



**HAL**  
open science

# Localisation de défauts monophasés dans les réseaux de distribution à neutre compensé

Till Welfonder

► **To cite this version:**

Till Welfonder. Localisation de défauts monophasés dans les réseaux de distribution à neutre compensé. Energie électrique. Institut National Polytechnique de Grenoble - INPG, 1998. Français. NNT: . tel-00824852

**HAL Id: tel-00824852**

**<https://theses.hal.science/tel-00824852>**

Submitted on 22 May 2013

**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.



**THESE**

présentée par

**Till WELFONDER**

Diplom-Ingenieur (Elektrotechnik) der Universität Stuttgart

pour obtenir le grade de

**DOCTEUR**

DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE GRENOBLE

Spécialité : GENIE ELECTRIQUE

**Localisation de défauts monophasés  
dans les réseaux de distribution  
à neutre compensé**

Date de soutenance : le 28 Mai 1998

Composition du jury :

Messieurs	J.C. SABONNADIÈRE	<i>Président</i>
	K. FESER	<i>Rapporteur</i>
	A.G. PHADKE	<i>Rapporteur</i>
	S. VITET	<i>Examineur</i>
	V. LEITLOFF	<i>Examineur</i>
	R. FEUILLET	<i>Examineur</i>

Thèse préparée au sein du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble



für Heide, Ernst und Torsten . . .



## REMERCIEMENTS

D'abord, je tiens à remercier la Direction des Etudes et Recherches (DER) d'Electricité de France (EDF) qui a proposée le sujet et qui a financée cette étude dans le cadre de trois contrats externes de recherche et développement. J'ai très apprécié l'intérêt qui a été apporté à ce travail de grande actualité et la collaboration étroite avec les différents unités de recherche à EDF qui a donné à ce projet son caractère très appliqué.

En particulier, je remercie

- **Volker LEITLOFF**, Ingénieur de recherche à la DER et ancien thésard du LEG, qui a suivi cette étude de très près comme responsable coté EDF. C'est grâce à ses nombreuses qualités tant humaines que scientifiques que ces trois années de recherche et développement se sont déroulées dans les meilleures conditions. Il a su relancer ma motivation dans les moments de déception en proposant toujours une bonne "solution de secours" et il a su modérer mon enthousiasme quand il était déplacé.  
Je le remercie pour sa disponibilité, pour le fait que je pourrais toujours compter sur lui et pour son amitié - Dankeschön Volker!
- **Sylvain VITET**, Chef du groupe FCR, pour son intérêt et ses remarques claires et précises apportées pendant les différentes étapes de l'étude. Je le remercie également pour m'avoir reçu plusieurs fois au sein de son Groupe à Clamart et pour avoir participé à mon jury de thèse.
- **Jacques RAYMONGUE**, Ingénieur de recherche à la DER, pour son intérêt et pour avoir, grâce à sa grande expérience pratique, toujours trouvé la bonne fiche technique quand il s'agissait de choisir des paramètres réalistes pour mes simulations.
- **Olivier HUET**, Ingénieur de recherche à la DER, et l'équipe **ARENE** pour m'avoir introduit dans l'utilisation du simulateur numérique ARENE et pour toute aide informatique qui était parfois nécessaire.
- **Olivier POISSON**, Thésard à la DER, pour sa collaboration et pour m'avoir fourni l'algorithme de la transformation de Prony.

Je tiens également à remercier

- **Jean-Claude SABONNADIÈRE**, Directeur du Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG) pour m'avoir accueilli au sein du Laboratoire et pour m'avoir fait l'honneur d'être le Président de mon jury. Je le remercie aussi de m'avoir permis de soutenir exceptionnellement en anglais.
- **René FEUILLET**, Professeur, Vice-Directeur de l'ENSIEG et Chef de l'Equipe Réseaux, qui a déjà encadré mon stage de recherche en 1992 et qui, comme Directeur de ma thèse, c'est battu pour moi pour assurer un financement sous forme de trois contrats consécutifs. Je le remercie pour sa confiance dans mon autonomie et pour tout conseil et aide sur le plan administratif, personnel et technique.

## REMERCIEMENTS

---

Especially, I would like to thank the two reporters on my thesis

- **K. FESER**, Professor at the University of Stuttgart, Germany, and Director of the Institute of Power Transmission and High Voltage Technology, Stuttgart, for having been a reporter on my thesis and for having come to Grenoble as a member of the jury. Furthermore, I would like to thank him for having taken the responsibility on my first research stay in Grenoble in 1992 and for having welcome me, together with Dr. Z. Styczynski, at his Institute in the following years in a very kind way.  
Ich freue mich über jeden Anlaß, der dazu beiträgt, den guten Kontakt zu Ihnen, Ihrem Institut und Ihren Mitarbeitern aufrecht zu erhalten und weiter auszubauen.
- **A. G. PHADKE**, Professor at the Virginia Tech University, USA, and Director of the Power Engineering Department, for having been a reporter on my thesis and for having come to Grenoble as a member of the jury.  
Beyond that, I especially appreciated your course on "Protection Relaying" which you presented very illustratively for our power system group here in Grenoble.

I would like to thank as well

- **Nouredine HADJSAÏD**, "Maître des conférences, DHR", research engineer at the LEG, and **Zbigniew STYCZYNSKI**, "Dr.-Ing. habil", research engineer at the Institute of Power Transmission and High Voltage Technology, Stuttgart for having given me the possibility to participate as a representative for the INPG in the European Project on energy storage implantation in power systems. I will keep in mind the project meetings in Germany, Russia and Poland as a very good souvenir.

J'aimerais remercier

- **Josiane EVEN**, secrétaire du LEG, pour son aide inestimable quand il s'agissait de taper mes rapports scientifiques EDF, ma thèse ainsi que mon rapport de stage en 1992 en enlevant en parallèle mes fautes en français. Tout ensemble - j'ai compté! - 665 pages à une vitesse incroyable, et toujours presque sans faute ... un simple "MERCI" ne suffit pas!
- **Jacqueline DELAYE**, secrétaire du LEG, adresse d'accueil n°1 pour tout les stagiaires et thésards, français ou étrangers, pour son aide, son soutien et son savoir faire concernant les millions de signatures à obtenir et les obstacles administratifs à surmonter.
- les deux **Patrick, EUSTACHE** et **GUILLOT**, ainsi que **Etiennette CALLEGHER** pour m'avoir introduit dans le monde des différents outils informatiques d'une manière compréhensible et agréable et pour m'avoir sauvé plus d'une fois en retrouvant un fichier presque perdu.
- **Sheila AMES** et **Aaron SNYDER**, pour avoir corrigé la "English Reduced Version" de ma thèse.

Enfin je remercie tous ceux qui m'ont permis de passer trois ans très agréables, plein de diversité et de découverte, pendant ou en dehors du travail.

Je remercie en particulier

- **Jean-Yves VOYANT**, pour les sorties de ski et de rando, le canoë dans l'Ardèche, la Féria de Nîmes et les week-ends dans les Calanques... - bref, pour plein d'expériences qui font partie de mes meilleurs souvenirs dans ces trois années. Mais je le remercie surtout pour être un très très bon copain, sur lequel on peut toujours compter, qui à l'esprit ouvert, qui aime la bière blanche

## KEMERCIEMENTS

---

allemande (et qui sait en plus, la verser dans le verre comme il faut ...) et avec qui on peut discuter sur plein de choses - même les plus importantes...

