Figure IV-9 Algorithme d'une simulation Monte Carlo

La programmation des manœuvres de localisation et de reprise de service est définie pour un type d'architecture donnée et peut tenir compte des éventuels refus d'ouverture ou de fermeture des organes de coupures. Ces manœuvres sont donc exactement modélisées. Le départ C0707 est aussi modélisé en le divisant en sections limitées par les organes de coupure (voir la Figure IV-10). Les données de fiabilité de chaque section sont déterminées comme dans le paragraphe III.1.a). L'Annexe 9 les présente. Les indices de fiabilité choisis sont déterminés pour chaque placement avec une simulation Monte Carlo de 200000 échantillons (une journée sur un Pentium 4 à 2.8 Mhz).

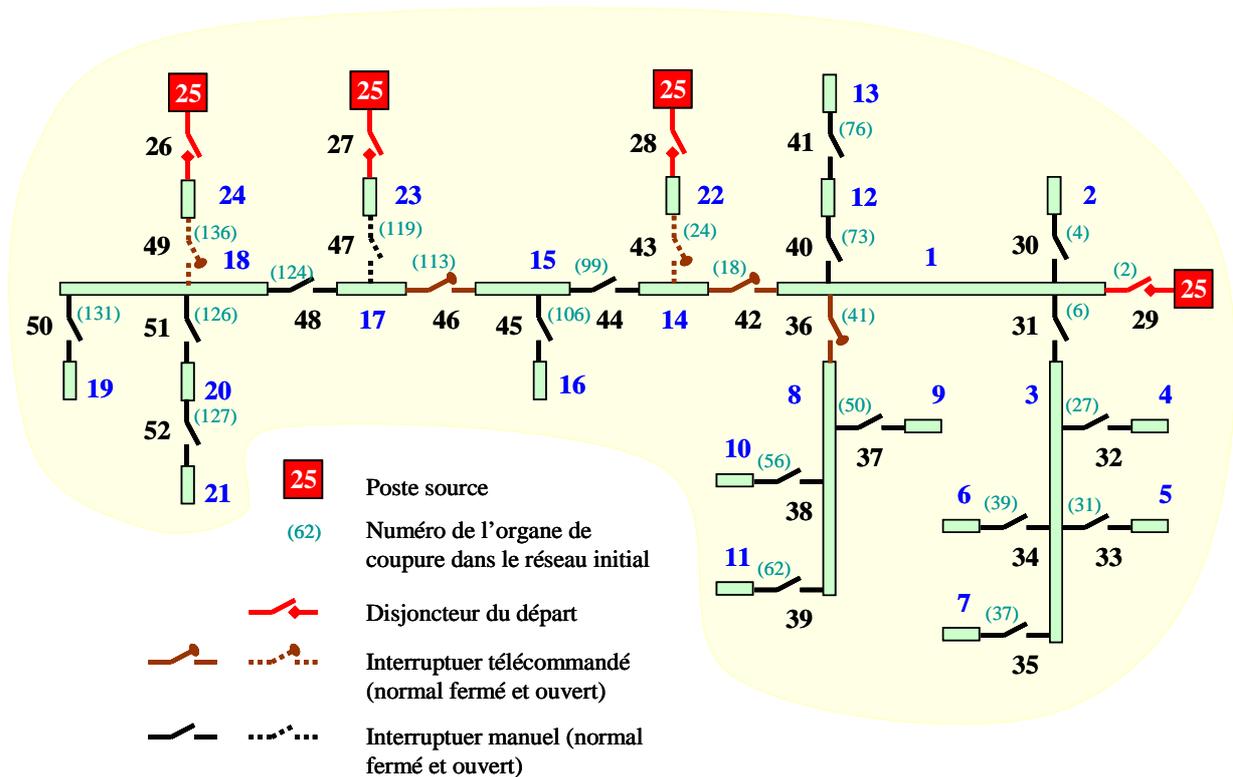


Figure IV-10 Représentation du départ C0707 pour le calcul de fiabilité

Ce programme détermine les indices comme : la *fréquence d'interruption moyenne* d'un client (int/an), l'*indisponibilité moyenne* d'un client (h/an) et l'*énergie non distribuée* (kWh/an). Les réseaux d'application sont les réseaux HTA classiques (radial avec des secours et sans GED). Les IPD ne sont installés que sur les organes de coupure. Nous avons donc procédé à des comparaisons en prenant en compte ces restrictions.

Notons aussi que ce programme effectue un tirage aléatoire des temps de réparation des conducteurs alors que notre programme d'optimisation considère les valeurs moyennes de ces temps.

III.2.b) Comparaison des résultats

Les deux programmes utilisent le même départ HTA C0707 sans GED. Nous comparons les deux indices : indisponibilité et énergie non distribuée pour plusieurs placements des IPD.

Le Tableau IV-3 présente les indices de 9 placements pour les deux programmes. Nous considérons un placement sans IPD, 4 placements de 3 IPD et 4 placements de 4 IPD.

N°	Positions des IPD	Simulation du programme de fiabilité				Programme d'optimisation	
		ID		END		ID	END
		moyenne	intervalle	moyenne	intervalle		
1		1.7955	0.0087	1461.0	6.4	1.7982	1463.0
2	38_39_40	1.4495	0.0075	1172.2	6.0	1.4522	1174.1
3	39_40_51	1.4663	0.0077	1185.8	6.2	1.4709	1190.0
4	36_40_46	1.6035	0.0080	1293.8	6.5	1.6044	1288.2
5	31_40_48	1.5554	0.0078	1251.0	6.3	1.5551	1251.0
6	31_38_39_40	1.3769	0.0071	1109.3	5.7	1.3815	1112.4
7	34_40_48_51	1.4858	0.0078	1201.7	6.4	1.4885	1203.5
8	30_31_40_42	1.5386	0.0048	1235.4	5.9	1.5354	1231.9
9	30_32_40_51	1.4406	0.0075	1161.8	6.1	1.4478	1167.1

Tableau IV-3 Résultats de simulations pour les deux programmes

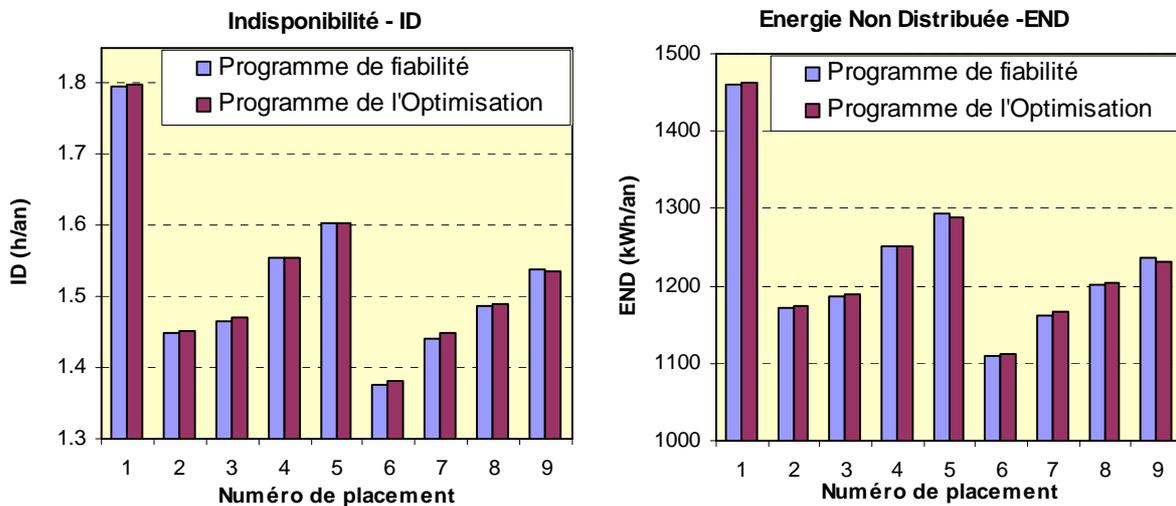


Figure IV-11 Comparaison des valeurs ID et END des placements pour les deux programmes

Nous constatons que les valeurs obtenues par deux programmes sont très proches. La valeur numérique exacte pour chaque placement de notre programme est toujours dans l'intervalle de confiance de la valeur correspondante du programme de calcul de fiabilité. Nous pouvons donc considérer que notre méthode de calcul des indices de fiabilité conduit à des résultats compatibles avec ceux produits par une méthode dédiée à ce genre de calculs.

Remarque : Dans ce qui suit, nous considérons que les IPD peuvent être installés en tout point du réseau. Si les IPD sont installés uniquement sur les organes de coupure (comme il est fait dans le programme de calcul d'indices de fiabilité), les valeurs des indices pour les placements optimaux obtenus (en vert dans le Tableau IV-3) sont toujours supérieures à celles obtenues si les IPD peuvent être installés en tout point possible (par exemple : 1174.1 kWh/an (Tableau IV-3) par rapport à 1087.2 kWh/an (Tableau IV-4) pour 3 IPD à installer).

III.3. Résultat de simulations pour le réseau sans GED

L'optimisation ne permet de minimiser qu'un seul objectif à la fois et les valeurs des autres objectifs sont alors présentées à titre de comparaison.

III.3.a) Objectif de l'énergie non distribuée (END)

Le Tableau IV-4 et les figure IV-9 et IV-10 présentent les résultats de l'optimisation de l'Energie non distribuée en fonction du nombre d'IPD retenu (de 0 à 10). Ces résultats sont les meilleures solutions obtenues à partir de plusieurs simulations. Les autres critères (**ID**, **OuC** et **Global**) sont également présentés à des fins de comparaison.

Nombre d'IPD	Positions des IPD	END (kWh/an)	ID (h/an)	OuC (€an)	Global (€an)
0		1463.0	1.7982	14630	14630
1	13	1308.0	1.6211	13080	13130
2	13_55	1187.5	1.4715	11875	11975
3	13_30_55	1087.2	1.3471	10872	11022
4	13_30_55_126	1027.2	1.2713	10272	10472
5	13_30_55_64_126	983.8	1.2200	9838	10088
6	13_29_50_56_62_126	938.6	1.1694	9386	9686
7	13_30_50_56_62_106_126	905.2	1.1271	9052	9402
8	13_30_50_56_62_106_126_131	875.9	1.0898	8759	9159
9	13_30_50_56_62_72_106_126_131	853.2	1.0632	8532	8982
10	13_30_50_56_62_72_76_106_126_131	832.4	1.0352	8324	8824

Tableau IV-4 Résultats de l'optimisation pour l'objectif END

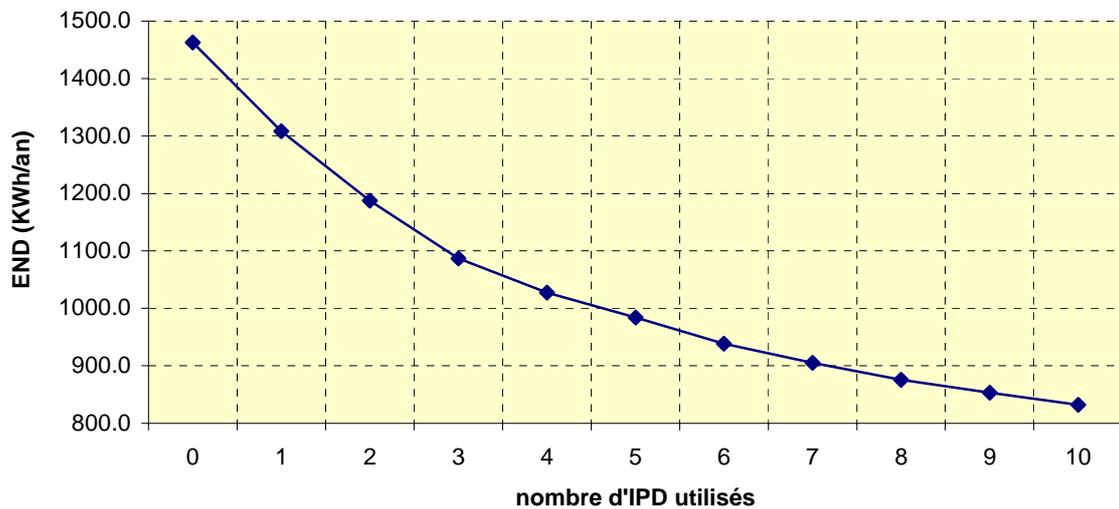


Figure IV-12 Evolution d'END suivant le nombre d'IPD utilisés

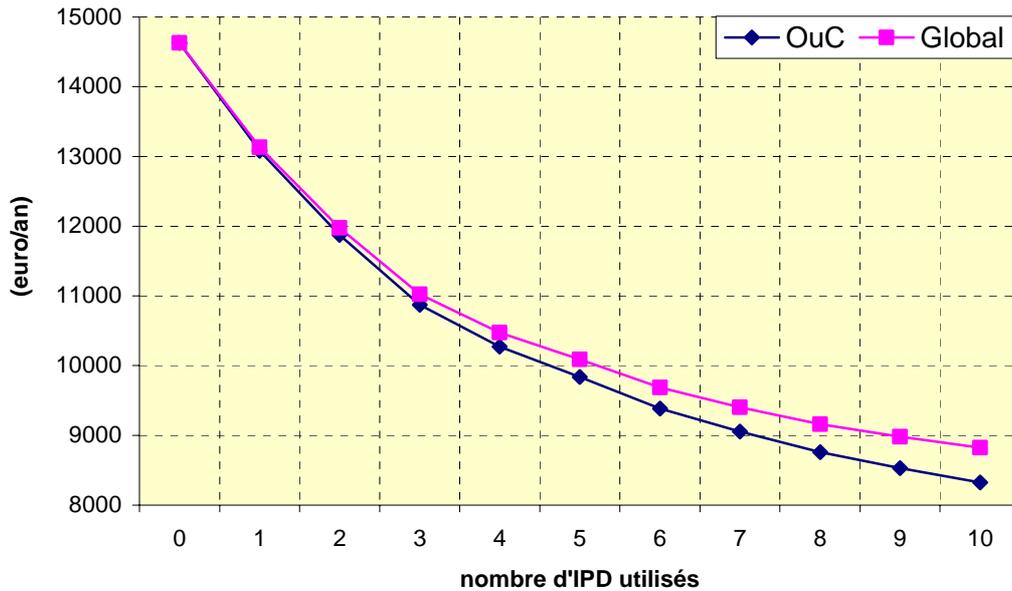


Figure IV-13 Evolution de **OuC** et **Global** suivant le nombre d'IPD utilisés

1. Avec un placement optimal de 3 IPD (**13_30_50**), l'énergie non distribuée (**END**) est réduite de 25% par rapport au cas où aucun IPD n'est installé dans le départ.
2. Les positions où sont installés les IPD ont logiquement tendance à être choisies dans les zones de grande consommation. Dans le départ C0707, une de ces zones est la dérivation commençant par l'**IT 41** (Figure IV-8) et de consommation 383 kW, soit 50 % de la consommation totale du départ.
3. Les positions choisies ne correspondent pas en général aux positions des organes de coupure car les IPD et les organes de coupures divisent le départ en davantage de sections ce qui facilite la localisation de défaut.
4. Comme le coût d'un kWh lié à l'**END** est de 10€, la valeur du paramètre **OuC** est toujours égale à 10 fois celle de l'**END**. Il n'est donc pas nécessaire d'effectuer les optimisations pour l'objectif **OuC**.
5. Avec une nombre d'IPD limité à 10, la réduction de **OuC** avec l'installation d'un IPD supplémentaire est toujours beaucoup plus grande que le coût d'un IPD (50€/an pour un IPD - voir **III.1.d**). La Figure IV-13 le montre avec les courbes de **OuC** et **Global** (somme de **OuC** et le coût des IPD) très proches. Si l'objectif **Global** (ou **OuC**) est considéré, la solution avec 10 IPD est le meilleur choix.

Les résultats de l'optimisation pour l'objectif de **ID** sont présentés dans l'*Annexe 10*. Ils conduisent aux mêmes remarques que celles formulées pour l'objectif **END**.

III.3.b) **Objectif de END avec des IPD déjà positionnés**

Nous considérons que 3 IPD sont déjà positionnés dans le départ C0707 (les positions **13_30_55** résultant du placement optimal avec 3 IPD, voir le paragraphe ci-dessus). Le tableau IV-4 et la figure IV-11 présentent l'évolution des différentes fonctions objectifs avec le nombre d'IPD, lorsque l'optimisation porte sur l'END.

Nombre d'IPD	Positions des IPD	END (kWh/an)	ID (h/an)	Global (€an)
3	13_30_55	1087.2	1.3471	10872
4	13_30_55_126	1027.2	1.2713	10272
5	13_30_55_64_126	983.8	1.2200	9838
6	13_30_50_55_64_126	953.4	1.1869	9534
7	13_30_50_55_64_106_126	923.3	1.1491	9233
8	13_30_41_50_55_64_126_131	899.9	1.1273	8999
9	13_30_50_55_62_73_106_126_131	873.7	1.0850	8737
10	6_13_30_50_55_64_73_106_126_131	849.4	1.0604	8494

Tableau IV-5 Résultats de l'optimisation avec 3 IPD existants pour l'objectif de **END**

1. Comme les 3 positions (**13_30_55**) sont imposées, la plupart des placements optimaux obtenus ont une valeur du paramètre **END** plus grande que celle obtenue dans le cas précédent pour le même nombre d'IPD utilisés, (voir le Tableau IV-4 et la Figure IV-14).
2. En règle générale, il est plus opportun d'effectuer une optimisation du placement en partant d'une situation vierge plutôt que d'avoir des IPD déjà présents dans le départ.

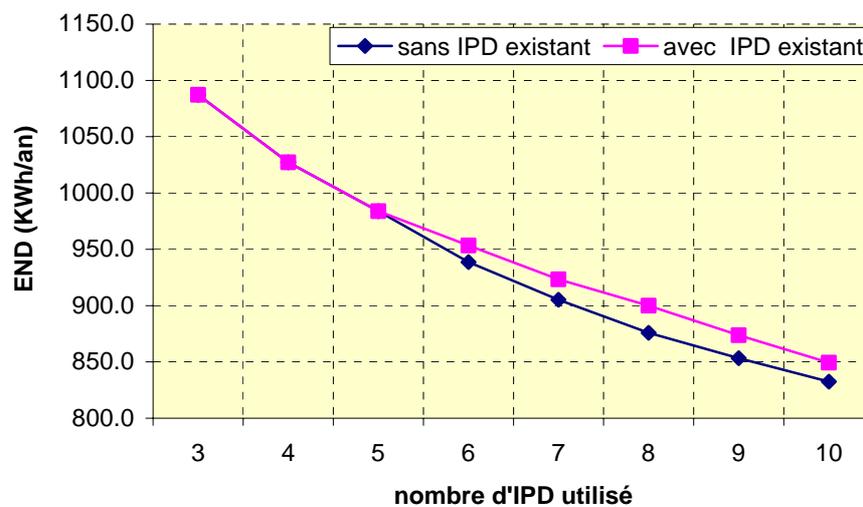


Figure IV-14 Evolution de **END** pour deux cas : sans et avec IPD existant

III.3.c) Objectif global (Global)

La Figure IV-15 illustre la recherche de l'optimum global.

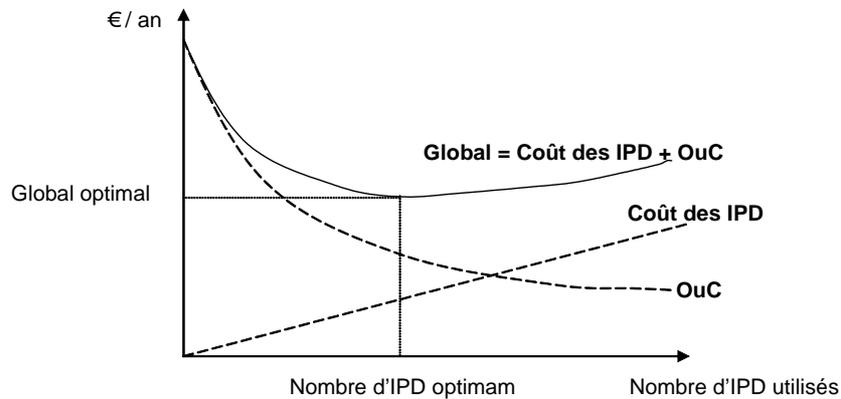


Figure IV-15 Solution pour l'objectif global

L'optimisation est réalisée sans limitation sur le nombre d'IPD. Comme la réduction de **OuC** décroît avec le nombre d'IPD utilisés, l'optimisation de **Global** est obtenue avec un très grand nombre d'IPD. Pour le départ C0707, le résultat est obtenu avec 18 IPD, le coût global est de 8115.7 €/an avec 7215.7 €/an pour **OuC** et 900 €/an de coût des IPD. Ceci revient à dire que pour garantir une faible valeur de la fonction objectif, il faudrait mettre en place beaucoup plus d'IPD que ce qui est fait actuellement (2 à 3 appareils sur un départ).

III.4. Résultat de l'optimisation pour le réseau avec GED

Une GED de 500 kW est connectée dans ce départ C0707. Les simulations de l'optimisation du placement des IPD sont réalisées en considérant les deux modes de fonctionnement suivants : GED non utilisée ou utilisée en secours (**mode1** ou **mode2**). Le coût de l'énergie éventuellement non fournie par la GED pendant la coupure d'alimentation est également inclus dans la fonction objectif.

III.4.a) GED non utilisée en secours (mode 1)

La GED se découple en cas de perturbation sur le réseau et se recouple lorsque le réseau est rétabli. La GED est donc déconnectée pendant la localisation et la réparation du défaut.

Pour ce cas d'étude, nous cherchons à minimiser le coût de l'énergie non distribuée (**OuC¹**) ou le coût total de l'énergie non distribuée et de l'énergie non fournie par la GED (**OuC²**).

A titre d'illustration, le Tableau IV-6 présente les résultats de l'optimisation pour l'objectif **OuC¹**.

Nombre d'IPD	Positions des IPD	OuC ¹ (€/an)	OuC ² (€/an)	END (kWh/an)
		15431	21310	1543.1
1	13	13881	19500	1388.1
2	13_60	12433	17865	1243.3
3	13_30_60	11429	16727	1142.9
4	13_30_60_126	10830	16035	1083.0
5	13_30_61_64_126	10213	15267	1021.3
6	13_30_56_61_64_126	9709	14695	970.9
7	13_30_48_56_61_64_126	9382	14305	938.2
8	14_30_50_56_61_64_126_131	9074	13904	907.4
9	14_30_48_56_61_64_106_126_131	8761	13509	876.1
10	13_30_49_56_61_64_76_106_126_131	8574	13234	857.4

Tableau IV-6 Résultats des optimisations pour l'objectif de **OuC¹** avec la présence de GED

Les évolutions de **OuC¹** et **OuC²** est représentées sur la figure ci-dessous.