- **Jean-Pierre PEYROL**, l'optimisme en personne, pour sa bonne humeur, son rire, ses jeux de mots et ses bonnes discussions. Pour ses conseils et son soutien. Sans lui il m'aurait vraiment manqué quelque chose.
- **Thorsten KÜNZIG**, qui je connais depuis mon premier jour à l'Université de Stuttgart (il y a 9 ans), et avec qui j'ai étudié "la beauté de la symétrie des équations de Maxwell" et d'autres subtilités, en étant allongé sur l'herbe au soleil entourés par des jolies filles. Je le remercie pour son amitié, ses conseils tactiques par téléphone à partir de l'Allemagne et pour plein de bons moments que nous avons eu pendant son stage ici à Grenoble.  
En plus, il a mérité un très grand MERCI pour avoir tapé la partie anglaise de ce rapport, pendant une nuit entière.
- **Wim TEULINGS** et **Stan OYARBIDE**, "l'hollandais" et "le basque", pour les discussions et les réflexions à caractère philosophique sur la vie en générale.
- les "révolutionnaires" de l'Equipe Réseaux : **Jean-Christophe, Sylvain, Aaron, Mario, Sami** ... pour s'être battu à mes côtés pour obtenir finalement des licences MATLAB, pour leur bonne collaboration et pour l'ambiance agréable.
- **Patrice, Laure-Line, Yves-André, Orphée, Yvon, Laurent, Stéphane, Eric, Nouredine, Jérôme, Pierre-Alain, Monique, Seddik** ... pour de nombreuses fêtes, apéros et barbecues ainsi que pour les vacances à Padern 1996 dans le pays Cathares où j'ai fait avec **Eric** un slalom en vélo autour des foudres qui tombaient à côté de nous et où, lors de ma première sortie en moto avec **Laurent**, j'ai laissé ma jolie serviette de bain, s'embobinée en pleine vitesse dans les rayons de la roue arrière.  
Merci à **Jérôme** qui m'a appris sur le lac Monteynard "la plongée sous-marine horizontale à haute vitesse" un sport qui s'appelle pour les plus dués "le ski nautique".

Und natürlich danke ich

- meinem Bruder **Torsten** und seiner **Netti**, dafür, daß sie mich in diesen 3 Jahren regelmäßig per "Care-Paketen" und "Mitbringseln" mit essentiellen schwäbischen Spezialitäten und Leckereien versorgt haben, die in Frankreich einfach nicht zu bekommen sind.
- meinen Eltern, **Heide** und **Ernst**, für Ihre Unterstützung und vieles mehr ... aber auch dafür, daß sie damals, als ich in der fünften Klasse war, nicht dem Rat meines Mathelehrers gefolgt sind, mich vom Gymnasium zu nehmen, sondern immer davon überzeugt waren, daß aus dem "Spielkalb" doch nochmal was wird.

Et, "last but not least", je remercie

**Catherine** pour plein de choses qui ne regardent personne d'autre..., mais aussi pour m'avoir supporté dans les dernières semaines de rédaction et pour m'avoir emmené les repas et ma petite bière le dernier week-end prolongé avant la soutenance, quand j'ai bivouaqué avec mon sac de couchage dans la salle des ordinateurs pour ne pas être fermé en dehors du Labo le jour férié.





# SOMMAIRE



# SOMMAIRE

<b>1. Introduction générale</b>	<b>1</b>
<b>2. Les réseaux de distribution à neutre compensé</b>	<b>3</b>
2.1 <u>Introduction</u>	3
2.2 <u>Les réseaux de distribution</u>	3
2.2.1 Structure de réseau	3
2.2.2 Traitement du point neutre	5
2.3 <u>Le neutre compensé</u>	6
2.3.1 Objectifs et avantages	6
2.3.2 Principe	6
2.3.3 Réalisation	8
2.3.4 Inconvénients	9
2.4 <u>Défauts dans les réseaux de distribution</u>	9
2.4.1 Origine et nature de défauts	9
2.4.2 Types de défaut	10
2.4.3 Caractéristiques électriques	11
2.5 <u>Méthodes classiques pour la détection et la localisation de défauts monophasés</u>	11
2.5.1 Surveillance de la tension neutre-terre	12
2.5.2 La méthode wattmétrique	12
2.5.3 Désaccord forcé du réseau	12
2.5.4 La méthode de pulsation	13
2.5.5 Exploitation des harmoniques	13
2.5.6 Mise à la terre temporaire	13
2.5.7 Relais pour défauts transitoires	13
2.6 <u>Traitement des défauts monophasés en France</u>	14
2.6.1 Protection des réseaux de distribution à EDF	14
2.6.2 Détection des défauts résistifs	14
2.6.3 Localisation de défauts par réconfiguration du réseau	15
2.7 <u>L'objectif de la thèse</u>	16

<b>3. L'approche développée pour la localisation de défauts monophasés</b>	<b>19</b>
3.1 <u>Introduction</u>	19
3.2 <u>Etude théorique des phénomènes transitoires lors d'un défaut</u>	20
3.2.1 Origine et types des phénomènes transitoires	20
3.2.2 Décharge de la phase en défaut	22
3.2.3 Charge des phases saines	23
3.2.4 Réaction de la bobine de neutre	25
3.2.5 Amortissement des oscillations de charge et de décharge	26
3.2.6 Oscillation amortie après l'extinction du défaut	28
3.2.7 Exploitation des phénomènes et outils nécessaires	29
3.3 <u>Description détaillée de l'approche</u>	32
3.3.1 Le principe général	32
3.3.2 Exploitation des signaux	33
3.3.2.1 Filtrage des signaux	34
3.3.2.2 Transformation de Fourier	34
3.3.2.3 Analyse spectrale pour déterminer la fréquence dominante	34
3.3.2.4 Détermination des valeurs complexes	36
3.3.3 Le modèle d'un réseau arborescent	36
3.3.3.1 Décomposition du réseau en éléments homogènes	37
3.3.3.2 Transformation en composantes symétriques	38
3.3.3.3 Application de la théorie des quadripôles	40
3.3.3.4 Représentation matricielle du réseau	43
3.3.3.5 L'équation pour la localisation de défauts	45
3.3.3.6 Localisation du défaut par examination itérative de chaque élément	48
3.3.3.7 Ambiguïté des solutions	50
3.3.4 Modèles de ligne et de câble représentant un élément du réseau	50
3.3.5 Modèle de charge	51
3.3.6 Méthode développée pour l'estimation de la résistance de défaut	51
3.3.7 Initialisation du modèle et actualisation des paramètres	53
3.3.8 Organigramme de l'approche	54
3.4 <u>Conclusion</u>	55
<b>4. Validation de l'approche et sélection des modèles de lignes et de câbles</b>	<b>57</b>
4.1 <u>Introduction</u>	57
4.2 <u>Validation de l'approche avec un logiciel de simulation</u>	57
4.2.1 Principe de la validation	57
4.2.2 Les éléments du réseau-test	58
4.2.2.1 Le transformateur et la bobine de compensation	60
4.2.2.2 La partie saine du réseau	61
4.2.2.3 La ligne aérienne	62
4.2.2.4 Le câble	63
4.2.3 Simulation d'un défaut monophasé avec CIRCUIT	65
4.2.4 Résultats de la validation	67
4.3 <u>Sélection des modèles de ligne et de câble</u>	69
4.3.1 Les conditions de test	69
4.3.2 Comparaison des dix-huit modèles	69
4.3.3 Sélection des modèles à retenir	72
4.4 <u>Conclusion</u>	74