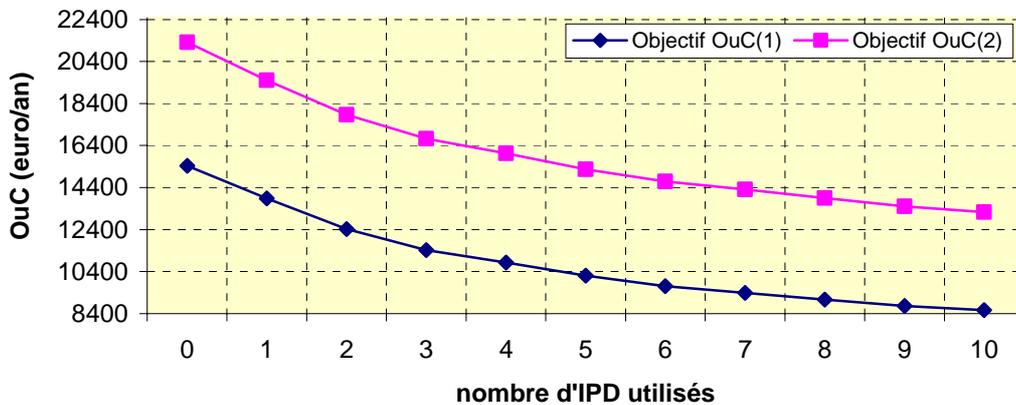


Figure IV-16 Evolution de OuC suivant le nombre d'IPD utilisés

Elles appellent les remarques suivantes :

1. Les placements optimaux obtenus pour les deux objectifs **OuC¹** et **OuC²** sont identiques.
2. Le coût de l'énergie non fournie augmente notablement **OuC**.
3. L'insertion d'une GED dans le réseau a une influence sur le placement optimal des IPD. L'algorithme tente de placer les IPD au plus près du point de raccordement de la GED (en l'occurrence les points 61 et 64 qui encadrent le point de connexion de la GED). L'algorithme d'optimisation tente toujours de placer un IPD proche de la GED. Ce placement dépend du nombre d'IPD à installer et du poids respectif de la GED par rapport aux autres éléments de la fonction objectif..

III.4.b) GED utilisée en secours (mode 2)

La Figure IV-17 présente l'évolution de OuC^1 dans les trois cas : sans GED (Tableau IV-4), avec GED –mode 1 (Tableau IV-6), et avec GED- mode 2 (voir *Annexe 10*).

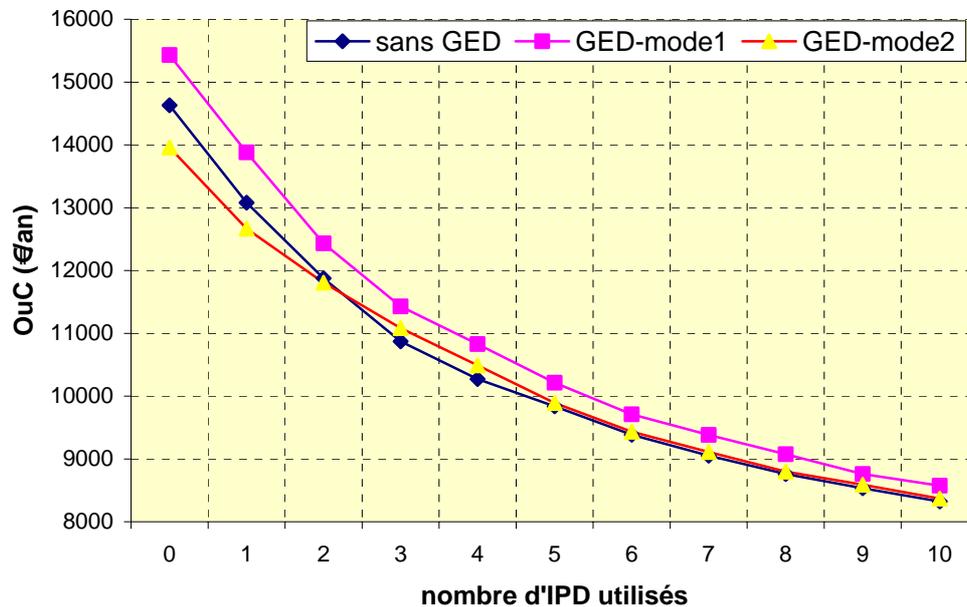


Figure IV-17 Evolution de OuC^1 suivant le nombre d'IPD utilisés

1. L'insertion de la GED dans le réseau augmente la valeur de OuC^1 pour un même placement (**13**) (13881 €/an par rapport à 13080 €/an) en raison de sa contribution aux défauts dans sa zone de raccordement, (voir Tableau IV-4 et Tableau IV-6). Cette augmentation de l' OuC^1 est plus nette si le nombre d'IPD dans le départ est petit.
2. La GED utilisée en secours (**mode 2**) réduit l' OuC^1 par rapport au cas **mode 1**, en particulier avec un petit nombre d'IPD dans le départ. Cette remarque est aussi valable pour les autres critères (**END**, **ID** et **Global**).
3. Concernant l'impact de ce mode de fonctionnement de la GED sur le placement des IPD, on constate que l'algorithme tente de placer un IPD au plus proche de la GED. On retrouve des résultats sensiblement identiques à ceux obtenus dans le cas précédent. Notons que dans le cas d'un seul IPD à placer, l'algorithme place l'IPD au point 60 (point 13 dans le cas précédent) afin de bénéficier de cette réduction de la fonction objectif.

III.5. Evaluation des résultats – choix des paramètres de réglage de l'algorithme génétique

Un taux de croisement de 0.25, un taux de mutation de 0.2, une population de 50 individus et un nombre de générations de 100 pour l'algorithme génétique, les résultats sont

satisfaisants pour le départ C0707 (138 positions). L'augmentation du nombre d'individus et de générations n'apporte pas d'amélioration dans la solution.

La Figure IV-18 montre l'évolution de la fonction objectif ID avec le nombre de générations pour un placement de 5 IPD dans le départ sans GED. La simulation dure 90 minutes avec un PC pentium IV 2,4 MHz). Après les 15 premières générations, le résultat est à peu près stable autour de 63 h/an.

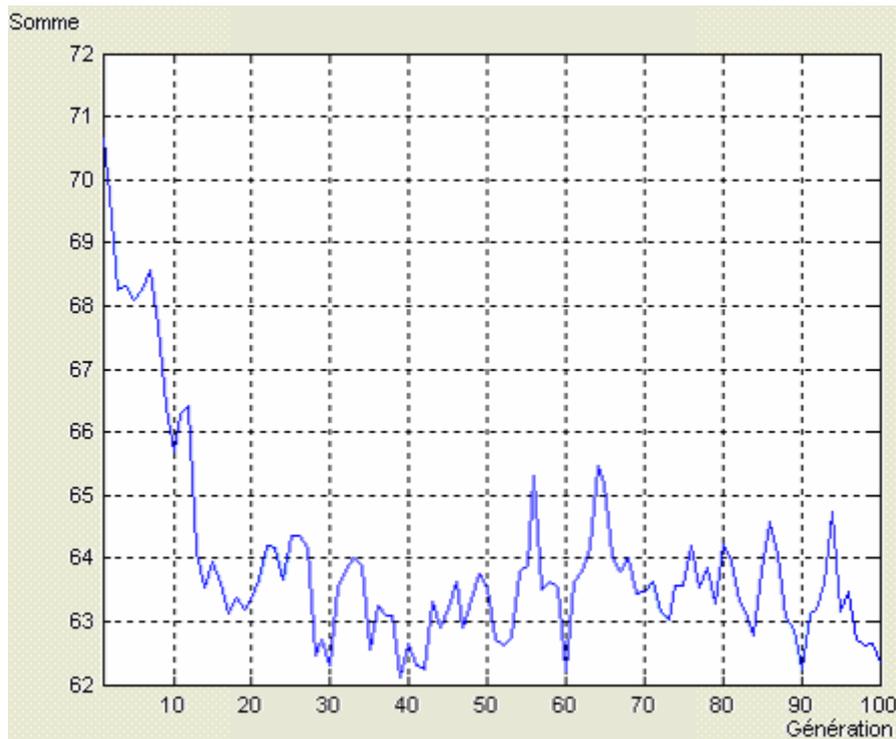


Figure IV-18 Evolution de la somme d'ID suivant les générations (limitation à 4 IPD)

A partir des résultats obtenus, on peut formuler les remarques générales suivantes :

1. La réduction de **END** (ou de **ID**, **OuC**) avec un IPD supplémentaire dans le départ avec un petit nombre d'IPD existants est plus grande que dans le départ avec un grand nombre d'IPD existants. Il peut donc être intéressant d'introduire un coût attendu sur la réduction liée à l'introduction d'un IPD supplémentaire et valider ou invalider ainsi l'introduction d'un nouvel IPD.
2. Les résultats du placement optimal des IPD obtenus dans le cas où certaines positions sont imposées sont en général inférieurs à ceux où les placements sont a priori totalement libres. Les opérateurs du réseau doivent s'enquérir si une nouvelle installation des IPD est plus appropriée que l'installation de nouveaux IPD en gardant des IPD existants.

3. Le placement des IPD pour l'objectif global est atteint quand la réduction de **OuC** avec un IPD supplémentaire est plus petite que le coût d'un IPD. Avec les paramètres économiques employés dans ce mémoire, le nombre optimal des IPD est très grand par rapport celui utilisé actuellement.
4. L'insertion de la GED augmente les valeurs des critères, en particulier si **OuC** comprend le coût de l'énergie non fournie.
5. Si la GED fonctionne en secours, les fonctions objectif sont sensiblement réduites.

IV. Conclusion

Les signalisations des IPD facilitent la localisation de défaut. En effet, elles réduisent le temps de localisation et de reprise de service et aussi l'énergie non distribuée. Ce sont des critères pour l'optimisation du placement des IPD.

La fonction objectif de l'optimisation est une fonction discrète, non linéaire et dépendante de plusieurs variables. La seule information disponible est la valeur de la fonction. De plus, il y existe une énorme possibilité de placement des IPD. C'est pourquoi l'algorithme génétique est intéressant et a été choisi pour déterminer le placement optimal des IPD.

Les indices indisponibilité (ID), énergie non distribuée (END), coût de l'énergie non distribuée (OuC) et coût global ont été choisis comme critères pour l'optimisation. Dans la fonction objectif, la procédure de localisation de défaut et reprise de service à partir des signalisations des IPD est celle actuellement appliquée par EDF.

La validation du résultat par le programme de calcul des indices de fiabilité pour le départ sans GED avec les IPD installés sur les organes de coupure montre la validité du calcul de la fonction objectif dans le cas précis considéré.

Des résultats de simulation obtenus avec le départ considéré, nous pouvons constater que la solution proposée pour un nombre limité d'IPD est faiblement influencée par le coût de ces dispositifs. Leur installation massive dans le réseau peut être très utile.

Si l'énergie non fournie par les GED est remboursée par les opérateurs du réseau suite à un incident provoquant le découplage du producteur, les IPD peuvent être un moyen de réduire ce coût.

La GED peut également être considérée en secours. Les simulations conduites ont montré l'avantage d'un tel choix d'exploitation sur la réduction de l'énergie non distribuée ainsi que sur le coût de l'énergie non distribuée.

Conclusions

Ce travail de thèse a porté sur la détection et la localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en utilisant les informations fournies par les indicateurs de passage de défaut (IPD). Les études ont été effectuées dans le cadre du développement croissant des GED (sources de Génération d'Énergie Décentralisées).

Dans le premier chapitre du mémoire, nous avons caractérisé l'architecture, les régimes de neutres, le système des organes de coupure et les types de défauts des réseaux de distribution HTA. Nous avons abordé les méthodes de détection et localisation de défauts actuellement utilisées dans ces réseaux HTA, en nous intéressant plus particulièrement à celles qui exploitent les informations fournies par les IPD. Nous avons présenté la GED et analysé l'influence qu'elle pouvait avoir dans des réseaux non conçus pour accueillir des unités de production dispersée.

Le deuxième chapitre décrit les principes de fonctionnement et de réglage des différents types d'IPD considérés. Ils sont caractérisés par leurs grandeurs d'entrée et leur capacité à déterminer le sens du courant de défaut ou non. Une analyse du fonctionnement attendu des différents types d'IPD est conduite suivant le contexte d'exploitation (c'est-à-dire en fonction du régime de neutre principalement). Une estimation de l'influence attendue de la GED est aussi faite. Quelques règles d'utilisation sont alors fournies pour guider l'exploitant quant à une installation d'IPD dans un réseau.

L'analyse en simulation du comportement des IPD est effectuée dans le troisième chapitre. Une partie est destinée à vérifier le fonctionnement des IPD et les règles d'utilisation des IPD pour la localisation prévus dans le chapitre précédent. Une autre consiste en l'analyse de l'influence des GED sur l'utilisation des IPD. Les remarques importantes concernent les IPD **ND1** et **D1** (non directionnel et directionnel utilisant les courant et tension de phase). Les **ND1** sont inefficaces en présence de GED de grande puissance dans le réseau HTA ; il faut les remplacer par les **D1** pour garantir une localisation juste de la section en défaut.

Un autre objectif de ce chapitre est d'analyser la robustesse du diagnostic, en présence de défaillances d'IPD. Les IPD utilisés dans le départ HTA peuvent être non directionnels et/ou directionnels. L'analyse des résultats de simulation montre que la probabilité de déterminer correctement la section en défaut reste importante, même avec quelques fausses indications des IPD. Nous vérifions également qu'en présence de GED de grande puissance, il n'est pas possible d'utiliser uniquement des IPD non directionnels pour localiser précisément la section en défaut si l'on tient compte de défaillances possibles.

Le dernier chapitre de ce mémoire présente une méthode d'optimisation du placement des IPD dans les réseaux HTA. Nous avons défini différentes fonctions objectifs. Compte tenu des caractéristiques du problème, l'algorithme génétique a été choisi pour déterminer le placement optimal des IPD. Des résultats d'optimisation obtenus avec le départ considéré, nous pouvons constater que sur la base des critères économiques, l'installation massive d'IPD dans un réseau peut être très utile. Remarquons cependant que nous n'avons pas pris en compte la fiabilité de ces appareils. La prise en compte de l'existence d'une GED dans le départ conduit à un déplacement de ces appareils afin de se rapprocher de la GED. En effet si l'énergie non fournie par les GED est remboursée par les opérateurs du réseau suite à un incident provoquant le découplage du producteur, les IPD peuvent être un moyen de réduire ce coût. La GED peut également être considérée comme un secours. Les simulations conduites ont montré l'avantage d'un tel mode d'exploitation sur la réduction de l'énergie non distribuée ainsi que sur le coût associé. Ce mode de fonctionnement génère bien évidemment quelques contraintes de fonctionnement que nous n'avons pas entièrement explorées. Suivant le mode de fonctionnement de la GED, le placement des IPD va évoluer. En règle générale, l'algorithme tend à placer les IPD d'autant plus près de la GED que son influence sur la fonction objectif devient importante.

La validation du résultat par un programme de calcul de fiabilité développé au sein d'IDEA pour un départ sans GED et des IPD installés au niveau des organes de coupure montre la validité de notre méthode de calcul des indices de fiabilité.

Les perspectives concernant notre étude sont les suivantes :

- Dans le cas du régime de neutre compensé, nous proposons d'utiliser les harmoniques qui ne sont pas compensés par la bobine de Petersen. Ils peuvent donc être utilisés pour la détection et la détermination de la direction d'un défaut. Souvent le 5^{ème} harmonique est généré à cause des non linéarités des transformateurs. En réalité, les relais déterminant la direction d'un défaut à l'aide des harmoniques fonctionnent avec plus de fiabilité que ceux qui utilisent la méthode wattmétrique.
- En vue de l'amélioration de la détection et localisation de défauts, il sera utile d'étudier l'ajout de nouvelles fonctionnalités aux IPD : capacité de stockage, de mesures et de dialogue avec un agent pilotant le départ.
- En vue de l'optimisation de la détection et localisation de défauts ainsi que de la reconfiguration rapide suite à défaut, il peut être intéressant d'incorporer les modèles

d'IPD sous ARENE en temps réel. Les réponses en temps réel des IPD pourront être utilisées dans un outil de reconfiguration pilotant les interrupteurs du réseau.

- Tenir compte de la fiabilité des IPD dans le placement optimal.
- Etudier l'impact à placement donné de la dispersion de la production et de la consommation sur les fonctions objectif. Si une trop grande variation est relevée, il faudra définir une nouvelle version du logiciel qui tient compte de la variations de paramètres au cours du temps comme une courbe de charge (pour les charges HTA/BT et HTA) et la puissance variable de la GED (une éolienne, une cogénération suivant la saison...). La détermination du placement optimal pourra alors être effectuée sur une année complète.

Bibliographie

- [BER-01] P. Bertrand, Kaczmarek, X. Lepivert, P. Bastard,
« *Earth-fault detection in a compensated earthed network without any voltage measurement: a new protection principale* »
CIRED Conference Symposium, 2001
- [CAR-90] P. Carrive,
« *Structure et planification, Réseau de distribution* »
Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique, 1990
- [CLE-01a] M. Clement, P. Millet, L. Perrault, J. Raymongue,
« *Spécification HN 45-S-51 Réseaux HTA souterrains – Détecteurs de défauts monophasés directionnels et polyphasés non directionnels* »
Service matériel électrique département CIMA - EDF, 19/1/2001
- [CLE-01b] M. Clement, P. Millet, L. Perrault, J. Raymongue,
« *Spécification HN 45-S-52 Réseaux HTA aériens – Détecteurs de défauts monophasés directionnels et polyphasés non directionnels* »
Service matériel électrique département CIMA - EDF, 26/1/2001
- [Coo- 02] **COOPER** Power System,
« *Faults indicators, Application Guide, Products* ». Format PDF
Disponible sur :
<http://www.cooperpower.com/Library/Literature/section.asp?ProductLineID=14>,
- [CRA-01] M. Crape, B. Raison,
« *Intégration de la production décentralisée dans les réseaux électriques (Cours pour une formation destiné à l'ADEME)* »
Service d'Electrotechnique – Faculté Polytechnique de Mons, 5/7/2001
- [DOR-02] E.D. Dorado, J. Cidrás,
« *Application of Evolutionary Algorithms for the Planning of Urban Distribution Networks of Medium Voltage* »
IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 17, Issue 3, pages 879-884, Aug. 2002
- [GOL-94] D.E. Goldberg,
« *Algorithmes génétiques* »
Edition Addison-Wesley France, 1994
- [GUY-00] B. Guyaguler, R. Horne,
« *Optimization of well placement* »
Stanford University-ETCE 2000
- [JIA-00] J.A. Jiang, J.Z. Yang, Y.H. Lin, C.W . Liu, J.C. Ma,
« *An adaptative PMU based fault detection / location. Technique for transmission lines - Part I : Theory and algorithms* »
IEEE Trans. on Power Delivery, Vol.15, Issue 4, pages 1136-1146, Oct. 2000

- [JOS-00] **JOSLYN Hi-Voltage**,
«*Radio Faulted Circuit Indicator System, Adaptive Trip Faulted Circuit Indicators Series 1547*»
Disponible sur: <http://www.joslynhivoltage.com/catRCFI.htm>,
<http://www.joslynhivoltage.com/catAdaptiveTrip1547.htm>,
- [LEI-02] P.T. Leite, A.A. França, M.Carneiro, A.C. Leon, F.Carvalho,
«*Energetic Operation Planning Using Genetic Algorithms* »
IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 17, Issue 1, pages 173-179, Feb. 2002
- [LHE-98] M. Lehtonen,
«*Fault management in electrical distribution system* »
Final report of the CIRED Working Group WG03 Fault Management, Finland
22/12/1998
- [LIN-98] B.S. Lin, S. Langovan,
Departement of Electrical Engineering ; The national University of Singapore,
Electric Machines et Power Systems, Vol. 26, n°10, pp. 991-1005, 1998
- [MAR-01a] S. Martino,
«*Caractéristiques des réseaux de distribution* »
Cours de ENSIEG/ENSEEG. 3° année Option PDSE, année 2001-2002
- [MAR-01b] S. Martino,
«*Réseau de distribution commun au GIE-IDEA* »
Nte/IDEA/01/001/A -4/7/2001
- [MAR-02] S. Martino,
«*Localisation des défauts dans les réseaux d'énergie électrique (Etude bibliographique)* »
Nte/Sy6/02/001/A – IDEA/EDF/LEG/SE, 2002
- [MER- 00] Merlin Gerin Bardin range,
«*Network fault passage indicator* »
Schneider Electric, 05/2000
- [MEG-03] M. Megdiche,
«*Modélisation de la sûreté de fonctionnement d'un réseau de distribution HTA en présence de production décentralisée* »
Note technique GIE-IDEA, N° : NTe/Sys4/03/001/A, 15/09/2003
- [MEG-05] M. Megdiche,
«*Sûreté de fonctionnement des réseaux de distribution* »
Thèse de Doctorat de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 2005
- [MIL-03] B. Milosevic, M. Begovic,
«*Nondominated Sorting Genetic Algorithm for Optimal Phasor Measurement Placement* »
IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 18, Issue 1, pages 69-75 Feb. 2003