<b>5. Influence des paramètres sur la précision de l'algorithme</b>	<b>77</b>
5.1 <u>Introduction</u>	77
5.2 <u>Simulation des réseaux de taille réelle avec le microréseau numérique ARENE</u>	77
5.2.1 Le microréseau numérique ARENE	77
5.2.2 Les réseaux de test	78
5.2.3 Les éléments de réseau	80
5.2.3.1 Les éléments du poste source	80
5.2.3.2 La ligne aérienne	80
5.2.3.3 Les deux types de câble	81
5.2.3.4 Les charges	82
5.2.4 Simulation d'un défaut monophasé avec ARENE	82
5.3 <u>Facteurs limitant la précision de l'approche</u>	83
5.4 <u>Influence des paramètres réels du réseau</u>	86
5.4.1 Influence de la position du défaut	86
5.4.2 Influence de la résistance du défaut	88
5.4.3 Influence de la capacité homopolaire du réseau	89
5.4.4 Influence des charges	89
5.4.5 Influence du désaccord du réseau	91
5.4.6 Influence du type de l'élément en défaut	92
5.4.7 Influence de la structure du réseau	94
5.5 <u>Influence du traitement du signal</u>	96
5.5.1 Influence des paramètres de la transformation de Fourier	96
5.5.2 Influence de l'amortissement sur l'estimation des vecteurs d'entrée	98
5.6 <u>Influence de l'incertitude des paramètres modélisés</u>	101
5.6.1 Influence de l'erreur d'estimation de la résistance de défaut	101
5.6.2 Incertitude de la résistance linéique et de la résistivité de la terre	102
5.6.3 Incertitude de l'inductance linéique et des mutuelles	102
5.6.4 Incertitude des capacités phase-terre et entre-phases	104
5.6.5 Incertitude de la longueur des câbles	105
5.6. Incertitude des charges	106
5.7 <u>Conclusion</u>	106
<b>6. Optimisation de l'algorithme</b>	<b>109</b>
6.1 <u>Introduction</u>	109
6.2 <u>Optimisation du traitement du signal</u>	110
6.2.1 Méthode : Transformation de Fourier	110
6.2.1.1 Optimisation de la fenêtre d'observation	111
6.2.1.2 Filtrage des signaux	111
6.2.1.3 Considération des interférences spectrales	112
6.2.1.4 Application de la transformation de Fourier aux signaux amorties	114
6.2.1.5 Fenêtrage des signaux amorties	115
6.2.2 Méthode : Transformation de Prony	116
6.2.2.1 Extension de l'approche de localisation aux signaux amorties	116
6.2.2.2 Principe de la transformation de Prony	118
6.2.2.3 Exemple pour la décomposition des signaux caractéristiques	119
6.2.2.4 Avantages, inconvénients et limites d'application de la méthode	120
6.2.3 Méthode : Exploitation de la fréquence fondamentale pour la localisation	121
6.2.4 Comparaison des résultats des différentes méthodes	122

---

6.3	<u>Optimisation de l'estimation de la résistance de défaut</u>	123
6.4	<u>Méthode de correction de la distance estimée</u>	124
6.5	<u>Simplification du calcul de la partie saine du réseau</u>	126
6.5.1	Utilité d'une simplification de la partie saine du réseau	126
6.5.2	Choix d'un modèle équivalent	126
6.5.3	Aquisition des paramètres du modèle équivalent	127
6.5.4	Validation	128
6.6	<u>Approches simplifiées exploitant le courant résiduel du départ en défaut</u>	130
6.7	<u>Conclusion</u>	133
<b>7.</b>	<b>Validation expérimentale</b>	<b>135</b>
7.1	<u>Introduction</u>	135
7.2	<u>Topologie et données du réseau de Guebwiller</u>	135
7.3	<u>Introduction du modèle du réseau dans l'algorithme de localisation</u>	136
7.3.1	Topologie	136
7.3.2	Acquisition des paramètres de la partie saine	136
7.3.3	Détermination des paramètres du départ en défaut	137
7.3.4	Estimation de la résistance de défaut	138
7.4	<u>Examen de trois cas de défaut</u>	139
7.4.1	Forme des enregistrements	139
7.4.2	Documentation de défauts	139
7.4.3	Description détaillée des cas de défaut étudiés	139
7.4.3.1	cas 1 : Défaut auto-extincteur réamorçant sur un câble	139
7.4.3.2	cas 2 : Défaut auto-extincteur réamorçant sur une ligne aérienne	141
7.4.3.3	cas 3 : Défaut permanent résistif sur une ligne aérienne	142
7.4.4	Méthodes de localisation appliquées	143
7.5	<u>Evaluation des résultats</u>	144
7.4.1	Résultats de localisation pour le cas 1	144
7.4.2	Résultats de localisation pour le cas 2	145
7.4.3	Résultats de localisation pour le cas 3	147
7.6	<u>Conclusion</u>	148
<b>8.</b>	<b>Conclusion générale</b>	<b>149</b>
<b>9.</b>	<b>Références bibliographiques</b>	<b>153</b>
<b>10.</b>	<b>Annexes</b>	<b>157</b>
<b>11.</b>	<b>English reduced version</b>	<b>167</b>
	<b>Liste des symboles</b>	<b>191</b>

# CHAPITRE 1 :

## Introduction générale





## CHAPITRE 1 INTRODUCTION GENERALE

Dans les dernières années, les consommateurs d'électricité n'ont cessé de demander une meilleure qualité de service avec un faible taux de coupures et une tension constante en amplitude et fréquence. D'autre part, l'évolution des réglementations de sécurité et des normes nationales et internationales imposent des contraintes supplémentaires sur la conduite des réseaux.

Pour ces raisons, EDF a décidé de changer le régime de neutre HTA des réseaux de distribution ruraux en remplaçant la mise à la terre résistive des transformateurs HTB/HTA par une mise à la terre inductive ("bobine de Petersen") [Berthet.95], [Clément 91,92], [NMT.95].

Cette modification importante concerne 1800 postes de transformation. Elle aboutit à une réduction significative du courant de défaut lors d'un défaut monophasé qui est le type de défaut le plus souvent rencontré dans l'exploitation. La réduction du courant de défaut diminue les risques pour les exploitants et pour le public lors d'un défaut, et réduit les dégâts sur les matériels en réseau. Elle favorise aussi, dans la plupart des cas, l'auto-extinction du défaut et contribue ainsi à une amélioration considérable de la qualité de la fourniture.

D'autres entreprises d'électricité, en particulier dans l'Europe du Nord, pratiquent le neutre compensé depuis des années. La mise à la terre du neutre par une bobine de compensation présente l'inconvénient que la détection et, notamment la localisation des défauts, est rendue plus difficile à cause de la réduction du courant de défaut. EDF a développé de nouveaux algorithmes performants qui permettent la détection de défauts résistifs et la sélection du départ en défaut avec une sensibilité comparable à celle des protections équipant les réseaux HTA. Les défauts francs et peu résistifs sont détectés par des relais wattmétriques qui provoquent le déclenchement du départ après une temporisation.

En revanche la localisation de défauts est plus difficile dans un réseau compensé. A l'heure actuelle, seuls les défauts permanents et auto-extincteurs réamorçants, peuvent être localisés, par une reconfiguration du réseau liée à de nombreuses manoeuvres et par une recherche du défaut sur le terrain par les agents d'exploitation qui peut atteindre une durée de quelques heures.

Pour la localisation du type de défaut le plus souvent rencontré dans les réseaux compensés, le défaut auto-extincteur fugitif, aucune méthode précise de localisation n'existe jusqu'à présent. L'intérêt de localiser un tel défaut est la vérification des matériels éventuellement endommagés (isolateurs, ...) et l'élimination des causes de défauts répétitifs (branche d'un arbre à proximité d'un conducteur...).

Ainsi, nous proposons la conception d'une approche permettant de localiser les défauts peu résistifs, auto-extincteurs ou permanents, et présentant les qualités suivantes :

- localisation de défauts d'une très courte durée,

- détermination de la distance ou de la zone probable de défaut dans un réseau arborescent,
- exploitation seule des grandeurs disponibles au niveau du poste source,
- prise en compte de l'incertitude des données,
- acquisition des paramètres pouvant servir à améliorer la précision de l'approche,
- utilisation des outils standards et peu coûteux.

Un algorithme qui satisfait à ces conditions, a été développé et validé par un logiciel de simulation développé au LEG, un simulateur de réseau d'EDF et des résultats expérimentaux d'un réseau de distribution réel.

## CHAPITRE 2 :

### **Les réseaux de distribution à neutre compensé**



## CHAPITRE 2

### LES RESEAUX DE DISTRIBUTION A NEUTRE COMPENSE

#### 2.1 Introduction

EDF a lancé une modification de la mise à la terre des neutres MT [Clément.91.92].

Les objectifs de ce changement de système du neutre des réseaux de distribution français sont la réduction des courants de défaut et l'amélioration de la qualité de service. En même temps, la réduction du courant de défaut rend la détection et la localisation de défauts plus difficile.

Dans ce chapitre nous donnons d'abord une vue d'ensemble sur le fonctionnement et la structure des réseaux de distribution. Nous expliquons quelles méthodes de traitement du neutre existent, quelle est la solution choisie en France jusqu'à présent et comment la nouvelle stratégie, le neutre compensé, peut contribuer à réduire le nombre de coupures d'alimentation.

Ensuite nous présentons une introduction sur l'origine, la nature et les différents types de défaut qui peuvent exister dans un réseau de distribution. Nous montrons l'influence de la compensation du neutre sur les caractéristiques de ces défauts et nous expliquons pour quelle raison ce changement rend leur détection et leur localisation plus difficile.

Un résumé sur les méthodes classiques, développées dans des pays où la compensation du neutre est pratiquée depuis de nombreuses années, montre la difficulté du problème et fournit des approches difficiles à réaliser autrefois mais qui deviennent aujourd'hui très intéressantes grâce à l'évolution avancée dans l'électronique et l'informatique.

Finalement nous présentons la stratégie appliquée à l'heure actuelle en France pour le traitement de défauts dans les réseaux de distribution compensés. Nous montrons de quelle manière le problème de la détection de défauts, même des défauts très résistifs, a été résolu et quelles méthodes sont appliquées pour localiser une partie des défauts.

#### 2.2 Les réseaux de distribution

##### 2.2.1 Structure de réseau

Dans les réseaux électriques nous pouvons distinguer principalement les réseaux de transport et les réseaux de distribution. Les réseaux de transport sont utilisés pour transporter ou repartir à un haut niveau de tension THT/HTB (tableau 2.1) l'énergie électrique, générée dans les centrales, sur de grandes distances. Ces réseaux permettent aussi l'échange d'énergie avec les réseaux d'autres pays. Ils sont maillés pour des raisons de sécurité et de stabilité.

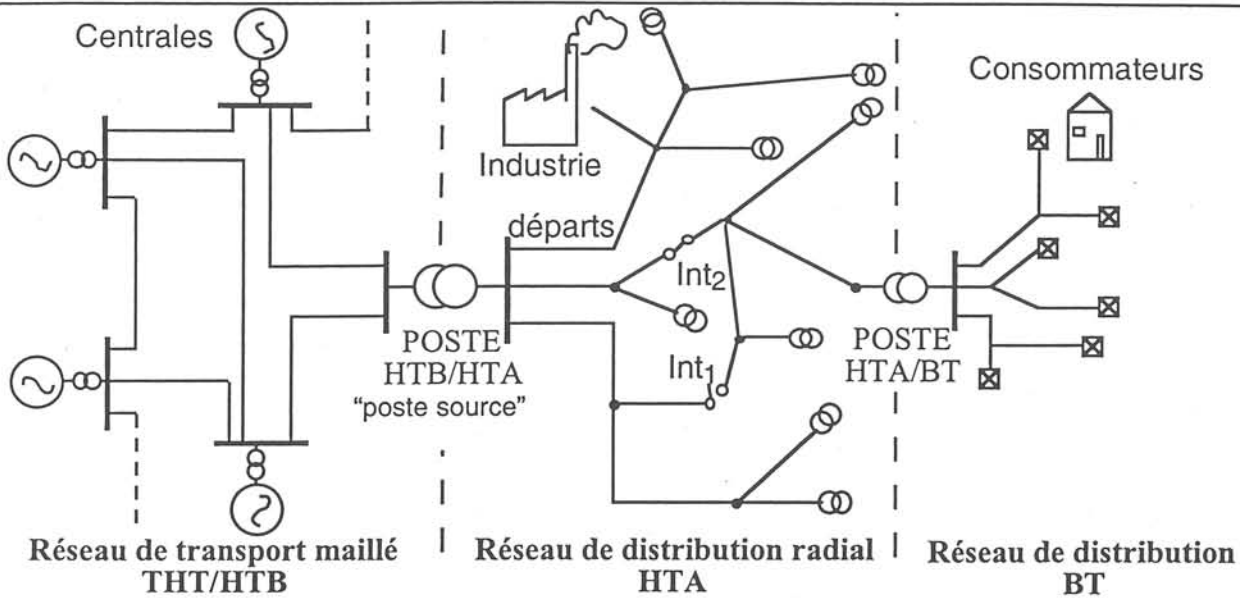


Figure 2.1 : Schéma symbolisant le principe du transport et de la distribution d'électricité  
(diagram showing the principle of electricity transport and distribution)

Une fois que l'énergie transportée aux postes de transformation HTB/HTA (" postes sources ") elle est distribuée à un niveau de tension moins élevée, HTA, aux clients par l'intermédiaire des réseaux de distribution. Ces clients peuvent être connectés directement au niveau HTA, comme certaines entreprises, ou bien via un réseau basse tension BT à travers des postes HTA/BT.

Contrairement aux réseaux de transport, les réseaux de distribution français ont une structure radiale ou arborescente (fig.2.1). Ils ne comportent jamais de mailles fermées (soit l'interrupteur  $I_1$  soit  $I_2$  est ouvert). Chaque poste source a un ou plusieurs jeux de barres qui alimentent jusqu'à une dizaine de départs. Un départ est en général composé de différentes lignes aériennes et câbles. La longueur développée moyenne d'un départ est d'environ 50 km. Elle dispose d'environ 1800 postes sources HTB/HTA avec 3000 jeux de barres, la taille totale des réseaux de distribution HTA est de 590 000 km.

Le tableau 2.1 représente les différents niveaux de tension normalisés en France.

Type de réseau	Niveau de tension	Tensions principalement utilisées à EDF (kV)
Réseaux de transport	THT	225 - 400
Réseaux de répartition	HTB	63 - 90
Réseaux de distribution	HTA	15 - 20
Réseaux basse tension	BT	0,23 - 0,4

Tableau 2.1 : Niveaux de tension principalement utilisées à EDF  
(principal voltage levels used at EDF)

## 2.2.2 Traitement du point neutre

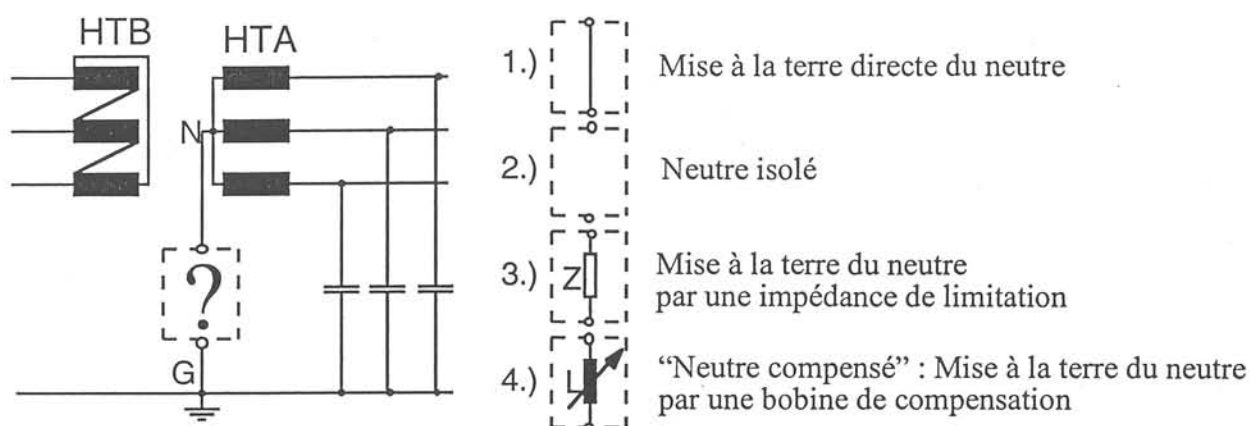


Figure 2.2 : Des différents traitements du point neutre en Europe  
(different neutral point treatments in Europe)

Pour une classification des réseaux de distribution selon le traitement du point neutre, il faut d'abord distinguer les réseaux à neutre distribué (type nord-américain) des réseaux à mise à la terre (MALT) du neutre en un seul point (type européen).