- [MIU-96] K.N. Miu, H.D. Chiang, G. Darling,
« *Capacitor Placement, Replacement and Control in Large-Scale Distribution Systems by a GA- Based Two-Stage Algorithm* »
IEEE/PES Summer meeting, July 28-August 1, 1996, in Denver, Colorado
- [MOL-00] M. Moles – Fedra, J.P. Mura,
« *Détecteurs de défaut directionnels pour réseaux HTA compensés* »
Soulé Bardin, 2000
- [NOR- 95] NORTROLL AS,
« *LINETROLL 111K (Programmable fault current indicator for overhead line)* »
User guide, September 1995
- [NOR- 99] NORTROLL AS,
« *LINETROLL 3000 (Programmable fault current sensor for overhead line)* »
User guide, September 1999
- [PHA-02] C.D. Pham,
« *Détection des défauts dans les réseaux de distribution en présence de GED* »
Rapport DEA de l'Institut National Polytechnique de Grenoble, 2002
- [PHA-03a] C.D. Pham,
« *Simulation des Indicateurs de Passage de Défaut (IPD) dans les réseaux de distribution avec et sans GED* »
Note technique N°: Nte/Sys6/03/001/A, 01/03/2003
- [PHA-03b] C.D. Pham, B. Raison, S. Martino, I. Gal, S. Bonnoit
« *Dispersed Generation influence on fault passage indicator reponse* »
CIRED 2003, Barcelona, 05/2003
- [PHA-04] C.D. Pham, B. Raison, I. Gal, S. Bonnoit, J.-P. Rognon
« *Détection et localisation des défauts dans les réseaux électrique* »
Revue internationale de génie électrique, RS série RIGE Volume 7 – n° 5, pages 513-542, Jun. 2004
- [PHA-05a] C.D. Pham,
« *Optimisation du placement des IPD dans les réseaux de distribution* »
Note technique N°: NTe/Sy6/05/001/A, 27/06/2005
- [PHA-05b] C.D. Pham, B. Raison, J.P. Rognon, S. Bonnoit, B. Manjal
« *Optimization of fault indicators placement with dispersed generation insertion* »
IEEE/PES General meeting, SanFrancisco, California, USA, 06/2005
- [POW- 98] **POWER** Delivery Products INC,
« *Underground FCIs and Ovehead FCIs* », - 10/1998
Disponible sur: <http://www.powerdeliveryproducts.com/underg.htm>,
<http://www.powerdeliveryproducts.com/overh.htm>,
- [PRE-98] C. Prévé,
« *Protection des réseaux électriques* »
HERMES, 1998

- [RAI-04] B. Raison, C.D. Pham, J.P. Rognon, S. Bonnoit
«*La Optimization of fault passage indicators placement on distribution network*»
PSP 2004, Bled- Slovénie, 2004
- [RAY-02] J. Raymongue,
«*La localisation des défauts sur les réseaux HTA – Pourquoi ?, Comment ?*»
EDF R&D, HR-44/02/016/A 20 mars 2002
- [ROM-01] H. Roman, H. Hylla,
«*Fast Fault Locating in Rural MV Distribution networks*»
Mitteldeutsche Energieversorgung AG, Germany, CIRED 2001
- [SAL- 97] L. Saludjian,
«*Optimisations en Electrotechnique par Algorithmes Génétiques*»
Thèse de Doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, 1997
- [SEG- 98] SEG,
«*EFI1 Earth fault indicator for medium voltage systems?*»
|SEG – Schaltanlagen-Elektronik-Gerate GmbH & Co.KG, TN EFI1 03.98 E
- [TOB- 01] N.P. Tobin (Consultant Engineer, Ireland), M. McCormack – E. O’Loughlin – K. Tobin (SMF Technology, Ireland),
«*Remote current sensing on overhead power lines*»
Electricity Distribution, 2001. Part 1: Contributions. CIRED. 16th International Conference and Exhibition on (IEE Conf. Publ No. 482)
- [WEL-95a] T. Welfonder,
«*Localisation des défauts dans les réseaux compensés de distribution* »
Résultats de recherche bibliographique, Laboratoire d’Electrotechnique de Grenoble, juillet 1995
- [WEL-95b] T. Welfonder,
«*Application des algorithmes de détection développés pour le régime établi aux défauts transitoires* »
Rapport 2, Laboratoire d’Electrotechnique de Grenoble, Novembre 1995
- [WEL-98] T. Welfonder,
«*Localisation de défauts monophasés dans les réseaux de distribution à neutre compensé* »
Thèse de Doctorat de l’Institut National Polytechnique de Grenoble, 1998

Annexes

ANNEXES	135
ANNEXE 1 : LOCALISATION DE DEFAUT ET REPRISE DE SERVICE EN HTA	137
ANNEXE 2 : ARRETE RELATIF AU RACCORDEMENT DE GED EN DISTRIBUTION	142
ANNEXE 3 : DETERMINATION DU DEPHASAGE ENTRE COURANT DE PHASE ET TENSION COMPOSEE LORS DU COURT-CIRCUIT.....	147
<i>Court-circuit triphasé</i>	147
<i>Court-circuit biphasé</i>	148
ANNEXE 4 : DONNEES DE FIABILITE DU DEPART C0707	150
<i>Généralités</i>	150
<i>Conducteurs (lignes et câbles)</i>	151
<i>Organes de coupure</i>	152
<i>Transformateurs</i>	152
<i>Charges HTA/BT</i>	153
<i>Production décentralisée (GED)</i>	154
ANNEXE 5 : SIGNALISATIONS DES IPD DANS LES SIMULATIONS	156
<i>Signalisation des IPD ND1 dans les départs sans GED</i>	157
<i>Signalisation des IPD ND0 et D0 dans le réseau avec plusieurs départs et sans GED</i>	159
ANNEXE 6 : EXEMPLES DE SIMULATIONS POUR L'AMELIORATION DE LA ROBUSTESSE DU DIAGNOSTIC AVEC IPD	160
<i>IPD non directionnels dans le réseau avec GED</i>	160
<i>IPD directionnels dans le réseau avec GED</i>	160
<i>IPD directionnels et non directionnels dans un même réseau</i>	161
ANNEXE 7 : PRESENTATION GENERALE DE L'ALGORITHME GENETIQUE (AG)	163
ANNEXE 8 CARACTERISTIQUES DU DEPART C0707 POUR L'OPTIMISATION	168
<i>Caractéristiques des conducteurs</i>	168
<i>Type de poste HTA / BT</i>	170
<i>Description du départ C0707 utilisée dans le programme</i>	172
ANNEXE 9 DONNEES DE FIABILITE UTILISEES DANS LE PROGRAMME DE CALCUL DES INDICES DE FIABILITE. ..	176
ANNEXE 10 EXEMPLES DE SIMULATIONS POUR L'OPTIMISATION DU PLACEMENT DES IPD	177
<i>Objectif ID pour le départ sans GED</i>	177
<i>Objectif OuC¹ dans le départ avec GED utilisée en secours (mode 2)</i>	177

Annexe 1 : Localisation de défaut et reprise de service en HTA

Lors d'un défaut sur le départ, l'opérateur du réseau est chargé de réalimenter les zones « saines » du réseau (fonction de *reprise de service*) et de localiser et isoler la section défaillante afin d'envoyer une équipe de maintenance pour la réparation (fonction de *localisation de défaut*). Les informations disponibles par l'opérateur pour localiser la zone défaillante sont :

- Les signalisations des IPD : la section en défaut se situe entre deux IPD ayant des indications opposées (pour les IPD directionnels) ou entre le dernier IPD ayant une indication et le premier IPD n'ayant pas d'indication (pour les IPD non directionnels). Dans la suite du document, les IPD en amont du défaut sont appelés « *allumé* » et les autres IPD sont « *éteint* ».
- Lorsque les IPD ne permettent plus de localiser plus précisément la zone défaillante, l'opérateur peut « tester » en rétablissant la tension dans une zone du départ pour savoir si le défaut est présent dans cette zone (déclenchement du disjoncteur de départ) ou non (le disjoncteur de départ reste enclenché).

Pour réalimenter les zones saines, l'opérateur dispose du disjoncteur de départ pour rétablir l'alimentation d'une zone en amont du défaut. Pour les zones saines en aval du défaut, leur réalimentation peut s'effectuer si un secours est présent dans la zone.

Les manœuvres de l'opérateur s'organisent en plusieurs étapes suivantes : les actions « à distance » (pour les interrupteurs télécommandés et les IPD téléconduits) ou « sur place » (pour les interrupteurs manuels et IPD non téléconduits). L'objectif de ces manœuvres est de réduire et déterminer la section en défaut qui est délimitée par **b_sup** en amont et **retours** en aval.

Etape 1 : Manœuvres des IT (interrupteurs télécommandés) avec l'aide des IpdT (IPD téléconduits).

1. Ouverture de l'IT juste en amont le dernier IpdT allumé, cet IT est appelé « **b_sup** ». S'il n'y a pas de IpdT allumé, DJ joue un rôle de **b_sup**.
2. Réenclenchement du disjoncteur de départ « DJ ».
3. Recherche des premiers IpdT éteints, ils sont appelés « **retours** ». S'il existe un secours en aval de l'IpdT éteint, ouverture de l'IT juste en aval de cet IpdT. Puis fermeture du secours pour réalimenter la zone en aval de l'IT.

La section en défaut est délimitée par **b_sup** (en amont) et **retours** (en aval).

Etape 2 : Manœuvres des IT existants dans la section en défaut.

1. Ouverture de chaque IT à partir de l'aval vers amont (priorité pour IT avec secours en aval) pour tester le défaut.
2. Ouverture de DJ
3. Fermeture de **b_sup**
4. Réenclenchement de DJ. Deux possibilités existent :
 - a. Si DJ déclenche, le défaut n'est pas en aval de l'IT. On réalimente la zone en aval de cet IT s'il existe un secours en aval. Cet IT devient un des **retours**.
 - b. Si DJ ne déclenche pas, le défaut est en aval de l'IT. Cet IT devient **b_sup**, et les **retours** existants sont supprimés.

La section en défaut est réduite. On va refaire l'Etape 2 avec les IT dans cette section. S'il n'existe plus d'IT, l'Etape 2 est terminée.

Etape 3 : Manœuvres des IM (interrupteurs manuels) avec l'aide des Ipd (IPD non téléconduits).

On ne considère que les IM et Ipd dans la section en défaut déterminée après l'Etape 2.

1. Ouverture de l'IM juste en amont du dernier Ipd allumé,
2. Ouverture de DJ
3. Fermeture de **b_sup**
4. Cet IM devient **b_sup**. Les secours dans la zone entre DJ et **b_sup** sont déconnectés et les **retours** en amont de ces secours sont fermés.
5. Fermeture de DJ. La zone entre DJ et **b_sup** est réalimentée par le poste source.
6. S'il existe un secours en aval de l'Ipd éteint, Ouverture de l'IM juste en aval de cet Ipd.
 - a. S'il existe **retours** en aval de cet IM, Fermeture de ces **retours**
 - b. Sinon, Fermeture du secours

La section en défaut est délimitée par **b_sup** et **retours**.

Etape 4 : Manœuvres des IM existants dans la section en défaut.

1. Ouverture de chaque IM à partir de l'amont vers aval (priorité pour IM avec secours en aval) pour tester le défaut.

2. Ouverture de DJ
3. Fermeture de **b_sup**
4. Réenclenchement de DJ. Deux possibilités existent :
 - c. Si DJ déclenche, le défaut n'est pas en aval de l'IM. On réalimente la zone en aval de cet IM s'il existe un secours en aval. Cet IM devient un des **retours**.
 - d. Si DJ ne déclenche pas, le défaut est en aval de l'IM. Cet IM devient **b_sup** et les **retours** existants sont supprimés.

La section en défaut est réduite. On va refaire l'Etape 4 avec les IM dans cette section. S'il n'existe plus IM, l'Etape 4 est terminée.

Finalement, la section en défaut est limitée par les organes de coupure et les IPD.

Réparation de la section en défaut

1. Ouverture de DJ
2. Fermeture de **b_sup**
3. Déconnection des secours et fermeture des **retours**

Illustration de la localisation et reprise de service

La Figure 1 présente un départ dans le réseau de distribution sur lequel tous les clients sont alimentés. Aucun défaut n'est encore apparu. Le départ a un disjoncteur à son début (DJ), des interrupteurs télécommandés (**IT**), des interrupteurs manuels (**IM**) et des IPD (**Ipd** et **IpdT**)

numérotés. Les secours sont connectés au départ par des interrupteurs normalement ouverts.

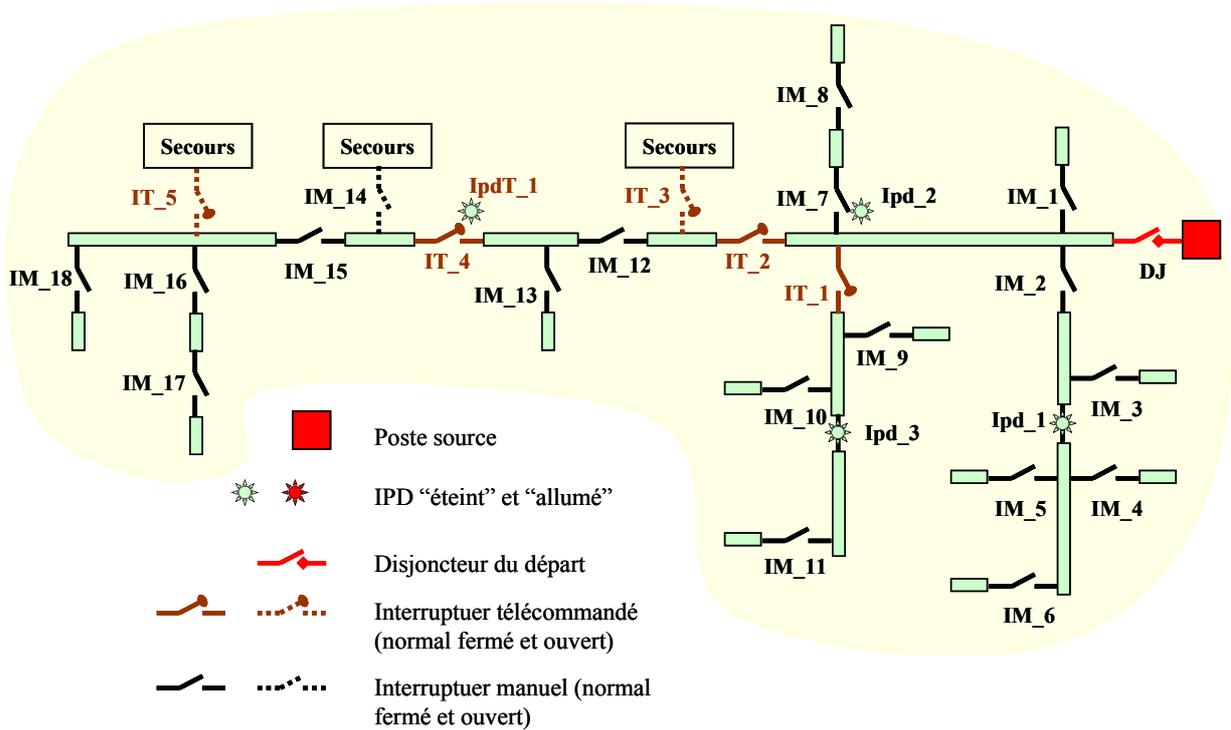


Figure 1 Départ sans défaut avec les organes de coupure et les IPD

Lors du défaut dans la section délimitée par **Ipdt_1**, **IM_4**, **IM_5**, **IM_6**, **DJ** s'ouvre. Les étapes de la localisation et reprise de service sont détaillées comme suit :

Etape 1 : Manœuvres des IT avec l'aide des Ipdt.

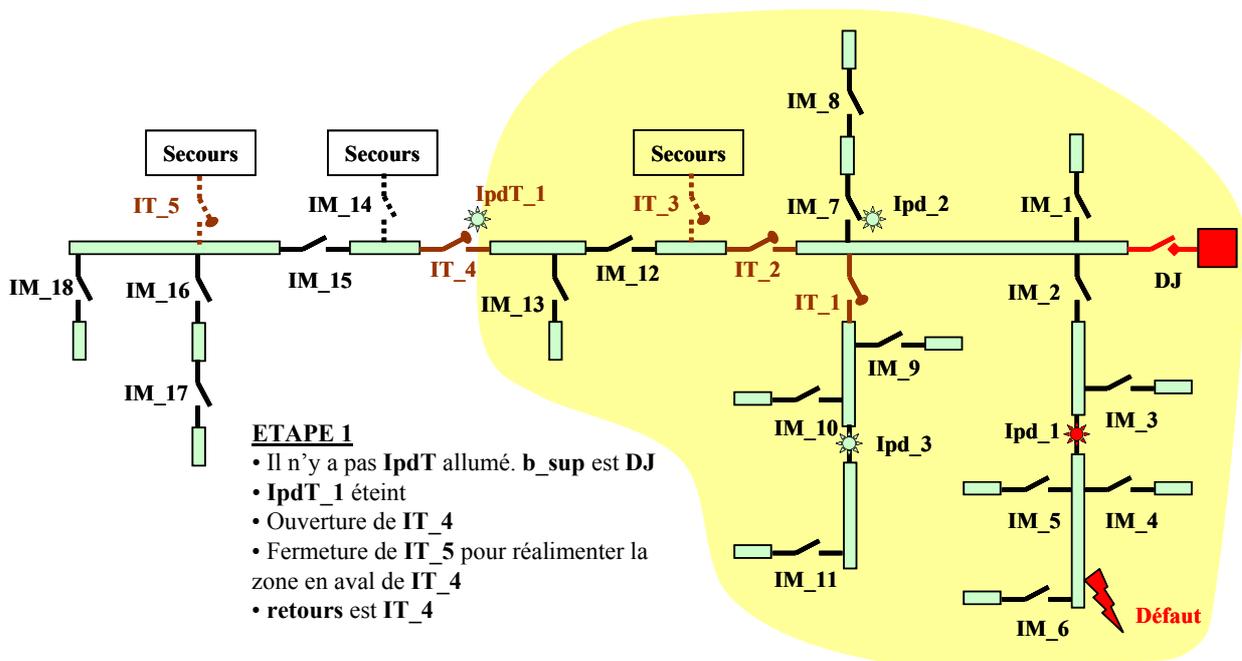


Figure 2 Section en défaut après l'Etape 1

Etape 2 : Manœuvres des IT existants dans la section en défaut.

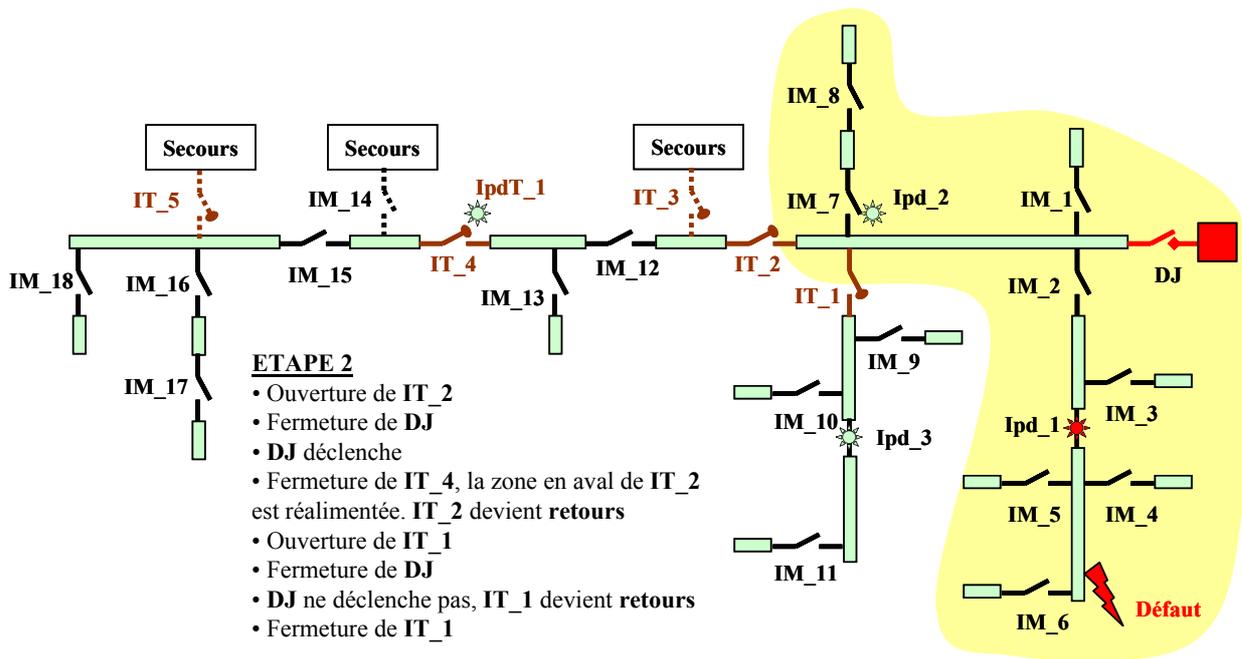


Figure 3 Section en défaut après l'Etape 2

Etape 3 : Manœuvres des IM avec l'aide des Ipd.

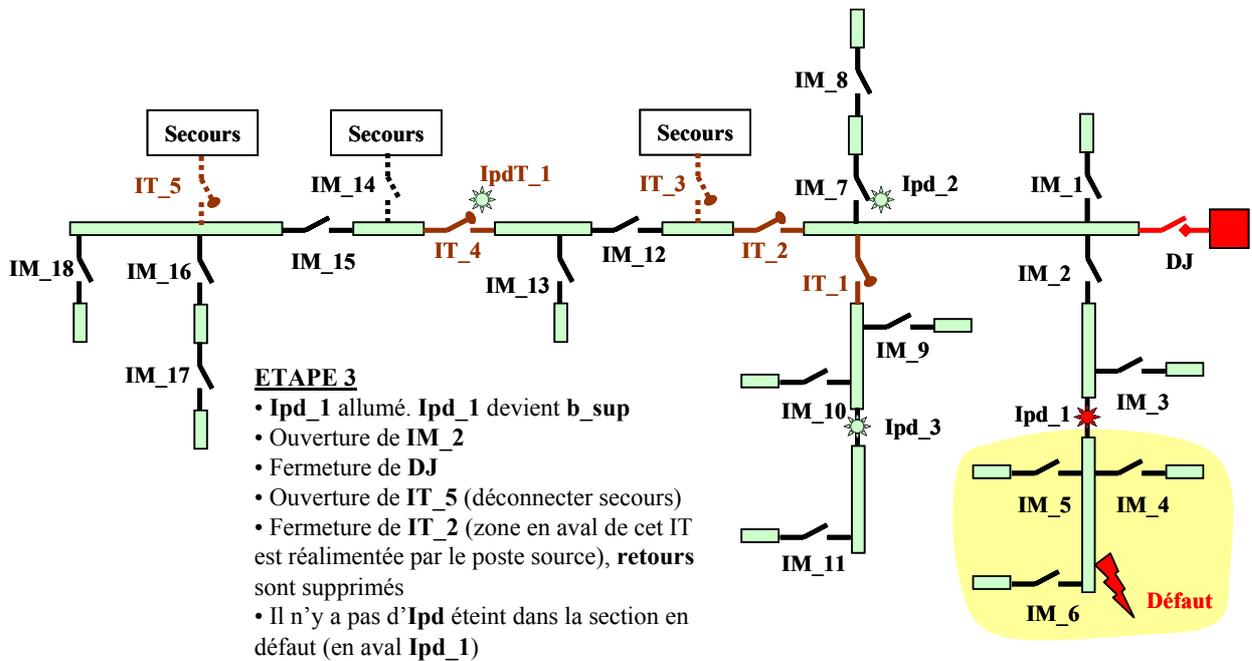


Figure 4 Section en défaut après l'Etape 3

Etape 4 : Manœuvres des IM existants dans la section en défaut.