Pour un réseau de distribution à MALT du neutre en un seul point, il existe plusieurs types de traitement du point neutre (N) (fig. 2.2). En général il n'existe pas de méthode meilleure qu'une autre, chacune a ses avantages et ses inconvénients (tableau 2.2). Le choix d'une méthode dépend d'un compromis entre la structure antérieure du réseau et des critères techniques, économiques et politiques [NMT.95]. En France, les points neutre des systèmes HTA ont été reliés à la terre jusqu'à présent par une résistance limitant le courant de défaut. Récemment, EDF a décidé de remplacer ce système par un système de neutre compensé [Berthet.95], [Clément.91,92]. Ce système sera mis en place dans tous les postes sources des réseaux de distribution HTA français.

En Espagne et en Italie qui ont des réseaux de distribution similaires aux réseaux HTA français, des réflexions sur une éventuelle application du neutre compensé sont également en cours.

Type de mise à la terre	1.) directement	2.) isolé	3.) par impédance de limitation	4.) par bobine de compensation	5.) neutre distribué
Pays	Angleterre	Japon, Italie, Irlande	France, Europe du Sud	France ( <i>déploiement</i> ) Europe de Nord et de l'Est	USA, Australie, Canada
Ordre de grandeur du courant de défaut	≈ 1000 A	< 30 A	< 1000 A	< 100 A	100 - 2000 A
Détection de défauts	facile	facile	facile	facile	difficile - facile
Sélection du départ en défaut	facile	difficile	facile	difficile	facile
Localisation de défauts	facile (mesure impédance)	difficile	facile pour défauts francs (mesure impédance)	difficile	difficile

Tableau 2.2 : Zones d'influence et caractéristiques des différentes méthodes  
(the characteristics and zones of influence for the different methods)



## 2.3 Le neutre compensé

### 2.3.1 Objectifs et avantages

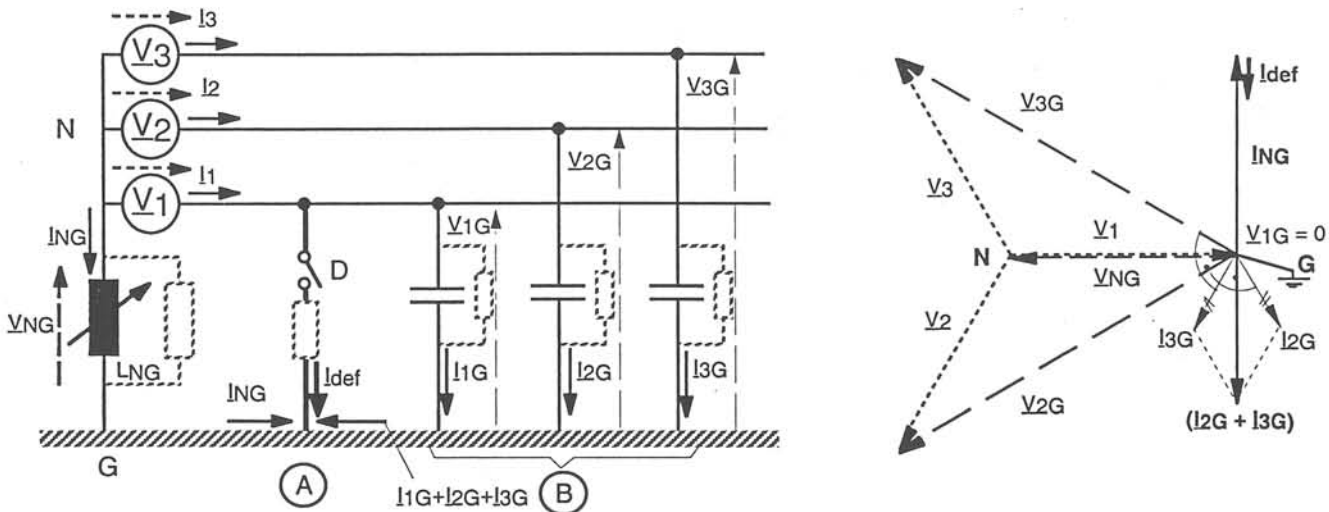
L'objectif du neutre compensé est une réduction importante du courant de défaut lors d'un défaut monophasé phase-terre. Dans la plupart des cas un tel type de défaut est souvent dû à un arc électrique entre une phase et une masse mise à la terre (pylône) (§.2.4).

La réduction du courant de défaut grâce au neutre compensé favorise l'auto-extinction des arcs électriques immédiatement après l'amorçage du défaut.

L'avantage du neutre compensé est alors, d'une part, l'amélioration de la qualité de service, la plupart des défauts monophasés disparaissent automatiquement ce qui entraîne une réduction importante des coupures de clients, d'autre part, la réduction du courant de défaut, ceci signifie une amélioration de la sécurité pour le personnel et pour le public. Les matériels (i.e. isolateurs, appareils électroniques,...) sont également mieux protégés.

Il faut noter, qu'aujourd'hui, en France, les défauts permanents, qui ne sont pas auto-extincteurs, sont éliminés automatiquement par le déclenchement du départ en défaut. Dans d'autres pays, une stratégie différente, dite "le défaut maintenu" est parfois appliqué : avec un neutre compensé le maintien d'alimentation est conservé jusqu'à ce que le défaut soit localisé. Cette stratégie demande par contre un dimensionnement adapté du système.

### 2.3.2 Principe



a) schéma équivalent simplifié

b) diagramme vectoriel (défaut franc, réseau légèrement sur compensé)

Figure 2.3 : Principe simplifié pour la compensation du courant de défaut  
(simplified principle of fault current compensation)

La compensation du courant de défaut par l'intermédiaire d'une bobine de neutre, dite "bobine de Petersen" a été mise au point vers le début du siècle [Petersen.16,17,19]. Pour expliquer le principe de cette méthode il suffit de considérer un cas simplifié (fig.2.3) en utilisant les hypothèses suivantes :

Les sources de tension forment un système triphasé idéal (symétrique fréquence et tension stables). Le réseau est représenté uniquement par ses capacités phase-terre, supposées parfaitement symétriques. Nous négligeons toute inductance linéique, les charges et dans un premier temps également les résistances du système (éléments pointillés), y compris la résistance de défaut.

En service normal pour un tel réseau idéal, les courants de phase  $I_1, I_2, I_3$  ainsi que les courants phase-terre  $I_{1G}, I_{2G}, I_{3G}$  ont des amplitudes identiques et sont déphasés de  $120^\circ$  l'un par rapport à l'autre. La somme vectorielle de ces courants circulant dans les capacités phase-terre au point B est donc nulle. Le courant dans la connexion neutre-terre est donc également nul, la bobine de compensation n'a aucune influence -avec les hypothèses retenues- sur le service normal du réseau.

Au contraire, dans le cas d'un défaut franc sur la phase 1 (D étant fermé), la tension  $V_{1G}$ , et par conséquent également le courant  $I_{1G}$ , deviennent nuls. Les tensions  $V_{2G}$  et  $V_{3G}$  par contre, tournent de  $\pm 30^\circ$  par rapport aux tensions phase-neutre, alors que leur amplitude augmente d'un facteur  $\sqrt{3}$ . Les vecteurs des courants capacitifs  $I_{2G}$  et  $I_{3G}$  restent perpendiculaires aux tensions phase-terre correspondantes (fig.2.3.b).