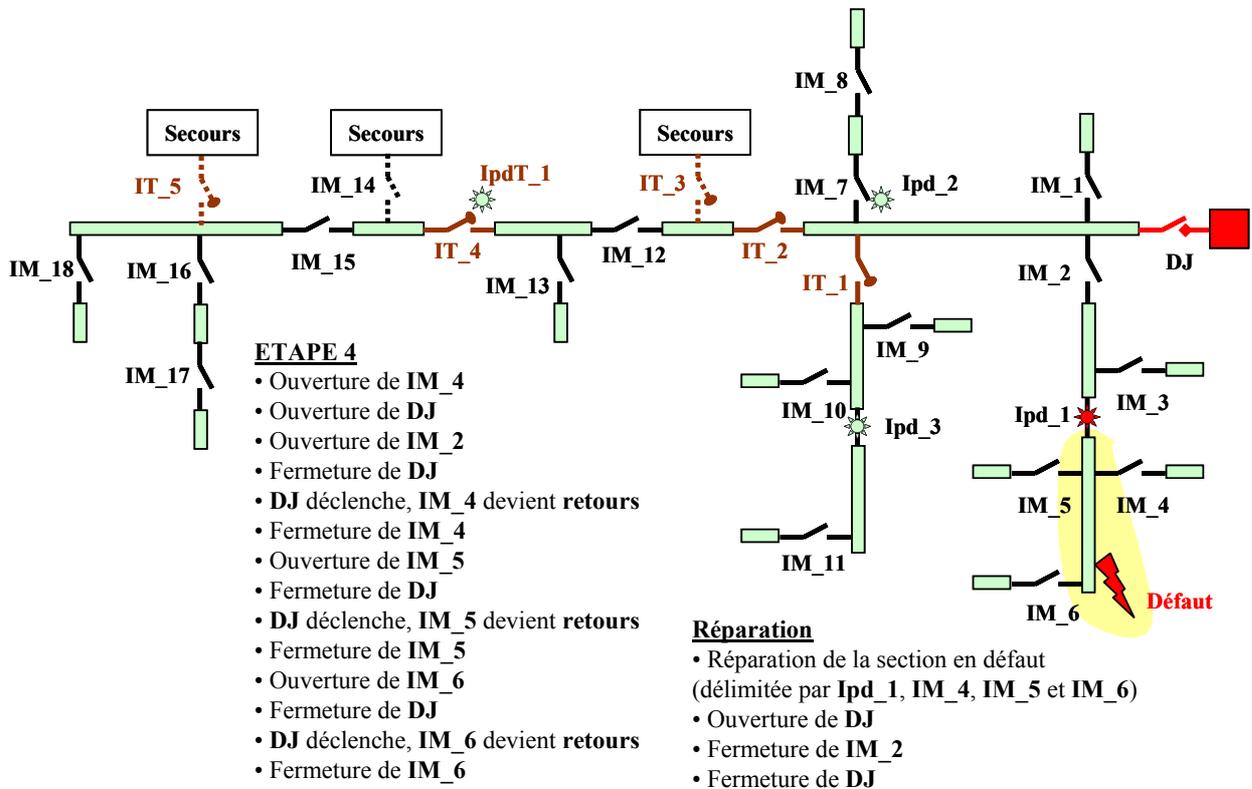


Figure 5 Section en défaut après l'Etape 4

Annexe 2 : Arrêté relatif au raccordement de GED en distribution

On présente ci-dessous un extrait de l'arrêté du 17 Mars 2003 (<http://www.legifrance.gouv.fr>) relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public français de distribution d'une installation de production d'énergie électrique.

Article 1

Le présent arrêté fixe les dispositions constructives et organisationnelles que doivent respecter les installations de production d'énergie électrique, qui livrent en permanence ou temporairement tout ou partie de leur production au réseau, en vue de leur raccordement à un réseau public de distribution, en domaine de tension BT ou HTA, afin de respecter les objectifs visés au décret du 13 mars 2003 susvisé.

Article 2

L'établissement de nouvelles conventions de raccordement et d'exploitation est nécessaire lorsqu'une installation est nouvelle, remplace une installation existante ou que sa puissance installée est augmentée de plus de 10 %.

Article 3

Les prescriptions du chapitre Ier s'appliquent aux réseaux de distribution reliés ou non à un grand réseau interconnecté. Pour le raccordement aux réseaux publics de distribution non reliés à un grand réseau interconnecté, des prescriptions techniques particulières sont à mettre en oeuvre. Les règles relatives aux installations raccordées à ces réseaux figurent au chapitre II.

Article 4

La tension de raccordement de référence est déterminée en fonction de la puissance de production maximale de l'installation conformément au tableau suivant :

DOMAINE DE TENSION	PUISSANCE LIMITE de l'installation
BT monophasé	18 kVA
BT triphasé	250 kVA
HTA	12 MW

Article 5

Le producteur communique au gestionnaire du réseau public les caractéristiques techniques de son installation nécessaires à la définition du raccordement et notamment son apport en courant de court-circuit.

Le raccordement de l'installation de production ne doit pas entraîner en situation de défaut de dépassement du courant de court-circuit au-delà de la limite pour les matériels HTA ou BT des postes et du réseau. La vérification de cette condition est faite en appliquant les méthodes données dans les publications de la Commission électrotechnique internationale (CEI 60-909 et ses différentes parties) avec des temps de court-circuit supérieurs ou égaux à 250 ms.

Chapitre Ier

Prescriptions générales

Article 6

L'élévation calculée de la tension induite par l'installation de production doit permettre de maintenir en tout point de livraison du réseau la tension à l'intérieur des plages prévues par les textes réglementaires ou normatifs et, en particulier, ne pas entraîner le dépassement des plafonds de tension qu'ils fixent.

Les installations de plus de 1 MW doivent être équipées afin que le producteur puisse ajuster, à la demande du gestionnaire du réseau de distribution, dans la limite des possibilités de fourniture et d'absorption de puissance réactive, le réglage de tension de son installation.

Les installations de puissance installée supérieure à 10 MW, doivent

être équipées d'une régulation de tension agissant dans leurs limites de réglage de la production et de l'absorption de puissance réactive.

Article 7

Les installations de production raccordées en basse tension ne doivent pas absorber d'énergie réactive.

Pour les installations de production raccordées au réseau public de distribution HTA dont la puissance installée est inférieure ou égale à 1 MW, chaque génératrice doit pouvoir à ses bornes fournir une puissance réactive égale à 0,4 de sa puissance nominale apparente (en MVA).

Pour les installations de production dont la puissance installée est supérieure à 1 MW et inférieure ou égale à 10 MW, chaque génératrice électrique doit pouvoir à ses bornes fournir une puissance réactive égale à 0,1 de sa puissance nominale apparente.

Pour les installations de puissance installée supérieure à 10 MW, chaque génératrice électrique doit pouvoir à ses bornes fournir une puissance réactive minimale égale à 0,6 de sa puissance nominale apparente et absorber une puissance réactive égale à 0,2 de sa puissance nominale apparente.

Si l'installation de production comporte des génératrices asynchrones, l'auto-alimentation et la fourniture de puissance réactive se font à l'aide de batteries de condensateurs. La puissance réactive fournie à la demande du gestionnaire de réseau par les batteries de condensateur associées aux génératrices ne pourra pas excéder 0,4 de leur puissance nominale apparente. Ces batteries peuvent être installées, après concertation, chez le producteur ou dans le poste HTB/HTA sur lequel est raccordée l'installation.

La puissance réactive réellement fournie ou absorbée par le producteur dans les limites ci-dessus et le mode de régulation sont déterminés par le gestionnaire du réseau de distribution en fonction des impératifs d'exploitation du réseau auquel est raccordée l'installation.

Article 8

L'introduction de l'installation sur le réseau public de distribution ne doit pas perturber le fonctionnement de la transmission des signaux tarifaires et doit maintenir le niveau du signal à une valeur acceptable par les appareils des utilisateurs du réseau.

Sela la nature de l'installation, une vérification par le calcul du fonctionnement de cette transmission est effectuée par le gestionnaire du réseau de distribution avant le raccordement.

Si le calcul montre que le raccordement de l'installation perturbe la transmission tarifaire, les gestionnaires du réseau et de l'installation choisiront en commun les dispositions techniques permettant de ne pas affecter le bon fonctionnement de la transmission des signaux tarifaires.

Lorsque la solution consiste à l'installation d'un dispositif de filtrage dans l'installation, il appartient au producteur de le mettre en oeuvre et de le maintenir en fonctionnement.

Pour toute nouvelle installation de production raccordée sans équipement spécifique pour limiter les perturbations dans la transmission des signaux tarifaires, le producteur doit s'engager à participer aux investissements nécessaires et le cas échéant à mettre en place un dispositif dans son installation pour permettre de raccorder un ou plusieurs nouveaux utilisateurs.

Lorsque l'émission des signaux tarifaires fait appel à un mode d'injection en parallèle, si le calcul montre que le raccordement de l'installation perturbe la transmission tarifaire, le gestionnaire de réseau choisira entre le redimensionnement de l'émetteur ou la mise en place de dispositions techniques par le gestionnaire de l'installation permettant de ne pas affecter le bon fonctionnement de la transmission des signaux tarifaires.

Article 9

Les perturbations émises par les installations de production sur le réseau doivent rester dans les limites ci-dessous :

Raccordement en basse tension

Harmoniques. - Le niveau de contribution de l'installation à la distorsion de la tension doit être limité à des valeurs permettant au gestionnaire de réseau de respecter les limites admissibles en matière de qualité de l'électricité livrée aux autres utilisateurs.

Les appareils des installations doivent être conformes aux textes réglementaires et normatifs pertinents.

Déséquilibre. - A l'exception des installations de production raccordées en BT monophasé, le niveau de contribution de l'installation au déséquilibre doit être limité à une valeur permettant au gestionnaire de réseau de respecter le taux moyen limite de composante inverse de tension de 2 % de la composante directe.

Fluctuation de tension. - Le niveau de contribution de l'installation au papillotement doit être limité à une valeur permettant au gestionnaire de réseau de respecter la limite admissible de Plt inférieur ou égal à 1. Les appareils des installations doivent être conformes aux textes réglementaires et normatifs pertinents.

Les valeurs limites indiquées par le gestionnaire de réseau sont fixées dans des conditions transparentes et non discriminatoires.

Raccordement en HTA

Les limites définies de perturbations produites par le producteur sont établies sur la base d'une puissance de court-circuit minimale de référence de 40 MVA au point de livraison HTA. Si, en pratique, le gestionnaire du réseau public de distribution met à disposition une puissance de court-circuit inférieure, les limites aux perturbations de tension effectivement produites par le producteur sont multipliées par le rapport entre la puissance de court-circuit de référence et la puissance de court-circuit effectivement fournie.

Harmoniques. - Le gestionnaire d'une installation de production dont la puissance de raccordement est supérieure à 100 kVA doit limiter les courants harmoniques injectés sur ce réseau. Les limites sont déterminées au prorata de la puissance apparente maximum de l'installation de production Pref. A chaque harmonique de rang n est associé un coefficient de limitation kn. Le gestionnaire de l'installation doit limiter ses courants harmoniques à la valeur :

$I_{hn} = kn \cdot 3U_c$ où U_c est la valeur de la tension contractuelle,

$$Pref_{Ihn} = kn$$

où U_c est la valeur de la tension contractuelle,

$$3U_c$$

Pref la puissance apparente maximum de l'installation de production.

Le tableau ci-dessous donne la valeur de kn en fonction du rang n de l'harmonique :

RANGS IMPAIRS	kn (%)	RANGS PAIRS	kn (%)
3	4	2	2
5 et 7	5	4	1
9	2	> 4	0.5
11 et 13	3		
> 13	2		

Déséquilibre. - Toutes dispositions seront prises pour que la contribution au taux de déséquilibre en tension au point de livraison des installations dont la charge monophasée équivalente est supérieure à 500 kVA soit inférieure ou égale à 1 %.

Fluctuation de tension. - Le niveau de contribution de l'installation au papillotement doit être limité à une valeur permettant au gestionnaire de réseau de respecter la limite admissible de Plt inférieur ou égal à 1.

Les niveaux d'émission de base sont de 0,35 en Pst et 0,25 en Plt.

Article 10

Les machines de production ne doivent être couplées au réseau public de distribution que si celui-ci est en service sauf lors des situations de reconstitution de réseau et pour les installations visées à l'article 12 ci-dessous.

Le couplage des machines synchrones doit se faire au synchronisme avec des écarts maximaux de : 10 % en tension ; 0,1 Hz en fréquence ; 10° en phase.

Sur le réseau HTA, les vitesses de prise en charge ainsi que de cessation de charge volontaire ne doivent pas dépasser 4 MW/minute. L'à-coup de tension au point de livraison lors du couplage et lors de la mise sous tension de l'installation, notamment les transformateurs, ne doit pas dépasser 5 % pendant plus de 0,5 secondes.

Article 11

Les installations de production doivent être mises à la terre dans les conditions suivantes :

1° Pour les installations raccordées sur le réseau BT : de manière générale, le neutre du réseau public BT ne doit pas être relié à la terre dans l'installation de production tant qu'elle est reliée au réseau. Si elle doit l'être en fonctionnement en réseau séparé, un asservissement doit être installé entre la mise à la terre du neutre et le couplage. Toutefois, si le réseau électrique le permet, la connexion du neutre du réseau BT à la terre dans l'installation de production est possible, après accord du gestionnaire du réseau de distribution ;

2° Pour les installations raccordées sur le réseau HTA : aucun régime de neutre HTA ne doit être créé (même par un générateur homopolaire) dans l'installation de production lorsque celle-ci est couplée au réseau. Les écrans du câble souterrain desservant éventuellement l'installation sont reliés entre eux et aux masses du poste. Si l'installation est contiguë au poste HTB/HTA, il est nécessaire d'interconnecter les masses de l'installation et celles du poste. Les conducteurs d'interconnexion doivent être dimensionnés en fonction de la valeur des courants de défauts qui peuvent les parcourir.

Article 12

Les installations de production doivent pouvoir assurer la fonction de protection de découplage destinée à les séparer du réseau public de distribution en cas de défauts sur celui-ci. Cette protection a pour objet :

- de permettre le fonctionnement normal des protections et automatismes installés par le gestionnaire du réseau de distribution ;

- d'éviter le maintien de réseaux séparés sans défaut, afin de ne pas alimenter les autres utilisateurs à une fréquence et une tension anormale et d'éviter les faux couplages au moment de la reconnexion de ces réseaux au réseau public de distribution ;

- de déconnecter instantanément les installations de production en cas de défaut survenant pendant le régime spécial d'exploitation instauré lors des travaux sous tension effectués sur le réseau aérien HTA.

Les temps d'action des dispositifs de protection doivent être coordonnés avec ceux du plan de protection du gestionnaire du réseau public de distribution.

La protection de découplage doit permettre de détecter les situations suivantes :

- réseau séparé sans défaut ;

- défauts HTA à la terre ;

- détection des défauts entre phases pour la HTA et entre conducteurs pour la BT ;

- risque de faux couplage ;

- défauts sur le réseau HTB amont : lorsque le raccordement de l'installation conduit à ce que la somme des puissances actives maximales des installations de production raccordées sur un poste HTB/HTA devienne importante (> 12 MW environ), le gestionnaire du réseau de distribution doit, avec l'accord du gestionnaire du réseau HTB, mettre en oeuvre les mesures éventuellement rendues nécessaires suite à ce raccordement pour le maintien de la sécurité des personnes et des biens en cas de défaut sur le réseau HTB.

Les dispositifs de protection propres aux groupes ne doivent pas arrêter leur fonctionnement dans des conditions moins sévères que celles prévues par les fonctions de découplage lors des situations dégradées du réseau public de distribution.

Article 13

Le gestionnaire du réseau public de distribution peut demander à l'utilisateur d'adapter ses dispositifs de protection afin de pouvoir participer à la reconstitution du réseau. Cette participation fait l'objet d'une contractualisation dans le cadre des conventions de raccordement et d'exploitation.

Article 14

Si le fonctionnement de la centrale n'est pas marginal par rapport à la gestion et à la conduite du réseau, et si elle est raccordée au poste HTB/HTA par un départ dédié, le gestionnaire de l'installation doit, à la demande du gestionnaire de réseau, lui communiquer le programme de fonctionnement prévu. Il est en principe considéré que la centrale n'est pas marginale si sa puissance installée apparente nominale dépasse les 25 % de la puissance apparente nominale du transformateur HTB/HTA auquel est relié le départ HTA du producteur. Il peut être nécessaire d'installer chez le producteur un dispositif relié au gestionnaire de réseau par un réseau de télécommunication (réseau téléphonique commuté par exemple...) permettant d'échanger des informations d'exploitation.

Si la centrale est raccordée sur un départ HTA non dédié et si son fonctionnement n'est pas marginal pour le réseau, le gestionnaire de l'installation doit, à la demande du gestionnaire de réseau, lui communiquer un programme de fonctionnement prévu, et installer un dispositif relié au gestionnaire de réseau par un réseau de télécommunication (réseau téléphonique commuté par exemple...) permettant d'échanger des informations d'exploitation, notamment celles permettant de connaître l'état de fonctionnement de la centrale (puissance active et réactive) et éventuellement de connaître l'état du réseau (valeur de la tension). Il est en principe considéré que la centrale raccordée sur un départ non dédié n'est pas marginale si sa puissance maximale active nominale dépasse les 25 % de la charge maximale du départ.

La périodicité, le contenu et le délai de préavis du programme de production sont déterminés par accord entre les deux parties.

Chapitre II

Dispositions particulières pour les installations non reliées au réseau interconnecté

Article 15

Les installations de production raccordées à un réseau public de distribution non relié à un grand réseau interconnecté et dont la puissance apparente dépasse 1 % de la puissance minimale tournante du réseau doivent participer à la sûreté du système électrique.

Les groupes de production, à l'exception des génératrices asynchrones, doivent dans cette optique avoir les caractéristiques suivantes :

Tenue en régime normal

1. Puissances fournies. - Pour la fréquence nominale de 50 Hz, lorsque la tension stator ou pour les machines équipées d'électronique la tension en sortie de l'onduleur est comprise entre 95 % et 105 % de la tension nominale, le groupe doit pouvoir fournir une puissance active (P_n) égale à 0,8 fois la puissance apparente

normale (S_n) et fournir une puissance réactive (Q_{n1}) jusqu'à 0,6 S_n et absorber une puissance réactive (Q_{n2}) jusqu'à 0,1 S_n . La puissance apparente normale (S_n) est mesurée aux bornes du stator de l'alternateur.

2. Marche en continu. - Dans la plage de fréquence de 48 à 52 Hz et dans la plage de tension de 95 % à 105 % de la tension nominale, le groupe doit pouvoir régler la puissance active fournie et la puissance réactive fournie ou absorbée dans les limites de plus ou moins 5 % autour de P_n et de Q_{n1} et Q_{n2} précédemment définis.

3. Marche transitoire en durée limitée. - Le groupe doit pouvoir fonctionner pendant une durée limitée dans des plages de fréquence et de tension plus large que celle indiquée ci-avant. Les performances des groupes de puissance peuvent alors être inférieures à celles demandées en marche continue. Ces possibilités doivent être indiquées par le producteur. Le groupe devra au moins pouvoir fonctionner pendant une durée de 3 minutes dans la plage fréquence de 46 à 48 Hz.

Tenue en régime perturbé

1. Variations rapides de fréquence. - Le groupe doit pouvoir supporter des variations rapides de fréquence en restant connecté au réseau dans les limites suivantes :

- dans la plage 44-46 Hz pendant au moins 30 secondes ;
- dans la plage 52-54 Hz pendant au moins 5 secondes.

2. Baisse rapide de tension. - Le groupe doit pouvoir supporter, en restant connecté au réseau, des creux de tension affectant une, deux ou trois phases du réseau tels que la tension restante au point de livraison soit de 0,3 fois la tension nominale du réseau (U_n) pendant 0,6 s et à 0,7 fois U_n pendant 2,5 secondes.

3. Stabilité. - Le producteur doit vérifier la stabilité de son installation, préalablement à son raccordement, par des études sur logiciels dont il doit communiquer les résultats au gestionnaire du réseau. Le gestionnaire du réseau communique au producteur :

- les caractéristiques du réseau qui lui sont nécessaires pour mener à bien ces études, conformément à l'état de l'art en la matière ;
- les schémas génériques d'études, les critères et marges de stabilité à respecter.

Pour les réseaux insulaires fonctionnant à une fréquence nominale différente de 50 Hz, les valeurs des plages de fréquence ci-dessus seront adaptées en conséquence.

Article 16

Si dans un objectif de sûreté du système électrique insulaire, le gestionnaire du réseau public de distribution souhaite, par des dispositions d'exploitation, pouvoir limiter en fonction de la puissance tournante du système l'appel à des installations de production qui ne participent pas à la réserve primaire puissance/fréquence ou qui peuvent subir une perte fortuite en mode commun de l'énergie primaire, il fournit au producteur avec les résultats de l'étude de raccordement, sur la base d'un historique récent, une évaluation des découplages qui auraient pu être demandés si cette installation avait été raccordée.

Article 17

Les protections de découplage, prévues à l'article 11, doivent être adaptées, notamment en élargissant les plages de réglage des relais de fréquence.

Article 18

Les installations de production dont la puissance totale nominale apparente (S_n) dépasse 1 % de la puissance minimale tournante du réseau, sauf si la technique de production ne le permet pas, doivent maintenir, pendant le fonctionnement du groupe, une marge de puissance active, dite réserve primaire ; la valeur maximale de cette marge est fixée à 15 % (en plus ou en moins) de la puissance nominale au groupe. La fonction de réglage correspond à un coefficient de statisme à fixer, selon les groupes, entre 4 % et 6 %.

Les installations considérées comme non marginales en application de l'article 20 doivent être équipées d'un régulateur de tension agissant dans les limites de réglage de la production et de l'absorption de puissance réactive des groupes. Le groupe doit être équipé d'un régulateur qui ajuste en quelques secondes la puissance fournie en fonction de l'écart entre la valeur réelle de la fréquence et sa valeur de consigne. Une régulation lente peut être installée pour permettre au groupe de revenir à sa puissance de consigne initiale (en plus de 10 minutes).

Article 19

Dans les réseaux non reliés à un réseau interconnecté, la nécessité d'assurer des services auxiliaires conduit à la mise en place d'un circuit d'échanges d'informations spécifiques. Celles-ci concernent notamment l'émission permanente des téléconsignes des réglages secondaires ainsi que les échanges d'informations d'exploitation en situation dégradée. Ces échanges nécessitent donc des liaisons permanentes de bonne disponibilité.

La liste précise des informations à échanger est établie en concertation entre l'exploitant de l'installation et le gestionnaire de réseau.

Article 20

Le producteur doit fournir les informations nécessaires au centre de conduite du réseau dans le cas où le fonctionnement de la centrale n'est pas marginal par rapport à la gestion et à la conduite de ce réseau.

Dans les réseaux insulaires ou assimilés, on considère que la centrale raccordée à un départ HTA dédié n'est pas marginale si sa puissance apparente totale nominale dépasse 8 % de la puissance apparente nominale du transformateur HTB/HTA ou de tout autre ouvrage auquel est relié ce départ HTA. Si la centrale est raccordée en ligne sur un départ HTA alimentant des charges, elle est considérée comme non marginale si sa puissance dépasse 20 % de la charge maximale de ce départ. Ces puissances doivent correspondre aux périodes de production éventuellement prévues.

Les centrales dont la puissance totale nominale apparente (S_n) dépasse 1 % de la puissance minimale tournante du réseau pendant la période de fonctionnement du producteur sont également à considérer comme non marginales, si la conduite du réseau le nécessite.

Annexe 3 : Détermination du déphasage entre courant de phase et tension composée lors du court-circuit.

Nous allons étudier ce déphasage pour les deux types de court-circuit, le triphasé et le biphasé.

Court-circuit triphasé

Le réseau amont au point de court-circuit est équivalent à une résistance R en série avec une réactance X . M est un point entre le poste source et le point de court-circuit.

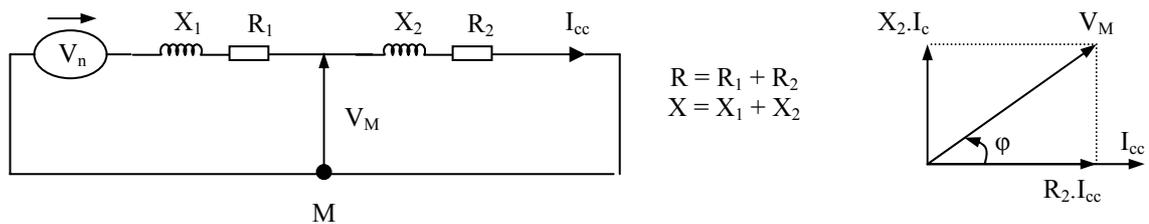


Figure 6 Schéma équivalente du court-circuit triphasé

Au poste source :

Le rapport R/X est compris entre 0.05 et 0.3 en HTA (voir [PRE-98]). Pour chaque phase, le déphasage φ entre la tension et le courant de court-circuit est tel que :

$$\operatorname{tg} \varphi = X/R, \text{ pour } 0.05 < R/X < 0.3 \text{ d'où } 3.3 < X/R < 20$$

on obtient : $73^\circ < \varphi < 87^\circ$

Avec l'angle entre le tension simple et la tension composée (avec les deux autres phases) égal à 90° , le déphasage β entre le courant de phase et la tension composée est : $\beta = \varphi - 90^\circ$

On en déduit que : $3^\circ < |\beta| < 17^\circ$

(β est négatif, I_{cc} est donc en avance sur U – tension composée)

Au point M :

X_2 et R_2 sont réactance et résistance des conducteurs entre le point M et le point de défaut.

$$\operatorname{tg} \varphi = X_2/R_2$$

Nous allons déterminer deux valeurs extrêmes du rapport X_2/R_2 , en prenant :

- un câble HTA de 95 mm^2 en aluminium :

$$X_2 = 0.15 \text{ } \Omega/\text{km} \text{ et } R_2 = \rho_{\text{Alu}}/S = 36/95 = 0.38 \text{ } \Omega/\text{km}, \text{ d'où } X_2/R_2 = 0.39$$

- une ligne aérienne HTA de 240 mm² en aluminium :

$$X_2 = 0.3 \Omega/\text{km} \text{ et } R_2 = \rho_{\text{Alu}}/S = 36/240 = 0.15 \Omega/\text{km}, \text{ d'où } X_2/R_2 = 2$$

Dans la plage définie par ces deux valeurs extrêmes, $0.39 \leq X_2/R_2 \leq 2$

On a alors : $21^\circ \leq \varphi \leq 63^\circ$ or : $21^\circ \leq |\beta| \leq 69^\circ$

(β est négatif, I_{cc} est donc en avance sur U – tension composée)

Court-circuit biphase

Le schéma électrique du réseau lors d'un court-circuit biphase entre les phases 1 et 2 est représenté sur la figure suivante :

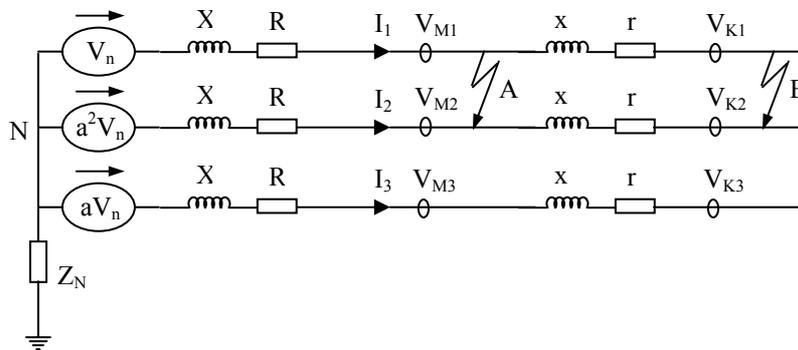


Figure 7 Schéma électrique du réseau lors d'un court-circuit biphase entre les phases 1 et 2

Dans le schéma X, R et x,r sont impédance du réseau amont et du départ. a est l'opérateur rotation de $2\pi/3$ tel que $V_2 = a^2V_1$ et $V_3 = aV_1$, $a = e^{j2\pi/3}$.

Court-circuit en A

Le court-circuit étant situé au début du départ, les tensions mesurées V_{M1} et V_{M2} sont égales (M est un point de mesure juste en amont du point de court-circuit).

En appliquant le théorème de superposition pour les tensions V_n et a^2V_n , on obtient :

$$V_{M1} = V_{M2} = \frac{V_n + a^2V_n}{2} = -aV_n$$

$$I_1 = -I_2 = \frac{V_n - a^2V_n}{2(R + jX)} = \frac{V_n(1 - a^2)}{2(R + jX)}$$

$$V_{M3} = aV_n$$

$$\text{On a donc : } U_{M32} = V_{M2} - V_{M3} = -\frac{3}{2}aV_n$$

$$\text{d'où : } \frac{U_{M32}}{I_1} = -\frac{-3a}{1-a^2}(R + jX) = \sqrt{3}(-jR + X)$$

Le déphasage entre U_{M32} et I_1 est donc $\beta_1 = -\text{atan}(R/X)$ pour $0.05 < R/X < 0.3$

On obtient : $3^\circ < |\beta_1| < 17^\circ$ (β_1 est négatif, I_1 est donc en avance sur U_{32})

Court-circuit en B

Prenons le cas limite où B est le point le plus éloigné du disjoncteur de départ. On suppose alors que $X \ll x$ et $R \ll r$, c'est à dire que l'impédance du réseau amont au disjoncteur est négligeable devant l'impédance de celle en aval. On considère deux points extrêmes de mesure: M (au début du départ et K juste en amont du court-circuit.

Point M :

On suppose donc que les tensions mesurées ne sont pas affectées par le court-circuit. On a alors : $V_{M1} = V_n$, $V_{M2} = a^2 V_n$ et $V_{M3} = a V_n$

$$\text{La valeur du courant de court-circuit est donc : } I_1 = -I_2 = \frac{V_n - a^2 V_n}{2(r + jx)}$$

$$\text{Or : } U_{M32} = V_{M2} - V_{M3} = (a^2 - a)V_n$$

$$\text{D'où: } \frac{U_{M32}}{I_1} = \frac{a^2 - a}{1 - a^2} 2(r + jx) = 2a^2(r + jx)$$

L'argument de a^2 est -120° , le déphasage entre U_{M32} et I_1 , le déphasage entre U_{M32} et I_1 est donc $\beta_1 = -120^\circ + \text{arctg}(x/r)$.

La plage de x/r par deux valeurs extrêmes (pour un câble HTA de 95 mm^2 en aluminium et une ligne aérienne HTA de 240 mm^2 en aluminium) est : $0.39 \leq x/r \leq 2$.

On a alors : $57^\circ < |\beta_1| < 99^\circ$

(β_1 est négatif, I_1 est donc en avance sur U_{M32})

Point K :

En appliquant le théorème de superposition pour les tensions V_n et $a^2 V_n$, on obtient :

$$V_{K1} = V_{K2} = \frac{V_n + a^2 V_n}{2} = -aV_n$$

$$I_1 = -I_2 = \frac{V_n - a^2 V_n}{2(r + jx)} = \frac{V_n(1 - a^2)}{2(r + jx)}$$

$$V_{K3} = aV_n$$

$$\text{on a donc : } U_{K32} = V_{K2} - V_{K3} = -\frac{3}{2}aV_n$$

$$\text{d'où : } \frac{U_{K32}}{I_1} = -\frac{-3a}{1 - a^2}(r + jx) = \sqrt{3}(-jr + x)$$

Le déphasage entre U_{K32} et I_1 est donc $\beta_1 = -\text{atan}(r/x)$ pour $0.39 \leq x/r \leq 2$ ou $0.5 \leq x/r \leq 2.56$

On obtient : $27^\circ < |\beta_1| < 69^\circ$ (β_1 est négatif, I_1 est donc en avance sur U_{K32})

En conclusion, le déphasage entre le courant de phase de court-circuit et la tension composée est dans la plage : $3^\circ < |\beta| < 99^\circ$. β est négatif, I est donc en avance sur U .

Annexe 4 : Données de fiabilité du départ C0707

Les données de fiabilité servent à déterminer les indices comme l'indisponibilité, l'énergie non distribuée pour le problème de l'optimisation du placement des IPD. Les données de fiabilité des composants du départ C0707 sont présentées dans ce paragraphe. Nous considérons également les données d'une GED pour analyser l'influence de l'introduction d'une GED sur le placement des IPD.

Généralités

Les composants électriques peuvent avoir différents modes de défaillance. La base de données de fiabilité donne pour chaque composant :

- un taux de défaillance en fonctionnement global λ . Le taux associé à chaque mode de défaillance est choisi par défaut égal à $\lambda/(\text{nombre de modes de défaillance en fonctionnement})$, [MEG-03].
- un temps moyen de réparation.

Pour les composants qui ont une fonction sur sollicitation (comme l'ouverture, la fermeture d'un interrupteur ou un démarrage moteur), un taux de défaillance à la sollicitation γ est donné. Le Tableau 1 présente les données de fiabilité pour les différents composants d'un réseau HTA.

Composants	Mode de défaillance	λ (par an)	γ	r (heures)
Poste source HTB/HTA				
	Interruption courte	λ_{court}	0.5	- r court 0.07
	Interruption longue	λ_{long}	0.064	- r long 1.92
Disjoncteur				
	Court-circuit permanent	$\lambda/2$	0.003	- r 4
	Ouverture intempestive	$\lambda/2$	0.003	- r 4
	Défaillance à la sollicitation	-	-	0.05% r 4
Interrupteur manuel				
	Court-circuit permanent	$\lambda/2$	8.80E-05	- r 2.6
	Ouverture intempestive	$\lambda/2$	8.80E-05	- r 2.6
	Défaillance à la sollicitation	-	-	1% r 2.6
Interrupteur télécommandé				
	Court-circuit permanent	$\lambda/2$	0.033	- r 2.6
	Ouverture intempestive	$\lambda/2$	0.033	- r 2.6
	Défaillance à la sollicitation	-	-	8% r 2.6
Ligne aérienne (1 km)				
	Court-circuit permanent	λ	0.004 à 0.138	- r 3
	Défaut fugitif ou auto-ext	$4 \times \lambda$	0.016 à 0.552	- - -
Câble souterrain (1 km)				
	Court-circuit permanent	λ	0.0015 à 0.051	- r 16
Transformateur HTA/BT				
	Court-circuit permanent	$\lambda/2$	0.0052	- r 6.3
Générateur Diesel				
	Court-circuit permanent	$\lambda/2$	4.6	- r 50
	Arrêt intempestif	$\lambda/2$	4.6	- r 50
	Défaillance au démarrage	-	-	1% r 50

Tableau 1 Modes de défaillance des composants HTA et données de fiabilité utilisées

Cependant, notre étude ne considère que le taux de court-circuit permanent et le temps moyen de réparation r de chaque composant. Ces données sont effectivement associées au fonctionnement des IPD. C'est pourquoi dans la suite du texte, nous appelons λ le taux de court-circuit permanent de chaque composant considéré.

Conducteurs (lignes et câbles)

Pour les lignes aériennes et les câbles, le taux de court-circuit permanent est égal au taux de défaillance en fonctionnement λ . Le Tableau 2 présente les paramètres λ et r de 11 types de conducteurs utilisés dans les réseaux HTA de GIE-IDEA. Le départ C0707 utilise les types de conducteurs 3, 4, 5, 6, 7 et 9.

Zone d'utilisation	Matériel	λ (/an)	r (h)
Réseau HTA			
Ligne aérienne HTA			
Type (9)	Almelec < 38 mm ²	0.052 /km	3
Type (4) (8)	38 mm ² < Almelec < 93 mm ²	0.045 /km	3
Type (5)	Almelec > 93 mm ²	0.004 /km	3
Type (10)	21 mm ² < Cuivre < 29 mm ²	0.138 /km	3
Type (7)	Cuivre > 29 mm ²	0.053 /km	3
Câble souterrain HTA			
Type (1) (2) (3) (6)	Isolation synthétique HN33S23	0.015 /km	15.75
Type (11)	Papier unipolaire	0.051 /km	15.75

Tableau 2 Probabilités de défaut et temps de réparation des conducteurs

Organes de coupure

Le tableau suivant présente le taux de court-circuit permanent λ et le temps de réparation r des organes de coupure considérés.

Zone d'utilisation	Organe de coupure	λ (/an)	r (h)
Réseau HTA			
	Disjoncteur HTA	0.0033	4
	Interrupteur télécommandé HTA	0.0333	2.6
	Interrupteur manuel HTA	0.000088	2.6
	Sectionneur HTA	0.0026	2.4
	Interrupteur fusible HTA	0.0324	2
Réseau BT			
	Disjoncteur BT	0.0014	4

Tableau 3 Probabilités de défaut et temps de réparation des organes de coupure

Transformateurs

Pour les transformateurs, le taux de court-circuit permanent est un demi du taux de défaillance en fonctionnement. Le Tableau 4 présente le taux de court-circuit permanent des transformateurs considérés.

Zone d'utilisation	Composants	λ (/an)	r (h)
Réseau HTA			
	Transformateur HTA/BTA (poteau)		
	50 kVA	0.0033	6.3
	100 kVA	0.0026	6.3
	160 kVA	0.0029	6.3
	Transformateur HTA/BTA		
	160 kVA	0.0018	6.3
	250 kVA	0.0014	6.3
	400 kVA	0.0011	6.3
	630 kVA	0.0014	6.3
	1000 kVA	0.0004	6.3

Tableau 4 Probabilités de défaut et temps de réparation des transformateurs

Charges HTA/BT

On ne considère que les défauts sur les dispositifs des postes HTA/BT qui sollicitent les IPD. Ainsi, on ne considère pas les défauts qui se produisent en aval du disjoncteur côté BT du poste HTA/BT et qui sollicitent l'ouverture du disjoncteur BT. Pour calculer les paramètres de fiabilité des charges HTA / BT, on regroupe les divers types de poste HTA/BT suivant leur structure comme ci-dessous:

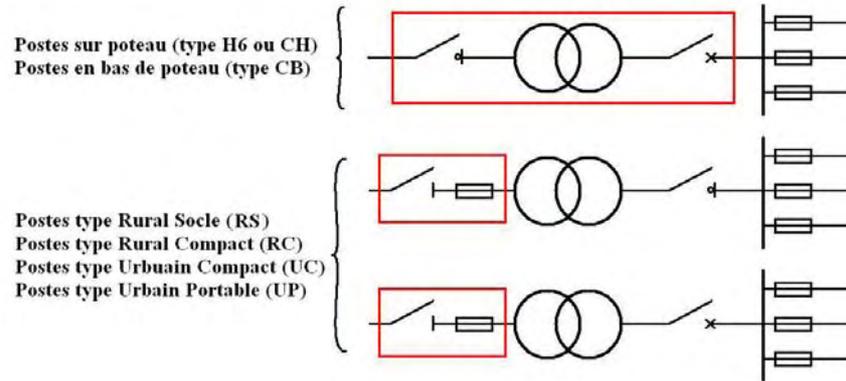


Figure 8 Schéma du poste HTA/BT

On néglige les composants en aval de la première protection, cela donne donc :

- Type H6, CH et CB :

$$\begin{cases} \lambda = \lambda_{Int.} + \lambda_{Tr.} + \lambda_{Dj} \\ r = [\lambda_{Int.} \cdot r_{Int.} + (\lambda_{Tr.} + \lambda_{Dj}) \cdot r_{Iso}] / \lambda \end{cases}$$
- Type RS, RC, UC, UP :

$$\begin{cases} \lambda = \lambda_{Interrupteur\ fusible} \\ r = r_{Interrupteur\ fusible} \end{cases}$$

Où:

- $\lambda_{Int.} = 0.000088$ /an (Interrupteur manuel HTA)
- $\lambda_{Tr.} = 0.00293$ /an (moyenne des λ des transformateurs HTA/BT sur poteau)
- $\lambda_{Dj.} = 0.0014$ /an (Disjoncteur BT)
- $r_{Int.} = 2.6$ h
- $r_{Iso.} = 0.4$ h (temps pour isoler transformateur avec réseau HTA)
- $\lambda_{Interrupteur\ fusible} = 0.0324$ /an
- $r_{Interrupteur\ fusible} = 2$ h

Type de poste HTA/BT	λ (/an)	r (h)
H6, CH, CB	0.00442	0.45
RS, RC, UC, UP	0.324	2

Tableau 5 Probabilité de défaut et temps de réparation dans les postes HTA/BT

Production décentralisée (GED)

La GED considérée pour notre étude comprend les principaux composants suivants :

- Les générateurs (Diesel)
- Les transformateurs BT/HTA associés aux générateurs
- Les disjoncteurs machine
- Les interrupteurs
- Le filtre actif série
- Le disjoncteur général
- Les cellules interrupteur-fusible
- Les sectionneurs

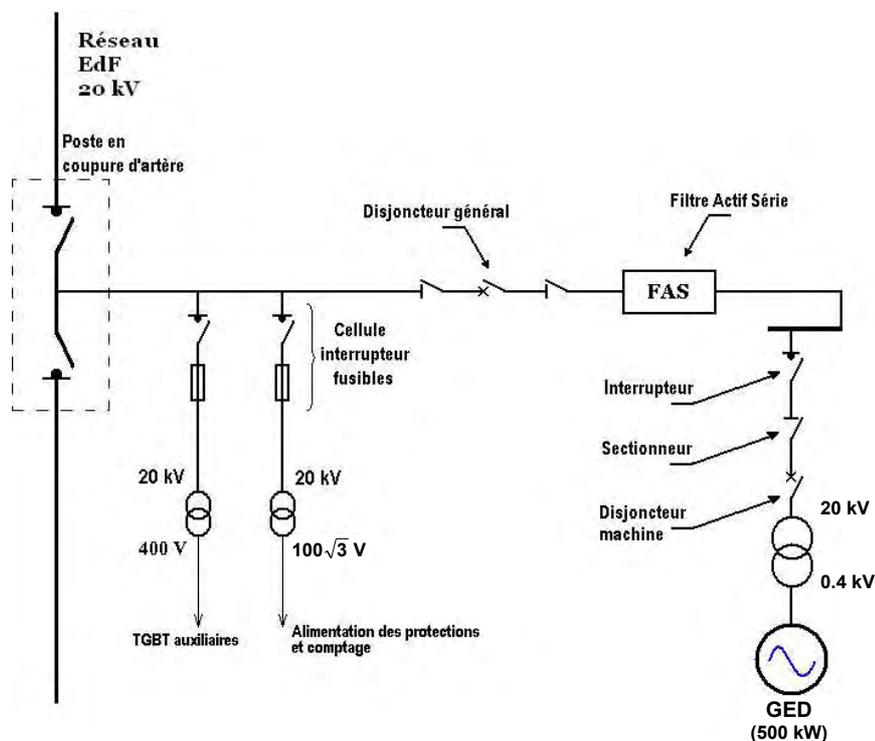


Figure 9 Schéma de connexion au réseau HTA de la GED

Avec cette configuration, les défaillances sont distinguées au niveau de chaque composant :

- La défaillance au niveau d'un alternateur ou d'un transformateur BT/HTA sollicite la protection machine. Le fonctionnement de l'autre groupe électrogène n'est pas interrompu.
- Lorsqu'une défaillance de la cellule disjoncteur machine (protection machine et sectionneur) se produit, la protection générale déclenche ; les groupes électrogènes sont arrêtés. On isole la branche défaillante en ouvrant l'interrupteur et on redémarre le groupe de la branche non défaillante.
- Pour tous les autres équipements, leurs défaillances entraînent l'arrêt de la production jusqu'à la fin de la réparation.
- Les défaillances des interrupteurs - fusibles, du disjoncteur général et du sectionneur (juste après la protection générale) sollicitent la protection de départ du réseau et sont ainsi considérées comme des défauts du réseau.