Par conséquent, la somme des courants n'est plus nulle au point B, mais correspond à la somme vectorielle de  $I_{2G}$  et  $I_{3G}$ . Ainsi, pour le point A, la loi de Kirchhoff fournit l'équation suivante :

$$I_{NG} = -(I_{def} + (I_{2G} + I_{3G})) \quad (2.1)$$

Avec l'apparition du défaut la bobine de neutre est soumise directement à la tension  $V_1$  ( $V_{NG} = -V_1$ ), par conséquent un courant de neutre  $I_{NG}$  est induit.

$$I_{NG} = \frac{-V_{NG}}{j \omega L_{NG}} \quad (2.2)$$

Vu que les courants  $(I_{2G} + I_{3G})$  et  $I_{NG}$  (éq.2.1) sont toujours opposés en phase (fig.2.3.b) le courant de défaut  $I_{def}$  peut être réduit à zéro avec un bon choix pour l'inductance  $L_{NG}$ .

On dit que le réseau est :

$$\text{accordé pour } |I_{NG}| = |I_{2G} + I_{3G}| \quad (2.3.a)$$

$$\text{surcompensé pour } |I_{NG}| > |I_{2G} + I_{3G}| \quad (2.3.b)$$

$$\text{souscompensé pour } |I_{NG}| < |I_{2G} + I_{3G}| \quad (2.3.c)$$

En prenant en compte les composantes résistives des impédances du système (éléments pointillés dans la figure 2.3.a) une petite composante réelle s'ajoute au courant neutre-terre. Ce courant actif est en général très faible par rapport au courant qui passe par les capacités phase-terre, mais il ne peut pas être compensé par la bobine.

Quelques méthodes classiques pour la sélection du départ en défaut exploitent ce phénomène. La résistance de défaut  $R_{def}$  a toujours une valeur réelle inconnue dans la pratique. Sa présence diminue le courant de défaut  $I_{def}$  et la tension  $V_{1G}$  pas exactement nulle en pratique. Le principe de la compensation reste par contre conservé avec des valeurs peu changées.

### 2.3.3 Réalisation

Nous avons montré que la compensation du courant de défaut est basée sur l'adaptation de l'inductance  $L_{NG}$  de la bobine de neutre au courant capacitif du réseau. En pratique il existe des bobines à noyau plongeur qui permettent une variation continue de l'inductance. Une alternative moins coûteuse consiste à utiliser une bobine de neutre à pas discrets réalisée par une bobine à prises ou par un système de plusieurs bobines connectables en parallèle. La spécification des bobines de neutre d'EDF permet l'emploi des deux variantes.

Pour un accord automatique de la compensation, la valeur de  $L_{NG}$ , pour laquelle le courant  $I_{def}$  sera minimal dans le cas d'un défaut monophasé, doit être déterminée et ajustée régulièrement.

Trois paramètres fondamentaux sont définis dans la littérature pour décrire la compensation d'une manière plus générale et plus adaptée à la pratique [Leitloff.93.94.a-c,95], [Poll.83].

$$\text{- le désaccord} \quad m = \frac{1}{\omega^2 C_{tG} L_{NG}} - 1 \quad (2.4)$$

$$\text{- l'asymétrie} \quad \underline{k} = \frac{Y_{1G} + a^2 Y_{2G} + a Y_{3G}}{j \omega C_{tG}} \quad (2.5)$$

$$\text{- l'amortissement} \quad d = \frac{1}{R_{am} \omega C_{tG}} \quad (2.6)$$

Ces paramètres changent de temps en temps, à cause des variations de la structure du réseau et des influences atmosphériques. EDF a développé un nouveau système pour leur acquisition, qui est basé sur "l'injection d'un courant dans le point de neutre" [Bergeal.92], [Leitloff.94.a-c,95], [NMT.95]. La tension neutre-terre réduite peut être calculée en fonction des trois paramètres en utilisant l'équation fondamentale des réseaux compensés :

$$\underline{V}_{NG} = \frac{V_{NG}}{V_{nom}} = \frac{\underline{k}}{m + jd} \quad (2.7)$$

En choisissant le désaccord  $m$  égal à zéro, les paramètres  $\underline{k}$  et  $d$  restant constants, la tension neutre-terre  $\underline{V}_{NG,acc}$  à l'accord peut être calculée. On peut également calculer la valeur de l'inductance de la bobine qui correspond à l'accord exact du réseau [Leitloff.94.c].

Cette méthode a de nombreux avantages par rapport aux approches qui exploitent la variation de la tension neutre-terre ou sa dérivée en fonction d'une modulation du désaccord du réseau [Christgau.82], [Kleebaur.77], [Poll.82]. Elle ne nécessite pas la variation de l'accord du réseau pour trouver le point optimal.

### 2.3.4 Inconvénients

L'inconvénient principal de la compensation du neutre c'est la réduction significative du courant de défaut, ce qui constitue par ailleurs son grand avantage.

Avec cette réduction du courant de défaut la sélection du départ en défaut, la localisation de défauts et la détection de défauts résistifs sont rendues plus difficiles.

La sélection du départ en défaut est nécessaire, même s'il s'agit de défauts auto-extincteurs, pour éliminer des causes de défauts qui se répètent de façon irrégulière (i.e. branches d'un arbre près d'une ligne).

Dès la première utilisation d'un réseau compensé de nombreuses approches ont été développées pour résoudre ces problèmes (§.2.5). Le point délicat de la plupart de ces approches a été la sensibilité nécessaire pour l'exploitation des signaux. Avec les progrès énormes de l'informatique dans les dernières années, de nouvelles méthodes ont été développées qui n'étaient pas réalisables auparavant.

EDF a développé des algorithmes qui permettent la détection de défauts résistifs jusqu'à 100 k $\Omega$ . Cette thèse traite de la localisation de défauts. La localisation de défauts permet d'accélérer la recherche des endroits pour les défauts permanents. Par ailleurs, une localisation d'un défaut fugitif ou auto-extincteur permet de vérifier si des matériels ont été éventuellement endommagés (i.e. isolateurs rompus, etc. ...)

## 2.4 Défauts dans les réseaux de distribution

### 2.4.1 Origine et nature de défauts

La plupart des défauts dans les réseaux de distribution sont provoqués par la foudre pendant un orage. Des surtensions dues à la foudre causent l'amorçage d'un arc électrique dans le réseau. Mais des objets à proximité du conducteur (branches d'un arbre, oiseaux, etc. ...) peuvent également réduire la distance d'isolation de l'air et provoquer de cette manière l'amorçage d'un arc électrique. Une autre cause fréquente de défaut est la détérioration d'un isolateur qui peut entraîner un défaut dû au pouvoir d'isolation affaibli. Une autre cause de défaut plus rare vient des conducteurs rompus ou des lignes tombées à terre.

Pour les câbles, les défauts sont situés, dans la plupart des cas, dans une boîte de jonction défectueuse. Les défauts dans un câble même, sont plus rares, mais existent notamment pour de vieux câbles à cause d'une dégradation de l'isolant. D'autres causes de défaut sur les câbles sont des endommagements ou coupures pendant des travaux de génie civil.

Dans les réseaux de distribution nous pouvons distinguer deux classes de défaut :

- les défauts non permanents (défauts auto-extincteurs ou fugitifs)
- et les défauts permanents

Les défauts provoquant un arc électrique sont souvent auto-extincteurs lorsqu'il s'agit d'un réseau à neutre compensé. Par contre ils peuvent être réamorçants, c'est-à-dire constitués d'une suite de défauts fugitifs.

Les défauts dans un câble sont dans la plupart des cas des défauts permanents car l'isolation des câbles est détruite par l'arc électrique contrairement à l'air autour des lignes aériennes où une désionisation est possible (isolation régénératrice).

## 2.4.2 Types de défaut

Différents types de défaut peuvent être distingués

- défauts monophasés,
- défauts biphasés-isolé,
- défauts biphasés-terre,
- défauts triphasés,
- défauts évolutifs (monophasé → polyphasé ; polyphasé → monophasé)

Des études sur la nature et les types de défauts dans les réseaux de distribution ont montré que 70-80 % des défauts permanents ou non permanents sont des défauts monophasés.