Nous ne considérons que ce dernier niveau de défaut car il sollicite la protection de départ du réseau et également les IPD. Le taux de court-circuit permanent et le temps de réparation sont donc calculés par :

$$\lambda = \lambda_{Int.-fus.} + \lambda_{Dj.} + \lambda_{Sec} = 0.0383(/ an)$$

$$r = \left[\lambda_{Int.-fus.} \cdot r_{Int.-fus} + \lambda_{Dj.} \cdot r_{Dj.} + \lambda_{Sec.} \cdot r_{Sec.} \right] / \lambda = 2.2(h)$$

Où:

- $\lambda_{Int.-fus} = 0.0324 /an$ (Interrupteur - fusible)
- $r_{Int.-fus} = 2h$ (Interrupteur - fusible)
- $\lambda_{Dj.} = 0.0033/an$ (Disjoncteur général)
- $r_{Dj.} = 4h$ (Disjoncteur général)
- $\lambda_{Sec.} = 0.0026 /an$ (Sectionneur)
- $r_{Sec.} = 2.4h$ (Sectionneur)

Annexe 5 : Signalisations des IPD dans les simulations

Note :

- : représente les réseaux BTA connectés au réseau HTA d'étude,
- : représente les consommateurs HTA.
- △ : représente la source principale (lien vers HTB).
- : Organes de coupure

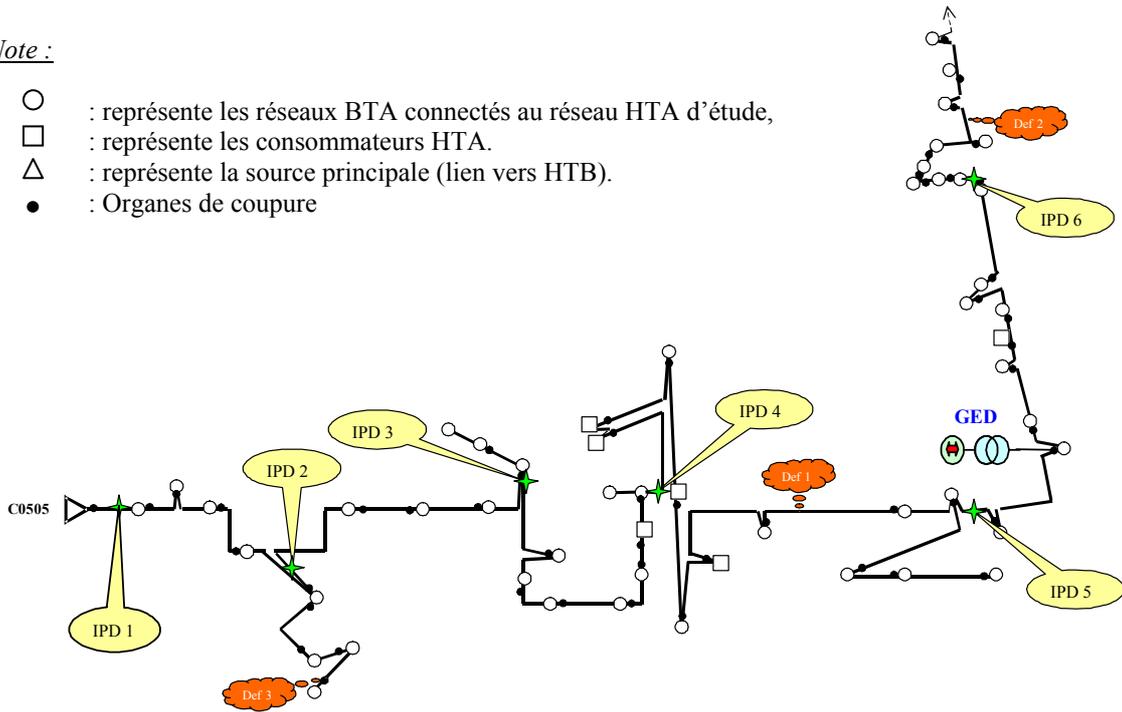


Figure 10 Départ C0505 (urbain)

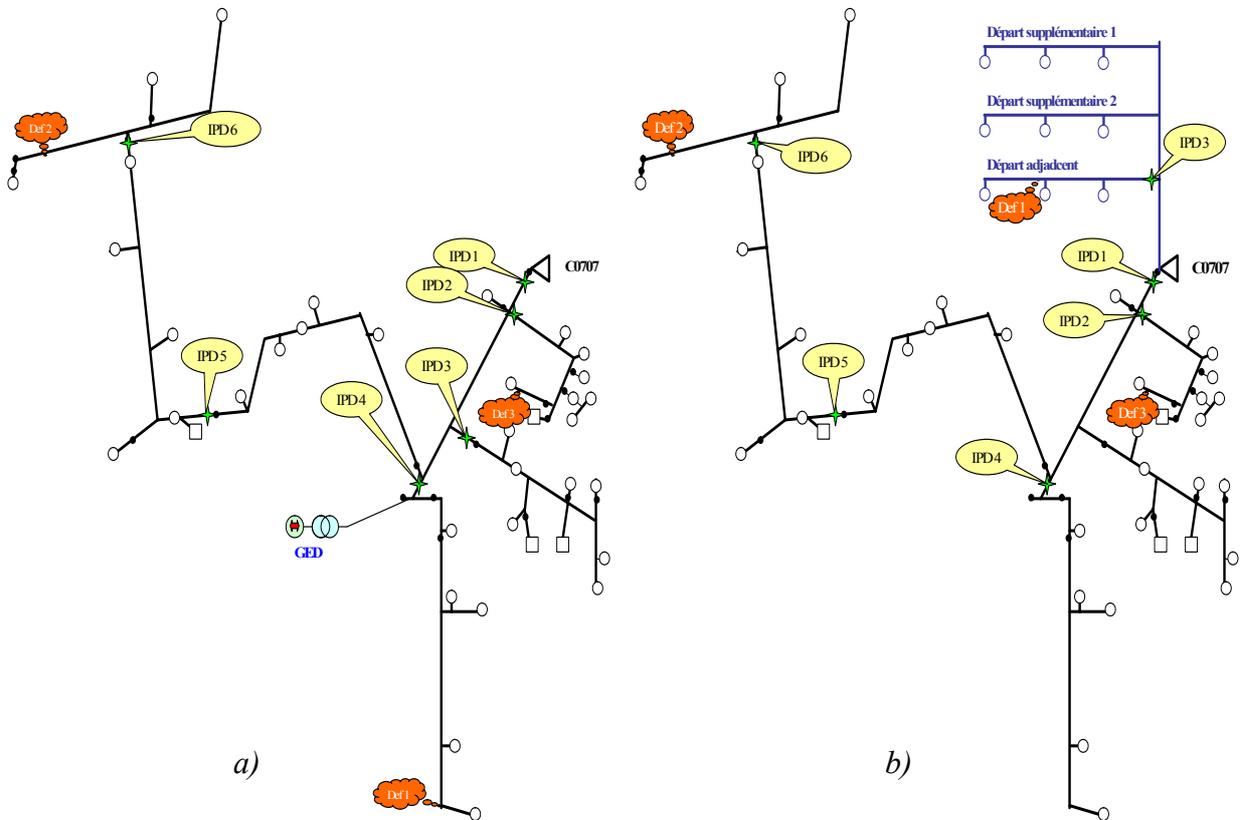


Figure 11 Départ C0707 (rural), a) avec GED, b) avec les départs supplémentaires

La Figure 10 et la Figure 11 (présentées dans le chapitre III) donnent les positions des IPD et des défauts dans les départs considérés.

Signalisation des IPD ND1 dans les départs sans GED

Neutre impédant

Défauts	ND1 (1)		ND1 (2)		ND1 (3)		ND1 (4)		ND1 (5)		ND1 (6)		Localisation		
	am	ad	am	ad											
SansDef	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
1	M	0	2	0	2	0	2	0	2	0	0	0	0	Non	Oui
	Bi	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
2	M	0	2	0	2	0	2	0	2	0	2	0	2	Non	Oui
	Bi	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
	B	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
3	M	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Non	Oui
	Bi	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui

Tableau 6 Signalisations des ND1 dans le départ C0505-neutre impédant

Défauts	ND1 (1)		ND1 (2)		ND1 (3)		ND1 (4)		ND1 (5)		ND1 (6)		Localisation		
	am	ad	am	ad											
SansDef	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			
1	M	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	Bi	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
2	M	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
	Bi	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
	B	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
3	M	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	Bi	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui

Tableau 7 Signalisations des ND1 dans le départ C0707-neutre impédant

1. Pour les défauts triphasé, biphasé isolé et biphasé-terre, les ND1 pour les deux types de seuil les détectent bien dans les deux départs considérés. La localisation de ces types de défaut peut donc bien être réalisée avec les ND1.
2. Pour le défaut monophasé, les ND1 avec seuil adaptatif voient bien le courant de défaut dans les deux départs et détectent donc le défaut. Par contre, les ND1 avec seuil sur l'amplitude ne voient pas ce courant de défaut dans le départ C0505 car le seuil de courant de ces IPD est supérieur à ce courant (cases grisées). Si ce seuil est bien réglé (diminué),

l'appareil peut détecter ce défaut. En conclusion, ND1 peut être utilisé pour localiser le défaut monophasé dans le réseau à neutre impédant.

Neutre direct

Défauts		ND1 (1)		ND1 (2)		ND1 (3)		ND1 (4)		ND1 (5)		ND1 (6)		Localisation	
		am	ad	am	ad										
SansDef		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1	M	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	Non	Oui
	Bi	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	2	2	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
2	M	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Non	Oui
	Bi	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
	B	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	Oui	Oui
3	M	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Non	Oui
	Bi	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui

Tableau 8 Signalisations des ND1 dans le départ C0505-neutre mis directement à la terre

Défauts		ND1 (1)		ND1 (2)		ND1 (3)		ND1 (4)		ND1 (5)		ND1 (6)		Localisation	
		am	ad	am	ad										
SansDef		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1	M	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	Bi	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
2	M	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
	Bi	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
	B	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
3	M	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	Bi	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui

Tableau 9 Signalisations des ND1 dans le départ C0707-neutre mis directement à la terre

Les ND1 détectent bien tous les types de défaut dans les deux départs considérés. La localisation est donc bien réalisée avec les ND1.

Neutre compensé

Une résistance de **600Ω** est connectée en parallèle de la bobine pour fournir **20A** d'actif lors du défaut.

Défauts		ND1 (1)		ND1 (2)		ND1 (3)		ND1 (4)		ND1 (5)		ND1 (6)		Localisation	
		am	ad	am	ad										
SansDef		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
1	M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Non	Non
	Bi	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui

2	T	2	2	0	0	0	0	2	2	0	0	0	0	Oui	Oui
	M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Non	Non
	Bi	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
	B	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
	T	2	2	0	0	0	0	0	0	2	2	2	2	Oui	Oui
3	M	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	Non	Non
	Bi	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	B	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui
	T	2	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	0	Oui	Oui

Tableau 10 Signalisations des **ND1** dans le départ C0707-neutre compensé

Les remarques pour ce type de régime de neutre sont identiques à celles pour le neutre isolé. ND1 ne détectent pas le défaut monophasé (cases grisées).

Signalisation des IPD ND0 et D0 dans le réseau avec plusieurs départs et sans GED **Neutre impédant**

Pour ce réseau mixte, la valeur de la bobine de neutre est de 40Ω. Le tableau de signalisation des IPD est présenté ci-dessous.

Défauts	IPD1			IPD2			IPD3			IPD4			IPD5			IPD6			
	ND0	D0 ¹	D0 ²																
SansDef	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1	M	0	-6	0	0	-3	0	3	6	6	0	-3	0	0	-6	0	0	-6	0
	B	0	-6	0	0	-3	0	3	6	6	0	-3	0	0	-3	0	0	-3	0
2	M	3	6	6	0	-3	0	0	-6	0	0	-3	0	3	6	6	3	6	6
	B	3	6	6	0	-3	0	0	-6	0	0	-3	0	3	6	6	3	6	6
3	M	3	6	6	3	6	6	0	-6	0	0	-3	0	0	-6	0	0	-6	0
	B	3	6	6	3	6	6	0	-6	0	0	-3	0	0	-3	0	0	-3	0

Tableau 11 Signalisations des IPD dans le réseau à neutre impédant et 10Ω de résistance de défaut

1. Les IPD situés dans la section entre le poste source et le point de défaut détectent bien la présence du défaut et déterminent correctement le sens du défaut (pour l'IPD **D0**).
2. Pour les IPD **D0** en dehors de cette section, si le courant capacitif du partie du réseau en aval de l'IPD est trop faible (par rapport du seuil de courant résiduel), **D0²** ne voient pas ce le défaut et **D0¹** voient le défaut mais ne déterminent pas le sens (signalisations incomplètes - cases grisées).
3. Comme les signalisations incomplètes des IPD **D0¹** ne sont pas prises en compte dans la localisation de défaut, les zones en défaut sont localisées par tous les types d'IPD considérés.

Annexe 6 : Exemples de simulations pour l'amélioration de la robustesse du diagnostic avec IPD

La figure suivante (présentée dans le chapitre III) permet de suivre les exemples de simulation.

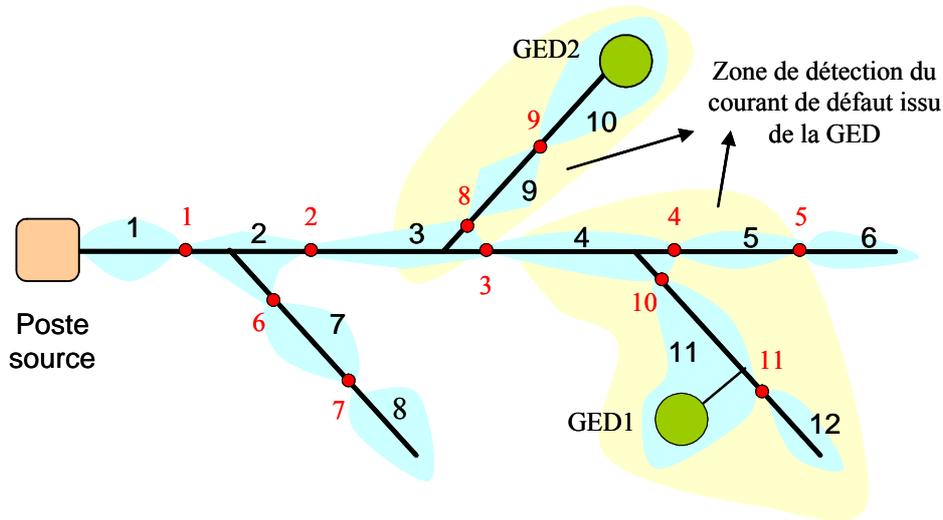


Figure 12 Départ C0707 (rural), a) avec GED, b) avec les départs supplémentaires

IPD non directionnels dans le réseau avec GED

Le défaut se produit dans la section 4 et tous les IPD fonctionnent correctement ; alors $R = [1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0]$, dans la mesure où l'IPD 10 voit le courant de court-circuit de la GED.

Nous avons le résultat d'analyse suivant :

11	12	4	5	3	11
0,85897	0,087926	0,045209	0,0046277	0,0023794	0,85897
6	9	2	10	7	1
0,0004737	0,00024356	0,00012523	2,4932e-005	1,2819e-005	6,5912e-006

Tableau 12 P ($S_i/[1 \ 1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 1 \ 0]$)

Dans ce cas, la probabilité que la section 11 soit la section en défaut est de 85,9%. On constate donc que la localisation fiable de la section en défaut sur la base des réponses d'IPD non directionnels pour les départs avec GED de grande puissance, devient impossible.

IPD directionnels dans le réseau avec GED

Si le défaut se produit dans la section 4:

- et si les IPD 2 (ou 3) sont défaillants, la réponse donnée par des IPD est $R = [1 \ 0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$ (ou $R = [1 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0]$). Les probabilités de l'existence du défaut dans chaque section sont données dans les tableaux suivants :

4	5	11	2	12	7
0,89616	0,069387	0,023583	0,0080153	0,001826	0,00062061
1	6	8	10	9	3
0,00021093	0,00014138	4,8052e-005	3,7206e-006	3,7206e-006	3,7206e-006

Tableau 13 P ($S_i/[1\ 0\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ -1\ 0]$)

4	5	11	2	12	10
0,89128	0,06901	0,023455	0,0079717	0,0018161	0,0018161
9	3	7	1	6	8
0,0018161	0,0018161	0,00061723	0,00020978	0,00014061	4,7791e-005

Tableau 14 P ($S_i/[1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ -1\ 0]$)

La section 4 apparaît bien comme la section ayant, et de loin, la plus grande probabilité d'être en défaut, (89,62% ou 89,13%).

- La section 4 n'est pas dans la zone de participation de la GED 2 aux courants de défaut. S'il y a une variation anormale du courant qui provoque la sollicitation de l'IPD 9 proche de la GED 2 (signalisation -1 ou 1 conduisant à $R = [1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ -1\ -1\ 0]$ ou $R = [1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ -1\ 0]$), les probabilités de l'existence du défaut dans chaque section sont données dans les tableaux suivants :

4	5	11	12	9	3
0,90083	0,069749	0,023706	0,0018355	0,0018355	0,0018355
6	10	2	7	1	8
0,00014212	4,8303e-005	1,6417e-005	1,2711e-006	4,3202e-007	9,8421e-008

Tableau 15 P ($S_i/[1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ -1\ -1\ 0]$)

4	5	11	12	10	6
0,90244	0,069874	0,023748	0,0018388	0,0018388	0,00014237
9	3	2	7	1	8
4,8389e-005	4,8389e-005	1,6446e-005	1,2734e-006	4,328e-007	9,8597e-008

Tableau 16 P ($S_i/[1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ -1\ 0]$)

La section 4 est toujours déterminée comme section en défaut avec une grande probabilité (90,08% ou 90,24%). Un résultat identique est obtenu pour un défaut dans la section 3 ou 6 malgré une anomalie de fonctionnement de l'IPD 10.

IPD directionnels et non directionnels dans un même réseau

Les IPD directionnels hors de la zone de la participation de la GED aux courants de défaut peuvent être remplacés par des IPD non directionnels. Dans notre cas d'étude, nous utilisons des IPD non directionnels pour les positions 1, 2, 6,7 et des IPD directionnels pour

les autres positions. La matrice des réponses idéales est identique à celle pour le cas où il n'y a que des IPD directionnels dans le réseau.

Nous considérons les cas d'étude identiques aux précédents (le défaut se produit dans la section 4):

1. et si les IPD 2 (ou 3) sont défaillants, la réponse donnée par des IPD est $R = [1\ 0\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ -1\ 0]$ (ou $R = [1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ -1\ 0]$). Les probabilités de l'existence du défaut dans chaque section sont données dans les tableaux suivants :

4	5	11	2	12	7
0,8978	0,069515	0,023626	0,006074	0,0018293	0,00062174
1	6	8	10	9	3
0,00031968	0,00014164	6,3643e-005	3,7274e-006	3,7274e-006	3,7274e-006

Tableau 17 $P(S_i/[1\ 0\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ -1\ 0])$

4	5	11	2	12	10
0,88269	0,068345	0,023229	0,01579	0,0017985	0,0017985
9	3	7	1	8	6
0,0017985	0,0017985	0,0016163	0,00083104	0,00016544	0,00013926

Tableau 18 $P(S_i/[1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ -1\ 0])$

La section 4 apparaît bien comme la section ayant, et de loin, la plus grande probabilité d'être en défaut, (89,78% ou 88,27%).

2. La section 4 n'est pas dans la zone de participation de la GED 2 aux courants de défaut. S'il y a une variation anormale du courant qui provoque la sollicitation de l'IPD 9 proche de la GED 2 (signalisation -1 ou 1 correspondre à $R = [1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ -1\ -1\ 0]$ ou $R = [1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ -1\ 0]$), les probabilités de l'existence du défaut dans chaque section sont données dans les tableaux suivants :

4	5	11	12	9	3
0,90081	0,069748	0,023706	0,0018355	0,0018355	0,0018355
6	10	2	7	1	8
0,00014212	4,8302e-005	3,2833e-005	3,3609e-006	1,7281e-006	3,4403e-007

Tableau 19 $P(S_i/[1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ -1\ -1\ 0])$

4	5	11	12	10	6
0,90242	0,069873	0,023748	0,0018388	0,0018388	0,00014237
9	3	2	7	1	8
4,8388e-005	4,8388e-005	3,2892e-005	3,3669e-006	1,7312e-006	3,4464e-007

Tableau 20 $P(S_i/[1\ 1\ 1\ 0\ 0\ 0\ 0\ 0\ 1\ -1\ 0])$

La section 4 est toujours déterminée comme section en défaut avec une grande probabilité (90,08% ou 90,24%). Un résultat identique est obtenu pour un défaut dans la section 3 ou 6 malgré une anomalie de fonctionnement de l'IPD 10.

Annexe 7 : Présentation générale de l'algorithme génétique (AG)

Les algorithmes génétiques ont été créés pour mimer les processus observés dans l'évolution des espèces. Ils construisent à partir d'une **population** donnée (générée aléatoirement) un **individu** meilleur au sens d'un critère prédéterminé. Ces processus sont caractérisés par certains points [SAL- 97]:

- L'évolution des espèces est un processus qui opère sur des structures appelées chromosomes. Ces structures représentent sous une forme codée les caractéristiques d'un individu (c'est-à-dire d'un être vivant).
- La sélection naturelle est un processus par lequel les individus qui se sont le mieux adaptés à l'environnement qui les entoure se voient donné une plus grande chance de survie. Les chromosomes de ces individus auront donc une probabilité plus grande de figurer dans les descendance futures.
- Le matériel chromosomique des descendants n'est pas identique à celui des deux parents. Les chromosomes créés dans les descendance proviennent de la recombinaison ou de la modification des chromosomes hérités des deux parents. Les opérateurs biologiques assurant ce mélange chromosomique se nomment respectivement **croisement** et **mutation**.
- Le seul arbitre de la sélection est l'adaptation à l'environnement. La seule connaissance sur la manière de produire les individus les mieux adaptés est contenue dans l'ensemble des gènes formant le chromosome.

L'algorithme génétique est donc un algorithme d'optimisation s'appuyant sur des techniques dérivées de la génétique et des mécanismes de la sélection naturelle. Pour transposer les processus observés dans l'évolution des espèces au domaine de l'optimisation, on a introduit deux points fondamentaux :

1. Tout d'abord, les structures manipulées par l'algorithme génétique doivent être des chromosomes. Par conséquent, il est nécessaire de transformer l'espace de recherche de notre problème d'optimisation en un ensemble de chaînes d'un alphabet donné. L'alphabet binaire est le plus couramment utilisé mais n'est pas forcément le plus

judicieux. Une chaîne - ou chromosome - correspond donc, sous une forme codée, à une solution potentielle de notre problème.

2. Dans la nature, l'adaptation d'un individu reflète sa capacité à survivre dans l'environnement qui l'entoure. En optimisation, l'évaluation de la fonction objectif jouera le rôle de l'environnement. Un individu sera donc d'autant mieux adapté qu'il satisfera bien le critère (de l'optimisation) et c'est cette unique information sur l'évaluation, qui guidera l'AG vers les individus les plus performants. Dans la suite, on pourra appeler adaptation la fonction objectif (que l'on cherche à optimiser) et on la supposera positive sur tout l'espace de solutions. On fait cette hypothèse car l'adaptation doit traduire une mesure de la performance de l'individu vis-à-vis de notre problème. Comme en plus cette performance doit être améliorée, on exprimera le problème sous la forme d'une maximisation : $\text{Max } f(x)$ avec $f(x) \geq 0$

A partir de ces concepts, du codage du problème et de la mesure de l'adaptation d'un individu, on peut dresser le fonctionnement général des AG (voir la Figure 13).

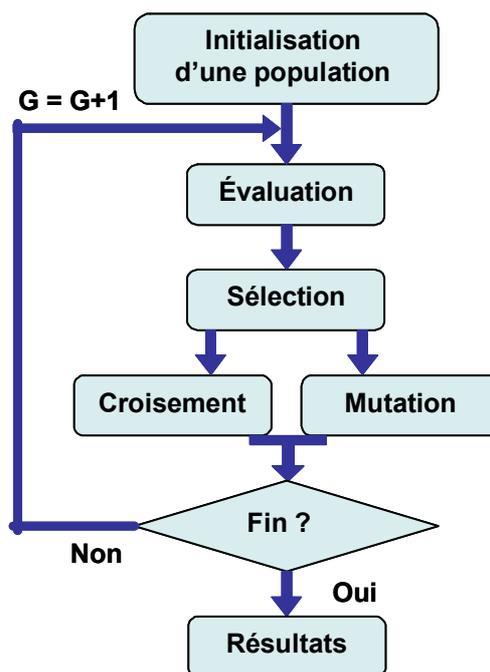


Figure 13 Algorithme génétique général

L'algorithme génétique opère sur une population d'individus durant plusieurs générations. Chaque individu est en fait constitué d'un seul chromosome. L'exécution de l'AG débute par l'initialisation aléatoire d'une population d'individus. Ensuite, trois étapes permettent de passer d'une génération à l'autre.

1. Les chromosomes sont décodés et évalués. Il leur est attribué une probabilité de contribuer à la génération future qui est directement liée à leur adaptation. Ainsi, les individus d'adaptation élevée auront une probabilité plus grande d'avoir des descendants que les individus moins bien adaptés.
2. L'opérateur de sélection repose sur ces probabilités pour créer une nouvelle population où les individus les mieux adaptés possèdent un nombre plus important de descendants (ou de copies). Cet opérateur est une version artificielle de la sélection naturelle.
3. Enfin, certains individus de cette population sont modifiés par les opérateurs génétiques : l'opérateur de croisement échange des caractéristiques, de façon aléatoire, entre deux individus et l'opérateur de mutation altère certains gènes d'un individu.

Nous allons définir plus en détail les opérateurs de l'Algorithme génétique [SAL- 97], [GOL- 94].

Evaluation

Le bloc «**Evaluation**» détermine l'adaptation de chaque individu, c'est-à-dire qu'il calcule la fonction objectif. Pour faciliter la procédure de sélection, le problème d'optimisation est exprimé sous la forme d'une maximisation :

$$\text{Max } f(x)$$

$$\text{avec } f(x) \geq 0$$

On peut classer les individus d'après leurs adaptations et sélectionner le meilleur individu pour chaque génération.

Opérateur de sélection

L'opérateur de sélection mime le processus de la sélection naturelle c'est-à-dire que les individus les mieux adaptés ont tendance à se reproduire plus fréquemment. L'opération de sélection se divise en général en deux étapes. La première consiste à attribuer à chaque individu une probabilité d'avoir un descendant dans la génération suivante. Une mise en œuvre simple consiste à calculer ces probabilités comme étant le rapport de l'adaptation de l'individu sur la somme des adaptations de tous les individus de la population.

Ainsi, pour un individu x d'évaluation $f(x)$, la probabilité d'avoir un descendant est :

$$p(x, g) = \frac{f(x)}{\sum_{k=1}^N f(x^k)}$$

où: N - la taille de la population,

$(x^k)_{k=1, N}$ - l'ensemble des individus

g - la génération courante.

Cette sélection est nommée *sélection proportionnelle* puisque la probabilité d'avoir un descendant est proportionnelle à la valeur de l'adaptation de l'individu.

La seconde étape consiste à se fonder sur ces probabilités pour former une population de même taille à l'aide de copies – ou descendants- des individus de la population appelée à se reproduire. Pour cela, on crée une roue de loterie biaisée pour laquelle chaque individu occupe une section proportionnelle à $p(x, g)$. La roue est activée de manière aléatoire un nombre de fois égal à la taille de la population et, à chaque coup de roue, l'individu désigné par l'aiguille est copié dans la nouvelle population. Ce n'est en fait rien d'autre qu'un algorithme d'échantillonnage : on convertit des valeurs réelles (les probabilités) en valeurs entières (copies).

Opérateurs de croisement et de mutation

Ces deux opérateurs agissent sur les chromosomes sélectionnés précédemment par l'opérateur de sélection. Contrairement à ce dernier qui favorise la propagation des meilleures chaînes, les opérateurs de croisement et de mutation s'occupent de promouvoir l'exploration de nouvelles régions de l'espace de recherche.

Le croisement est un processus aléatoire qui se charge d'échanger une partie des matériels génétiques de deux chromosomes parents pour créer deux enfants. En pratique, l'échange est effectué avec une probabilité p_c . Dans ce cas, un point de coupe est choisi aléatoirement le long des chaînes et les bits situés à droite de ce point sont échangés entre les deux parents (voir la Figure 14).

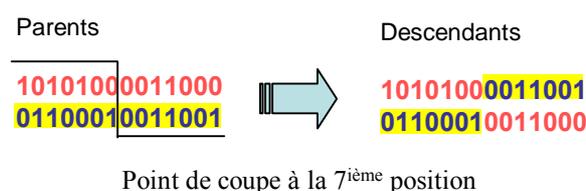


Figure 14 Croisement de 2 individus

La mutation est aussi un processus aléatoire qui se charge d'introduire des variations dans une chaîne. Typiquement, une chaîne est choisie aléatoirement dans la population et ses bits sont inversés si une probabilité p_m est passée (voir la Figure 15).



Figure 15 Mutation d'un individu

Si il y a des contraintes sur le nombre de gènes de valeur '1' (ou 0), après le croisement et la mutation, il faut vérifier et régler ce nombre pour chaque individu enfant. C'est-à-dire qu'il faut remplacer aléatoirement la valeur '1' dans certains gènes par la valeur '0' (ou contraire) pour assurer les contraintes.

Intérêt des opérateurs

L'opérateur de croisement a pour effet de combiner des informations provenant de deux chromosomes. Si ces chromosomes contiennent des informations génétiques importantes sur ce qui est bon pour notre problème alors leur combinaison peut engendrer un chromosome encore plus performant. Pour cette raison, il peut être utilisé avec un taux p_c assez élevé.

En pratique, lorsque les deux parents possèdent un patrimoine génétique très différent, le croisement permet l'exploration de nouvelles zones de l'espace de recherche. L'action de la sélection, qui pousse les meilleures structures à se reproduire très fréquemment, réduira les chances de recombinaison d'individus génétiquement différents. Cette perte de diversité dans la population peut alors déboucher sur une convergence de la population vers une région de l'espace qui ne contient qu'un optimum local. Pour cette raison, l'opérateur de mutation doit être utilisé car il permet de relancer l'exploration vers des régions qui n'ont pas pu être atteintes par le simple effet du croisement. Il assure ainsi que la probabilité d'atteindre un point quelconque dans l'espace de recherche n'est jamais nulle. Un algorithme génétique demande donc un équilibre entre l'exploration de l'espace de recherche et l'exploitation des meilleures structures. De cet équilibre provient sa capacité à localiser l'optimum sans se faire piéger dans les optima locaux. C'est ce qui le différencie d'autres algorithmes stochastiques comme le Hill Climbing qui ne cherche qu'à améliorer la solution courante ou les algorithmes purement aléatoires qui explorent de façon exhaustive l'espace des solutions en négligeant d'exploiter les régions les plus prometteuses. Pour ces raisons, les AG ont été appliqués dans de nombreux domaines avec succès.

Annexe 8 Caractéristiques du départ C0707 pour l'optimisation

Caractéristiques des conducteurs

Plusieurs types de lignes et de câbles sont utilisés dans les départs du réseau commun au GIE. Le taux de défaillance étant dépendant de la technologie et de la section employées, on fait la distinction entre les divers types de conducteurs (pour le calcul des paramètres des sections équivalentes).

Type (1)		Type (2)	
Nature	Souterrain	Nature	Souterrain
Métal	Aluminium	Métal	Aluminium
Technologie	HN 33 S 23	Technologie	HN 33 S 23
Section (mm ²)	630	Section (mm ²)	240
I max (A)	1795	I max (A)	400
Type (3)		Type (4)	
Nature	Souterrain	Nature	Aérien
Métal	Aluminium	Métal	Almélec
Technologie	HN 33 S 23	Technologie	Bois rigide
Section (mm ²)	150	Section (mm ²)	54
I max (A)	309	I max (A)	197
Type (5)		Type (6)	
Nature	Aérien	Nature	Souterrain
Métal	Almélec	Métal	Aluminium
Technologie	NC	Technologie	HN 33 S 23
Section (mm ²)	148	Section (mm ²)	95
I max (A)	369	I max (A)	239
Type (7)		Type (8)	
Nature	Aérien	Nature	Aérien
Métal	Cuivre	Métal	Almélec
Technologie	NC	Technologie	NC
Section (mm ²)	48	Section (mm ²)	75
I max (A)	247	I max (A)	242
Type (9)		Type (10)	
Nature	Aérien	Nature	Aérien
Métal	Almélec	Métal	Cuivre
Technologie	NC	Technologie	NC
Section (mm ²)	34	Section (mm ²)	29
I max (A)	148	I max (A)	181
Type (11)			
Nature	Souterrain		
Métal	Aluminium		
Technologie	Papier unipolaire		
Section (mm ²)	75		
I max (A)	173		

Tableau 21 Caractéristiques des conducteurs

Dans le départ C0707, il existe les conducteurs de type (3), (4), (5), (6), (7), (8), (9).

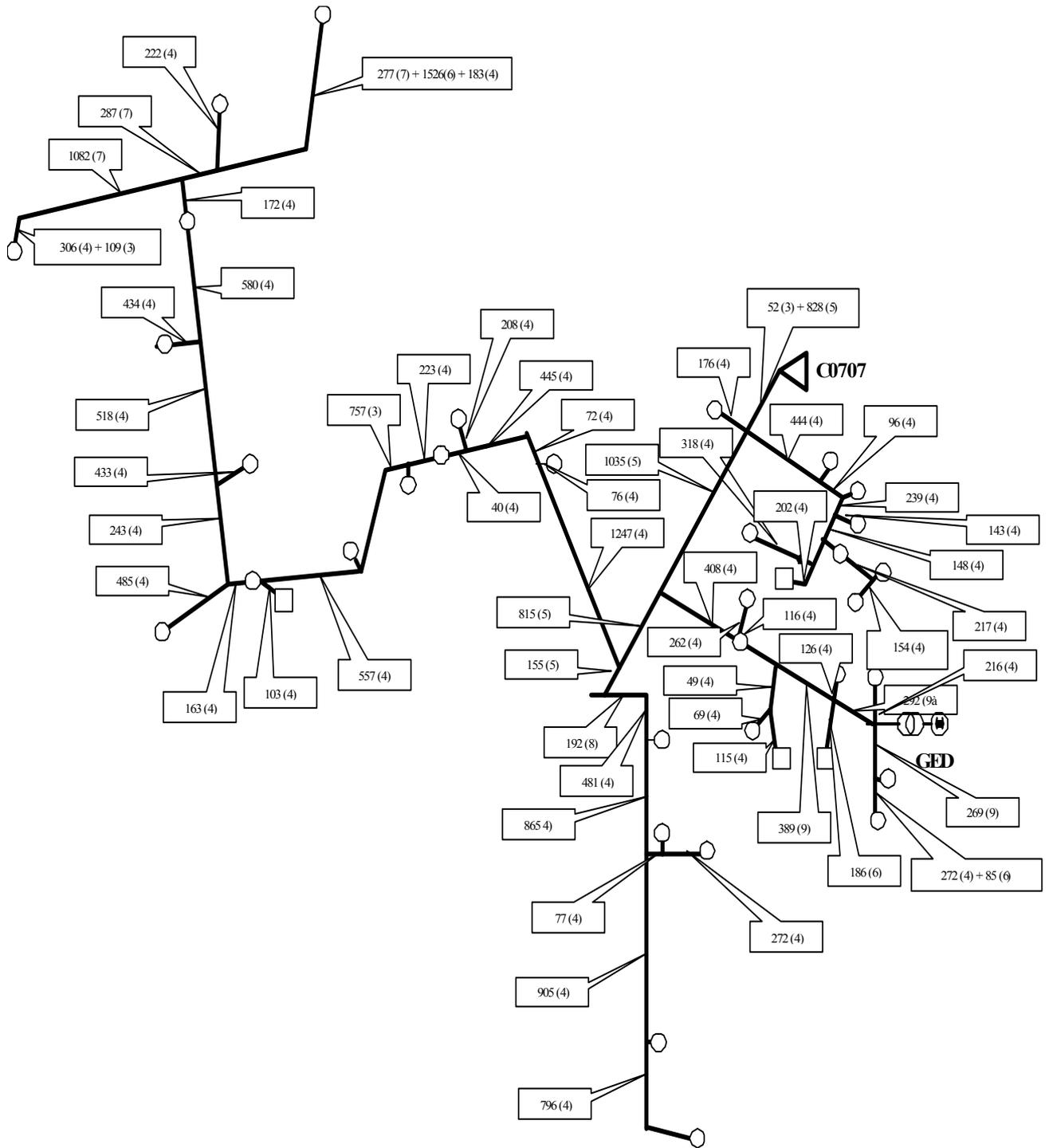


Figure 16 Type et longueur des conducteurs du départ C0707

Type de poste HTA / BT

Plusieurs types de postes sont utilisés. Ils se composent d'une cellule de protection d'arrivée HTA, d'un transformateur et d'une cellule de protection BT de départ. Ils se différencient par la structure des cellules de protection et par la puissance des transformateurs.

Poste du réseau	Utilisation : type de réseau	cellule MT	transformateur	cellule BT	caractéristiques générales	puissances normalisées
Postes extérieurs						
Poste de type H61 (H6) Poste de type cabine haute (CH)	aérien	simple dérivation sans organe de coupure ni fusible. Seul élément: parasurtenseur (parafoudre ou éclateur)	apparent	Avec un DJ en milieu de poteau (commande mécanique rappelée en bas du poteau). Un ou deux départs en aluminium de 70 mm ² ou 150 mm ²	simple et peu coûteux, il a permis dans le passé l'électrification des écarts ruraux	63, 100, 160 kVA
Poste de type cabine basse (CB)	aérien	liaison avec la MT par descente aérosouterraine en câble sec sans organe de coupure. Raccordement au transformateur par une prise embrochable	NC	un organe de coupure et jusqu'à 4 départs protégés par fusibles	généralement préfabriqué, simple et compact (3 m ² , hauteur 1,5m), semblable au haut de poteau mais pour des P plus élevées qui ne permettent pas la mise sur poteau	160, 250 400 kVA
Poste de type rural socle (RS)	aérien	présence de fusibles	pas de distinction nette entre la cuve du transformateur et l'enveloppe extérieure	NC	s'inspire du modèle américain (pad mounted)	160, 250 kVA
Poste de type urbain compact (UC) Poste de type compact (RC)	Souterrain	cellules préfabriquées sous enveloppe métallique. Présence d'une cellule de protection MT	NC	NC	postes complets câblés prêts à être raccordés. Faible encombrement (< 6 m ² et h < 1,5 m)	160, 250 400 à 1250 kVA
Postes intérieurs						
Poste urbain portable (UP)	réseaux MT souterrain en coupure d'artère ou en double dérivation,	deux arrivées MT (câbles secs aluminium de 150 mm ²) avec cellules de protection : - interrupteur-fusibles pour un transformateur avec comptage BT - disjoncteur avec sectionnement amont pour un gros transformateur, - disjoncteur avec sectionnement amont et aval pour plusieurs transformateurs	une cellule de protection avec fusible (possible grâce à la Pcc élevée du réseau) et éventuellement interrupteur, en général 1 transfo (réactance de CC de 4 %) ds certains cas plusieurs), 3 prises de réglages de la tension BT (0 %, + ou - 2,5 %)	en aval un DJ (il assure la protection contre les surcharges) ou d'un interrupteur, 4 à 8 (parfois) départs BT protégés par fusibles	enveloppe du poste est enterrée ds le domaine public, ou local ou immeuble, cabine presque exclusivement préfabriquée en usine, en général ces postes sont situés à un carrefour ;	250, 400, 630, 1000 (à Paris par ex)

Tableau 22 Divers types de poste HTA/BT employés

Sur le départ C0707, les charges BT sont représentées par (○) et HTA par (□).

Les charges BT correspondent à des postes de distribution publique HTA/BT et les charges HTA correspondent à des clients directement connectés au réseau de distribution public 20 kV.

Ainsi, pour les charges HTA, on fournit la puissance souscrite du client HTA (en kW) et la charge (en kVA) qui correspond à la consommation effective à la pointe du client HTA, sous la forme (X / Y). Les charges HTA seront prises avec un cos φ équivalent de 0.9805 (ce qui correspond à un tan φ de 0.2).

Pour les charges BT, on fournit le type de poste de distribution publique, la charge (en kVA) et le nombre de clients BT raccordés au poste considéré, sous la forme (A B (C)). Les charges BT agrégées seront également prises avec un $\cos \varphi$ équivalent de 0.9805.

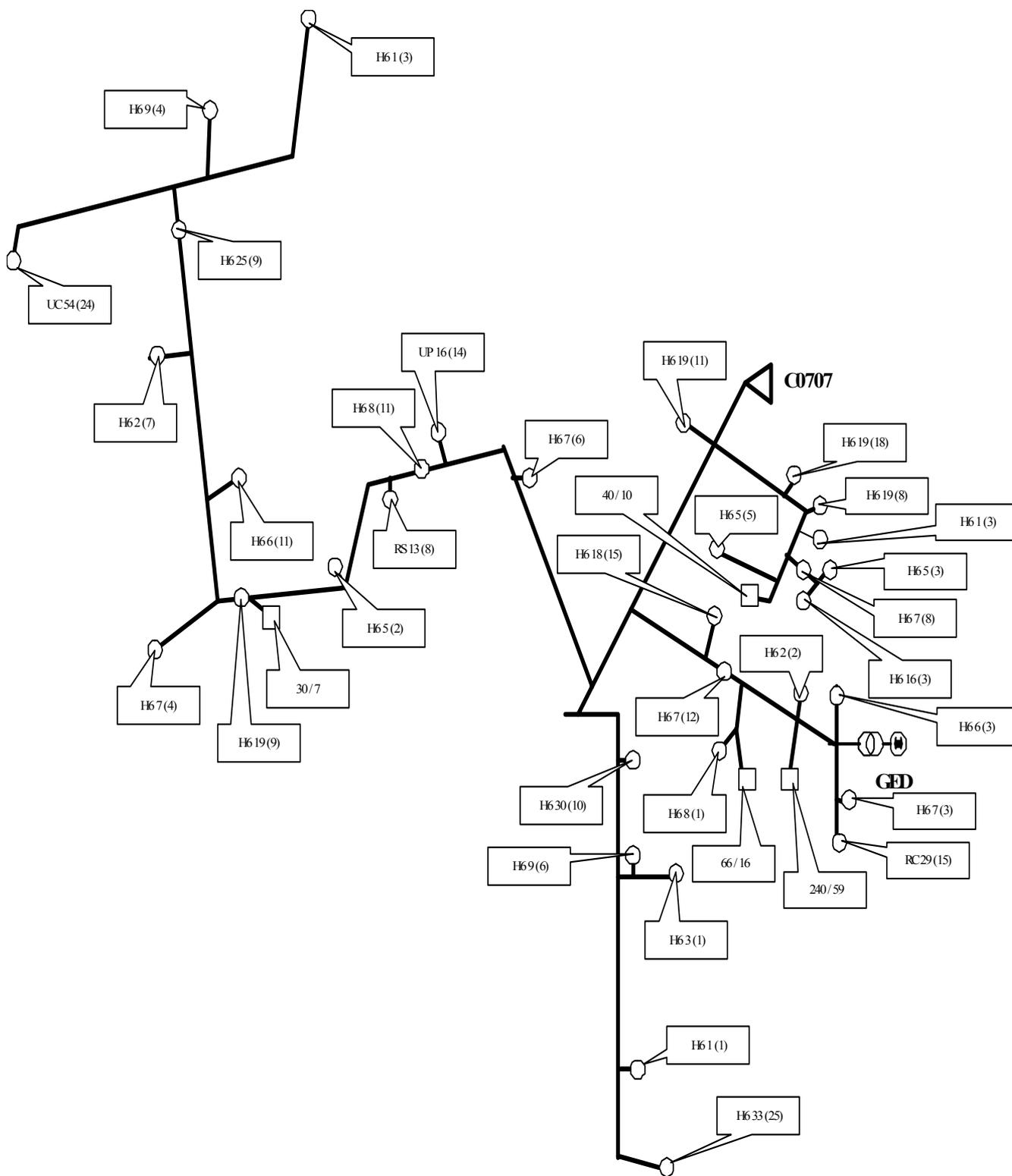


Figure 17 Répartition des divers postes BT sur le départ C0707

Description du départ C0707 utilisée dans le programme

Les données du départ C0707 sont décrites sous forme de deux tableaux. Il y a un tableau principal de définition du départ et l'autre contient les données des conducteurs.