L'approche pour la localisation développée dans cette thèse se concentre sur les défauts monophasés en neutre compensé.

Des méthodes de localisation de défauts par mesure d'impédance existent déjà, et sont utilisés en pratique, pour les défauts bi- et triphasés pour tout type de réseau.

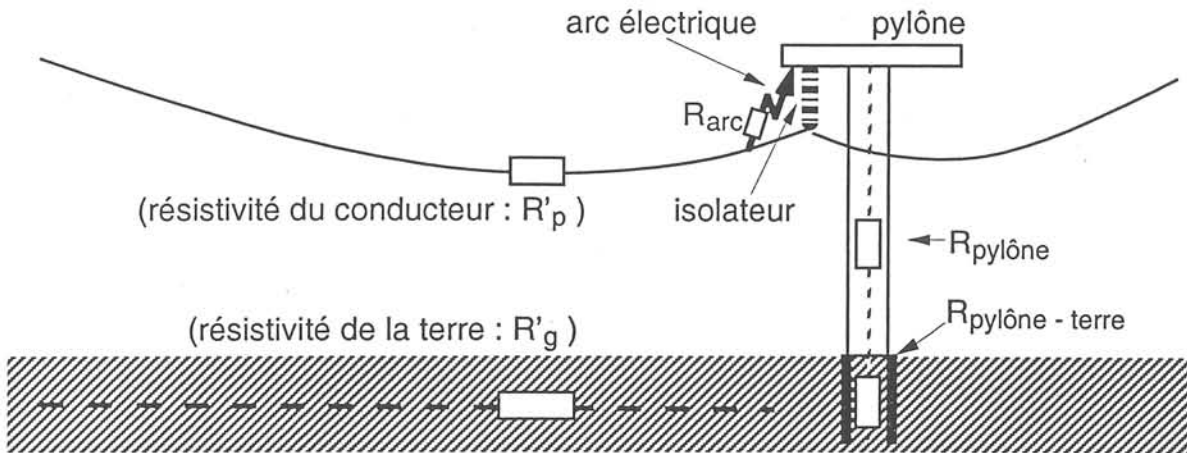
## 2.4.3 Caractéristiques électriques

Il existe plusieurs approches pour la modélisation d'un défaut. L'approche la plus courante, qui est suffisante pour la plupart des applications, consiste à représenter un défaut par une résistance réelle et constante enclenchée à l'instant d'amorçage du défaut.

En pratique la valeur exacte de la résistance de défaut est inconnue et aléatoire mais on suppose qu'il s'agit toujours d'une valeur réelle.

Dans le cas le plus courant, un défaut monophasé sur une ligne aérienne dû à un arc électrique, la résistance de défaut se compose des résistances de l'arc, du pylône et de la mise à la terre du pylône (fig.2.4). En pratique la résistance de mise à la terre représente le facteur le plus important, alors que la résistance de l'arc est négligeable.

Il est important de noter que la résistivité de la terre  $R'_g$  (valeur typique :  $0,05 \Omega/\text{km}$ ) ainsi que la résistivité du conducteur  $R'_p$  (valeur typique pour une ligne MT :  $0,22 \Omega/\text{km}$ ) ont été prises en compte séparément dans la suite de cette thèse. En revanche, dans des statistiques de défaut, basées sur des mesures dans des postes sources, ces résistivités sont souvent intégrés dans les valeurs estimées pour la résistance de défaut. Il faut donc prendre en compte cette différence s'il s'agit de juger l'applicabilité d'une méthode de détection ou de localisation de défauts, limitée par la résistance de défauts.



**Figure 2.4 :** Composition de la résistance de défaut  
(composition of the fault resistance)

La résistance de défaut dans les câbles peut être considérée de manière similaire. Les écrans métalliques autour de chaque conducteur sont directement mis à la terre à des distances régulières et aux deux extrémités, ainsi la résistance de défaut est en général moins élevée dans les câbles que dans les lignes aériennes.

Des études sur les défauts dans les réseaux de distribution français ont montré que nous pouvons réaliser le classement suivant pour les résistances de défauts monophasés rencontrés [Clement.91].

	Notion de classement	Résistances de défaut
1	“la plupart des défauts”	$< 30 \Omega$
2	“la moyenne de défauts”	$\approx 15 \Omega$
3	“plus qu’un tiers de défauts”	$\leq 10 \Omega$

**Tableau 2.3 :** Classement des défauts réels pour leur résistance  
(fault resistance classification)

## 2.5 Méthodes classiques pour la détection, la sélection et la localisation de défauts monophasés

En général, on peut distinguer trois niveaux de traitement après l’apparition d’un défaut :

- la détection d’un défaut monophasé
- la sélection du départ en défaut
- et la localisation du défaut ou du tronçon du réseau en défaut.

L’inconvénient principal des réseaux compensés est une détection et une localisation de défauts plus difficiles. Différentes méthodes ont donc été développées durant les dernières décennies pour résoudre ce problème. Ces méthodes doivent être considérées dans le contexte d’évolution de la technique et de l’informatique. Beaucoup d’approches intéressantes sont devenues réalisables seulement aujourd’hui grâce au progrès dans ces domaines, alors qu’autrefois des problèmes de précision ont souvent empêché leur application.

Les paragraphes suivants donnent une vue d’ensemble sur les approches les plus courantes et sur leurs objectifs.

### 2.5.1 Surveillance de la tension neutre-terre

L'objectif de cette méthode est uniquement la détection de défauts. Elle ne permet pas la sélection du départ en défaut ou une localisation plus détaillée. La tension neutre-terre, relativement faible en service normal du réseau, 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 (§.2.3.2). Ce phénomène peut être exploité pour la détection de défauts en définissant des valeurs seuils pour  $V_{NG}$  ou pour sa variation  $\Delta V_{NG}$  [Leitloff.94.a]. Plus le défaut est résistif plus cette méthode devient sensible vis-à-vis d'autres influences qui peuvent faire varier la tension neutre-terre (i.e. asymétrie du réseau).

### 2.5.2 La méthode wattmétrique

La méthode wattmétrique traditionnelle exploite la faible composante active (50 Hz) du courant homopolaire qui ne peut pas être compensée par la bobine de neutre (§.2.4), pour faire une mesure de la puissance [Christgau.82], [Geise.64], [Klockhaus.81], [Warrelmann.58].

Selon la phase du courant homopolaire par rapport à la phase de la tension du déplacement du neutre, des relais déterminent si un défaut est situé en amont ou en aval.

Au niveau du poste source, la méthode wattmétrique peut être utilisée pour la détection de défauts et la sélection du départ en défaut. En plus, si plusieurs détecteurs de défaut, utilisant cette méthode, sont installés dans les points stratégiques d'un réseau, la vue d'ensemble de leurs décisions peut être utilisée pour une localisation plus précise du tronçon du réseau en défaut.

L'inconvénient de cette méthode est sa grande sensibilité vis-à-vis du faible courant actif [Geise.64]. L'asymétrie des départs, mais aussi les harmoniques et d'autres fréquences perturbatrices comprises dans le courant homopolaire restreignent gravement la fiabilité de cette approche. Une possibilité pour améliorer son fonctionnement consiste à connecter, pour une durée limitée, une résistance en parallèle à la bobine de neutre, afin d'augmenter la composante active du courant homopolaire [Christgau.82], [Klockhaus.81]. EDF prévoit l'utilisation des relais wattmétriques exploitant la phase transitoire (chargement des capacités) pour augmenter la sensibilité [Berthet.95], [Clement.91]

L'utilisation de cette méthode pour la localisation d'un défaut dans un réseau arborescent nécessite par contre l'installation, la surveillance et la maintenance d'un grand nombre de détecteurs de défaut.

### 2.5.3 Désaccord forcé du réseau

Cette méthode ne sert que pour la sélection du départ en défaut dans le cas d'un défaut permanent. La variation volontaire du désaccord du réseau influence le courant résiduel du départ en défaut, mais non ceux des départs sains. La comparaison de la variation de ces courants permet la sélection du départ en défaut [Christgau.82]. Cette méthode n'est applicable qu'en exploitant le réseau en défaut maintenu.