N°	pa	tp	tIPD	lambda	r	pc	charge	nClient	l	tcdt	x	y
1	0	0	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	29.0	28.0
2	1	1	1	0.00	4.00	0	0	0	0.000	0	28.7	27.0
3	2	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.052	3	28.4	26.5
4	36	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	27.5	25.2
5	4	4	0	0.00	0.45	190	19	11	0.176	4	27.0	25.6
6	36	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	28.0	25.0
7	6	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.444	4	29.8	23.5
8	7	4	0	0.00	0.45	190	19	18	0.000	0	30.2	23.6
9	7	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	30.2	23.4
10	9	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.096	4	30.8	23.0
11	10	4	0	0.00	0.45	190	19	8	0.000	0	31.0	23.0
12	10	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	30.7	22.7
13	36	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	27.6	25.0
14	13	7	0	0.00	0.00	0	0	0	1.035	5	25.0	19.8
15	14	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	24.9	19.4
16	15	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.815	5	23.7	17.4
17	16	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	23.5	16.8
18	16	2	1	0.03	2.00	0	0	0	0.000	0	23.5	17.4
19	18	7	0	0.00	0.00	0	0	0	1.247	4	21.2	23.8
20	19	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	21.2	24.0
21	20	4	0	0.00	0.45	70	7	6	0.076	4	22.0	24.0
22	19	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	21.0	24.2
23	22	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.072	4	20.8	24.8
24	23	-0.2	1	0.03	2.00	0	0	0	0.000	0	20.5	25.5
25	23	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	20.5	24.9
26	12	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.239	4	30.6	22.4
27	26	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	30.7	22.2
28	27	4	0	0.00	0.45	10	1	3	0.143	4	31.5	22.0
29	26	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	30.4	22.0
30	29	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.148	4	30.2	21.4
31	30	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	30.4	21.0
32	31	4	0	0.00	0.45	70	7	8	0.000	0	30.5	21.2
33	31	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.217	4	32.0	20.0
34	33	4	0	0.00	0.45	50	5	3	0.000	0	32.5	20.5
35	33	4	0	0.00	0.45	160	16	3	0.154	4	31.9	19.9
36	3	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.828	5	27.9	25.4
37	30	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	30.0	21.0
38	37	5	0	0.00	0.00	400	40	10	0.202	4	29.0	20.0
39	30	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	29.9	21.2
40	39	4	0	0.00	0.45	50	5	5	0.318	4	28.0	21.5
41	14	2	1	0.03	2.00	0	0	0	0.000	0	25.3	19.4
42	41	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.408	4	27.2	18.0
43	42	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	27.5	18.2
44	43	4	0	0.00	0.45	180	18	15	0.262	4	27.7	19.0
45	42	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	27.6	17.9
46	45	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.116	4	28.6	17.0
47	46	4	0	0.00	0.45	70	7	12	0.000	0	28.8	17.3

48	46	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	28.8	16.8
49	48	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.049	4	28.5	15.7
50	49	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	28.5	15.1
51	50	5	0	0.00	0.00	660	66	16	0.115	4	28.7	14.2
52	49	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	28.3	15.5
53	52	4	0	0.00	0.45	80	8	1	0.069	4	28.0	15.0
54	46	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	29.0	17.0
55	54	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.389	9	30.2	16.0
56	55	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	30.5	16.1
57	56	4	0	0.00	0.45	20	2	2	0.126	4	30.5	16.8
58	55	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	30.5	15.6
59	58	5	0	0.00	0.00	2400	240	59	0.186	6	30.2	14.0
60	55	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	30.8	15.8
61	60	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.292	9	31.8	15.1
62	61	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	32.0	15.2
63	62	4	0	0.00	0.45	60	6	3	0.216	4	32.0	16.5
64	61	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	32.0	14.8
65	64	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.269	9	32.0	13.4
66	65	4	0	0.00	0.45	70	7	3	0.000	0	32.2	13.2
67	65	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	32.0	12.8
68	67	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.272	4	32.0	11.8
69	68	4	0	0.03	2.00	290	29	15	0.085	6	32.0	11.0
70	17	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.155	5	23.2	16.2
71	70	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	22.8	16.0
72	70	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	23.4	16.0
73	72	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.192	8	24.5	16.0
74	73	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.481	4	24.5	14.8
75	74	4	0	0.00	0.45	300	30	10	0.000	0	24.7	14.5
76	74	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	24.5	14.1
77	76	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.865	4	24.5	12.2
78	77	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	24.7	12.0
79	78	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.077	4	25.5	12.0
80	79	4	0	0.00	0.45	90	9	6	0.000	0	25.7	12.2
81	79	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	25.9	12.0
82	81	4	0	0.00	0.45	30	3	1	0.272	4	27.5	12.0
83	77	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	24.5	11.8
84	83	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.905	4	24.5	9.2
85	84	4	0	0.00	0.45	10	1	1	0.000	0	24.7	9.0
86	84	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	24.5	8.8
87	86	4	0	0.00	0.45	330	33	25	0.796	4	24.5	6.0
88	25	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.445	4	19.0	24.5
89	88	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	18.8	24.8
90	89	4	0	0.03	2.00	160	16	14	0.208	4	18.5	25.5
91	88	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	18.6	24.4
92	91	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.040	4	18.0	24.2
93	92	4	0	0.00	0.45	80	8	11	0.000	0	17.8	23.7
94	110	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.223	4	16.0	23.8
95	94	4	0	0.03	2.00	130	13	8	0.000	0	16.0	24.0
96	94	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	16.0	23.6
97	96	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.757	3	16.0	20.0
98	97	4	0	0.00	0.45	50	5	2	0.000	0	16.2	20.0
99	97	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	15.8	20.0

100	99	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.557	4	12.8	20.0
101	100	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	12.6	19.8
102	101	5	0	0.00	0.00	300	30	7	0.103	4	12.6	18.8
103	100	4	0	0.00	0.45	190	19	9	0.000	0	12.6	20.3
104	100	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	12.4	20.0
105	104	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.163	4	11.2	20.0
106	105	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	10.8	19.8
107	106	4	0	0.00	0.45	70	7	4	0.485	4	9.8	18.8
108	105	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	11.0	20.2
109	108	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.243	4	11.0	23.0
110	92	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	17.6	24.1
111	109	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	11.2	23.2
112	111	4	0	0.00	0.45	60	6	11	0.433	4	12.0	24.0
113	109	2	1	0.03	2.00	0	0	0	0.000	0	11.0	23.4
114	113	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.518	4	10.5	28.0
115	114	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	10.0	28.1
116	115	4	0	0.00	0.45	20	2	7	0.434	4	9.0	28.0
117	114	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	10.4	28.4
118	117	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.288	4	10.0	30.8
119	118	-0.3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	11.0	31.0
120	118	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	10.0	31.2
121	120	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.292	4	10.0	32.0
122	121	4	0	0.00	0.45	250	25	9	0.000	0	10.2	32.2
123	121	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	10.0	32.2
124	123	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.172	4	9.8	33.4
125	124	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	9.6	33.8
126	125	3	0	0.00	2.00	0	0	0	1.082	7	4.5	32.5
127	126	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.306	4	4.5	31.5
128	127	4	0	0.03	2.00	540	54	24	0.109	3	4.5	30.5
129	124	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	10.0	34.0
130	129	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.287	7	11.0	34.0
131	130	3	0	0.00	2.00	0	0	0	0.000	0	11.2	34.2
132	131	4	0	0.00	0.45	90	9	4	0.222	4	11.2	36.0
133	130	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	11.4	34.2
134	133	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.277	7	13.8	35.0
135	134	7	0	0.00	0.00	0	0	0	1.526	6	14.0	37.8
136	135	-0.2	1	0.03	2.00	0	0	0	0.000	0	13.0	38.0
137	135	7	0	0.00	0.00	0	0	0	0.000	0	14.0	38.0
138	137	4	0	0.00	0.45	10	1	3	0.183	4	14.0	39.0

Tableau 23 Tableau principal de définition du départ C0707

Une GED de 500 kW est connectée dans ce départ C0707. Pour la description de cette GED, on ajoute dans le Tableau 23 la ligne suivante :

N°	pa	tp	tIPD	lambda	r	pc	charge	nClient	l	tcdt	x	y
139	61	6	0	0.04	2.20	1000	500	0	0.000	0	33.0	15.0

Tableau 24 Description d'une GED dans le tableau principal de définition du départ

Où :

- les données de fiabilité comme la probabilité de défaut (γ) et le temps de réparation (r) sont déterminées à partir de l'Annexe 4.
- la puissance de la GED (500 kW) est précisée dans la colonne **charge**.
- la colonne **Pc** contient le coût de l'énergie non fournie (2€ pour un kWh non fourni)

N° type	DCc. lambda	DCc. r	DCc. lmax	Note
1	0.015	15.75	1795	Souterrain 1
2	0.015	15.75	400	Souterrain 2
3	0.015	15.75	309	Souterrain 3
4	0.045	3	197	Aérien 4
5	0.004	3	369	Aérien 5
6	0.015	15.75	239	Souterrain 6
7	0.053	3	247	Aérien 7
8	0.045	3	242	Aérien 8
9	0.052	3	148	Aérien 9
10	0.138	3	181	Aérien 10
11	0.051	15.75	173	Souterrain 11

Tableau 25 Tableau de données des conducteurs

La Figure 18 donne l'image du départ C0707 dans le programme.

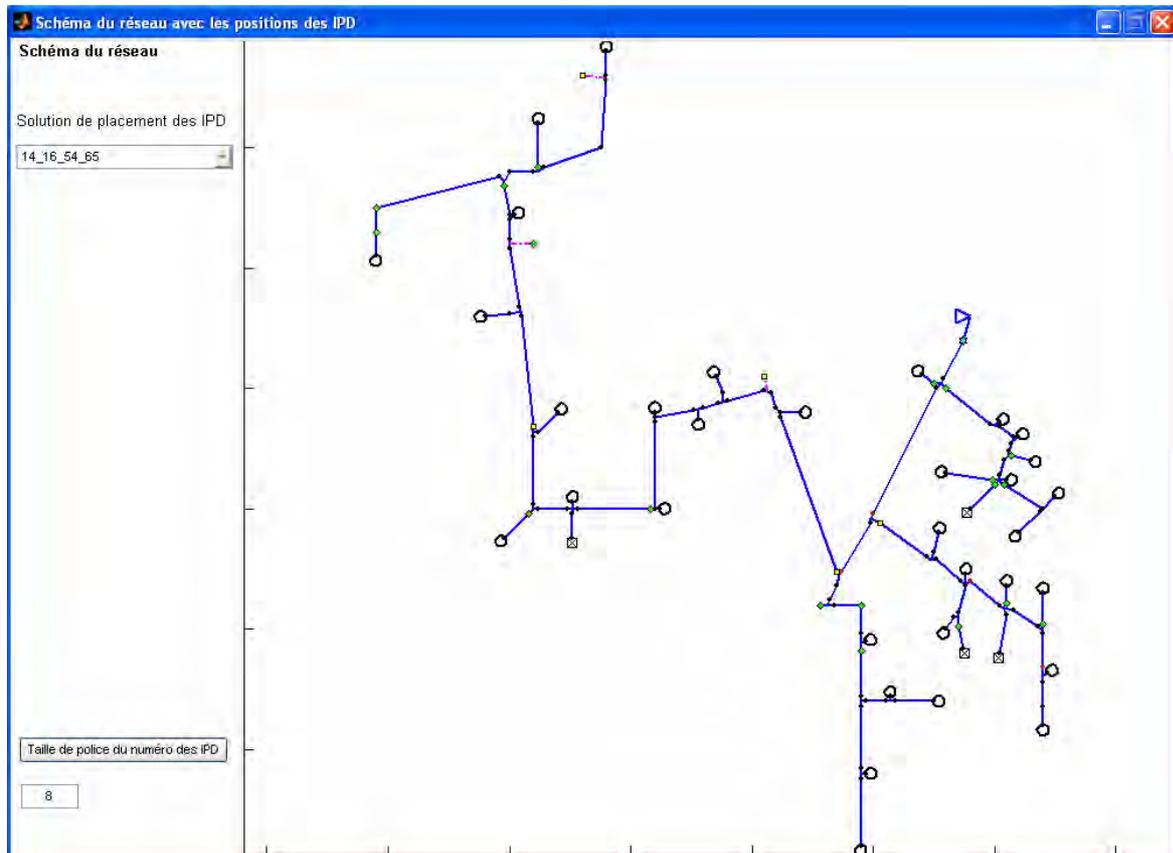


Figure 18 Schéma du départ C0707 avec les charges, les organes de coupure et les IPD

Annexe 9 Données de fiabilité utilisées dans le programme de calcul des indices de fiabilité.

Le tableau suivant présente les données de fiabilités pour chaque section délimitées par les organes de coupure dans le départ C0707.

Départ C0707																									
TYPE	Techno	Section	Lambda	r	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Souterrain 1	Alu (HN33)	630mm2	0.015	15.75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Souterrain 2	Alu (HN33)	240mm2	0.015	15.75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Souterrain 3	Alu (HN33)	150mm2	0.015	15.75	52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	757	0	0	0	0	0	0	109
Aérien 4	Almétec	54mm2	0.045	3	0	176	927	143	371	318	202	1176	115	126	216	481	2915	2311	1499	485	1704	183	222	306	0
Aérien 5	Almétec	148mm2	0.004	3	2833	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Souterrain 6	Alu (HN33)	95mm2	0.015	15.75	0	0	0	0	0	0	0	271	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1526	0	0	0
Aérien 7	Cuivre	48mm2	0.053	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1646	0	0	0
Aérien 8	Almétec	75mm2	0.045	3	192	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aérien 9	Almétec	34mm2	0.052	3	0	0	0	0	0	0	0	950	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Aérien 10	Cuivre	29mm2	0.138	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Souterrain 11	Alu (uni)	75mm2	0.051	15.75	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste type H6			0.0044165	0.45	0	1	2	1	3	1	0	4	0	1	1	1	4	3	2	1	2	1	1	0	0
Poste type UP			0.0324	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Poste type RS			0.0324	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
Poste type RC			0.0324	2	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Poste type UC			0.0324	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
TOTAL SOUTERRAIN					52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	757	0	0	0	0	0	0	109
TOTAL AERIEN					3025	176	0	143	371	318	202	1176	115	126	216	481	2915	2311	1499	485	1704	183	222	306	0
	Lambda (1/h)				2.37E-06	1.41E-06	5.77E-06	1.24E-06	3.42E-06	2.14E-06	1.04E-06	1.79E-05	5.91E-07	1.15E-06	1.61E-06	2.98E-06	1.70E-05	2.21E-05	8.71E-06	3.00E-06	9.76E-06	1.40E-05	1.64E-06	1.57E-06	3.89E-06
	Rupture (1/h)				0.00E+00																				
	Court-circuit (1/h)				2.37E-06	1.41E-06	5.77E-06	1.24E-06	3.42E-06	2.14E-06	1.04E-06	1.79E-05	5.91E-07	1.15E-06	1.61E-06	2.98E-06	1.70E-05	2.21E-05	8.71E-06	3.00E-06	9.76E-06	1.40E-05	1.64E-06	1.57E-06	3.89E-06
	Défaut court (1/h)				9.12E-06	3.62E-06	1.90E-05	2.94E-06	7.62E-06	6.53E-06	4.15E-06	4.67E-05	2.36E-06	2.59E-06	4.44E-06	9.88E-06	5.99E-05	4.75E-05	3.08E-05	9.97E-06	3.50E-05	4.36E-05	4.56E-06	6.29E-06	0.00E+00
	Temps de réparation				3.479	2.087	2.554	1.962	1.872	2.399	3.000	2.836	3.000	1.883	2.203	2.568	2.697	3.239	2.705	2.571	2.737	5.285	2.218	3.000	2.661
TYPE	Techno	Section	Lambda	R	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21

Tableau 26 Données de fiabilité pour le programme de calcul des indices de fiabilité

Annexe 10 Exemples de simulations pour l'optimisation du placement des IPD

Objectif ID pour le départ sans GED

Cet objectif consiste à minimiser le temps de coupure annuel moyen pour chaque client. Il ne tient pas compte de l'importance de client (puissance consommée ou priorité de la charge) comme pour l'objectif **END**. Le Tableau 27 suivant présente les résultats de simulations pour plusieurs cas : sans IPD jusqu'à 10 IPD.

Nombre d'IPD	Positions des IPD	ID (h/an)	END (kWh/an)	OuC (€/an)	Global (€/an)
0		1.7982	1462.98	14629.8	14629.8
1	13	1.6211	1308.03	13080.3	13130.3
2	13_55	1.4715	1187.5	11875	11975
3	13_30_55	1.3471	1087.17	10871.7	11022.7
4	13_30_55_126	1.2713	1027.19	10271.9	10471.9
5	13_30_55_64_126	1.22	983.81	9838.1	10088.1
6	13_30_50_62_106_125	1.1869	953.36	9533.6	9833.6
7	15_29_50_56_62_76_126	1.1537	928.68	9286.8	9636.8
8	14_18_29_39_50_56_62_125	1.123	899.26	8992.6	9392.6
9	4_15_18_30_48_55_64_106_125	1.1019	883.74	8837.4	9287.4
10	6_14_29_39_46_55_62_72_126_131	1.0763	868.73	8687.3	9187.3

Tableau 27 Résultats des optimisations pour l'objectif **ID**

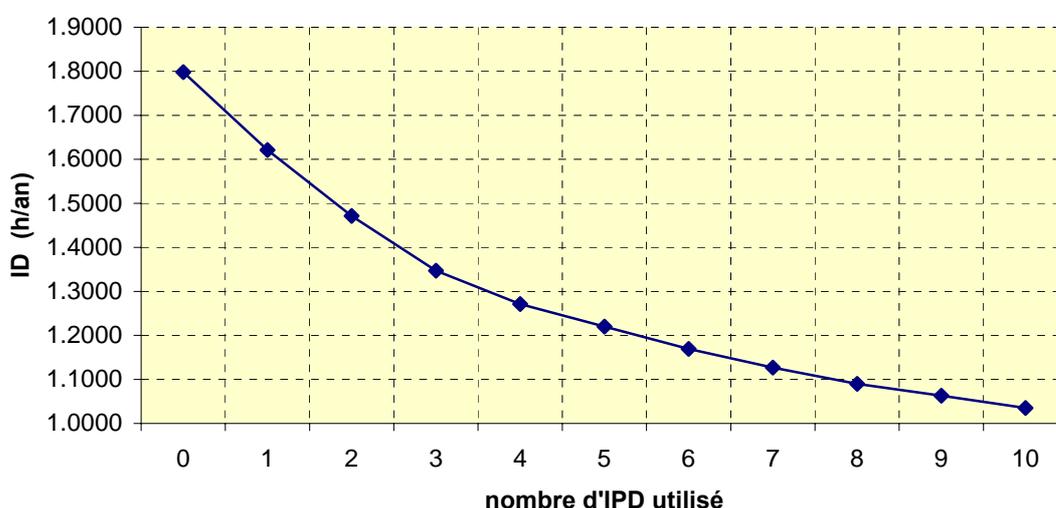


Figure 19 Evolution d'**ID** suivant le nombre d'IPD utilisés

Objectif OuC¹ dans le départ avec GED utilisée en secours (mode 2)

L'influence de GED comme un secours est représentée par les résultats d'optimisation pour l'objectif **OuC¹**.

Nombre d'IPD	Positions des IPD	OuC¹ (€/an)	OuC² (€/an)	END (kWh/an)
		13959	19940	1395.9
1	60	12666	18460	1266.6
2	29 60	11807	17470	1180.7
3	13 30 60	11082	16482	1108.2
4	13 30 61 64	10489	15738	1048.9
5	13 30 61 64 126	9890	15046	989.0
6	13 30 56 61 64 126	9432	14521	943.2
7	13 30 49 56 61 64 126	9111	14135	911.1
8	13 30 50 56 61 64 126 131	8798	13728	879.8
9	14 30 48 56 61 64 106 126 131	8591	13448	859.1
10	13 30 50 56 61 64 73 106 126 131	8369	13178	836.9

Tableau 28 Résultats des optimisations –mode 2 pour l'objectif de **END**

RESUME en français

Ce travail de thèse a porté sur la détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA par les indicateurs de passage de défaut (IPD). Les études ont été effectuées dans le cadre du développement attendu et croissant des GED (sources de Génération d'Énergie Décentralisées).

La première partie du mémoire est consacrée à l'analyse du comportement des IPD. En ce qui concerne l'influence du contexte de fonctionnement sur la réponse des IPD, une partie est destinée à vérifier le fonctionnement des modèles IPD développés et les règles d'utilisation des IPD prévus. Une autre analyse l'influence des GED sur l'utilisation des IPD sur la détection et localisation de défauts. Pour l'amélioration de la robustesse du diagnostic avec IPD en présence de fausses indications, une méthode de détermination de la section en défaut (limitée par des IPD) est proposée.

La deuxième partie du mémoire est consacrée à une méthode d'optimisation du placement des IPD dans les réseaux HTA sur la base d'algorithmes génétiques. Nous avons défini différents critères pour l'optimisation ; ils sont validés par un programme de calcul des indices de fiabilité. L'influence de la GED dans le départ HTA sur le placement optimal des IPD est analysée en tenant compte du coût de l'énergie non fournie par la GED et du fonctionnement envisageable comme un secours de la GED.

TITRE en anglais

Fault detection and location in the distribution networks with dispersed generation insertion.

RESUME en anglais

This thesis concerned the fault detection and location in the distribution networks by the fault indicators (FI). The studies were carried out within the framework of the development of dispersed generation (DG) sources.

The first part of the thesis consists in analyzing the FI behavior. With regard to the influence of the context of network operation on the FI response, a part is intended to verify the operation of FI models developed and the rules of FI use envisaged. Another part analyses the DG influence on the fault detection and location by FI. For improvement of the robustness of the diagnosis with FI in the case of false responses, a method of fault section determination (limited by FI) is proposed.

The second part of the thesis presents a method of optimization of the FI placement in distribution networks. We defined various criteria for optimization; they are validated by a reliability calculation program. Taking into account the constraints on the objective function, the genetic algorithm was selected for optimization. The DG influence on the optimal FI placement is analyzed by taking account of the cost of the not provided DG energy and possible DG back-up operation.

DISCIPLINE

Génie Electrique

MOTS – CLES

Réseaux de distribution HTA, Génération d'Énergie Dispersée (GED), Court-circuit, Détection de défaut, Localisation de défaut, Indicateur de passage de défaut (IPD), Optimisation, Algorithme Génétique (AG), Fiabilité

Distribution network, Dispersed Generation (DG), Short-circuit, Fault detection, Fault location, Fault Indicator (FI), Optimization, Genetic Algorithms (GA), Reliability

INTITULE ET ADRESSE DE L'U.F.R. OU DU LABORATOIRE :

Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble
Rue de la Houille Blanche – BP 46
38402 St Martin d'Hères