### 2.5.4 La méthode de pulsation

La méthode de pulsation est une variante de la méthode utilisant le désaccord du réseau. Elle sert également pour la sélection du départ en défaut.

Par l'enclenchement périodique d'une capacité en parallèle à la bobine de neutre, lors d'un défaut permanent, un signal à fronts raides est superposé au courant homopolaire. Ce signal s'annule dans les courants résiduels des départs sains, alors qu'il peut être retrouvé dans le courant résiduel du départ en défaut [Christgau.82], [Kleebaum.77].

### 2.5.5 Exploitation des harmoniques

L'exploitation des harmoniques est une autre variante pour la sélection du départ en défaut. Notamment l'harmonique 5, due aux non-linéarités des transformateurs, est représentée dans le courant homopolaire du réseau [Christgau.82]. Il faut noter que dans un réseau accordé, le courant de défaut est uniquement compensé pour la fréquence fondamentale, des 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. Selon les caractéristiques du réseau, les relais exploitant les harmoniques peuvent fournir une information plus fiable sur la direction du défaut que les relais wattmétriques. L'inconvénient de cette méthode est qu'elle est tributaire 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 qu'on essaie de supprimer dans les réseaux électriques. Selon ce point de vue, l'injection artificielle d'harmoniques afin d'obtenir un taux minimal [Röhrenbeck.84] semble mal adaptée pour une application d'aujourd'hui.

### 2.5.6 Mise à la terre temporaire

Une méthode relativement rude mais pourtant très efficace est la mise à la terre directe du neutre après un certain temps pendant lequel les défauts auto-extincteurs peuvent disparaître d'eux-mêmes [Agel.68], [Klockhaus.81]. Le défaut se transforme en un court-circuit qui va être détecté par des relais de protection traditionnels.

### 2.5.7 Relais pour les défauts transitoires

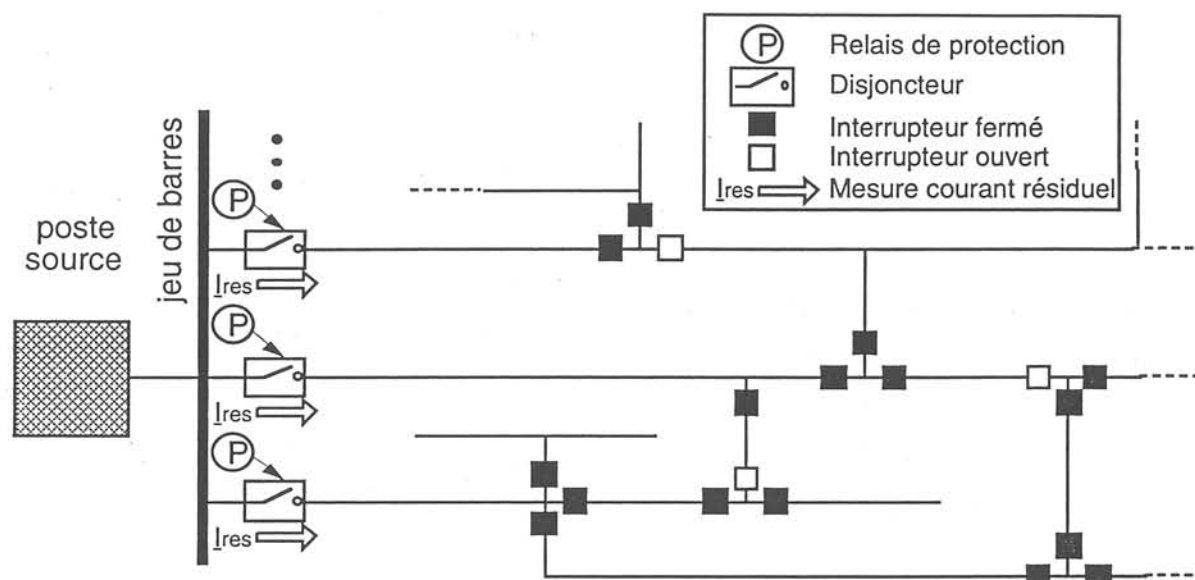
Avec le développement avancé de l'électronique, il est devenu possible de construire des relais assez rapides et sensibles pour exploiter les premières oscillations transitoires [Geise.64], [Kleebaum.77], [Grünert.94]. Ces détecteurs de défaut, installés en plusieurs endroits d'un réseau indiquent la situation d'un défaut non seulement pour les défauts permanents, mais aussi pour les défauts fugitifs. En fonction de l'orientation des premières oscillations du courant et de la tension homopolaire, la



direction du défaut est déterminée. En évaluant l'ensemble des indications, le tronçon en défaut est localisé. Cette méthode nécessite un grand nombre de relais et l'acquisition de l'information de chaque relais.

## 2.6 Traitement de défauts monophasés en France

### 2.6.1 Protection des réseaux de distribution à EDF



**Figure 2.5 :** Situation des disjoncteurs et des interrupteurs dans un réseau de distribution  
(short circuit breaker and interrupter placement in a distribution system)

Chaque départ d'un réseau de distribution est connecté par l'intermédiaire d'un disjoncteur au jeu de barres (fig.2.5). Un disjoncteur est un dispositif qui permet de couper les courants de défauts. Par contre, les interrupteurs situés en plusieurs points stratégiques d'un réseau sont uniquement conçus pour une coupure du courant nominal de charge. De plus, il existe des sectionneurs qui ne permettent des manoeuvres qu'à vide.

Dans les réseaux à neutre compensé de EDF, des relais wattmétriques homopolaires coupent automatiquement, par l'intermédiaire du disjoncteur concerné, le départ en défaut lorsqu'il s'agit d'un défaut non auto-extincteur. Pour les réseaux à neutre compensé, une temporisation des relais de quelques centaines de millisecondes évite l'ouverture du disjoncteur en cas de défaut auto-extincteur.

Ces relais de protection, qui exploitent les tensions et courants de phase, détectent des défauts phase-phase et des défauts monophasés peu résistifs, même pour les réseaux à neutre compensé. Pour la détection de défauts très résistifs, qui sont dans la plupart des cas des défauts permanents, une autre stratégie a été développée.

### 2.6.2 Détection des défauts résistifs

La plupart des méthodes classiques pour la détection de défauts (§.2.5) ne sont pas applicables dans la pratique pour des défauts très résistifs.

Pour les réseaux à neutre compensé, EDF a développé de nouveaux algorithmes qui permettent la détection de défauts très résistifs. Ils sont basés sur l'exploitation des courants et tensions à la fréquence fondamentale mesurés au niveau du poste source [Leitloff.94.b], [NMT.95]. Des tests sur un réseau EDF ont montré qu'une détection de défauts permanents jusqu'à 100 k $\Omega$  est possible en principe [Leitloff.97.b], [Welfonder.97].

Les algorithmes les plus importants sont DESIR (Statique et Dynamique) et DDA [Bergeal.93], [Leitloff.94.b].

L'algorithme DESIR (Détection Sélective par des Intensités Résiduelles) exploite les courants résiduels, mesurés pour chaque départ d'un réseau. A cause de la capacité homopolaire des départs, les vecteurs des courants résiduels de départs sains sont perpendiculaires au vecteur de la tension neutre-terre, à l'exception de faibles imprécisions liées à l'asymétrie des départs. Le vecteur du courant résiduel du départ en défaut est par contre plus déphasé par rapport au vecteur de la tension neutre-terre. Cette composante active qui s'ajoute au courant résiduel du départ en défaut est principalement due à la résistance neutre-terre équivalente de la bobine de compensation.

Une comparaison des phases par l'introduction de valeurs seuils permet la sélection du départ en défaut.

La version dynamique de DESIR utilise le même principe que la version statique, mais exploite la variation des courants résiduels avec l'apparition du défaut. De cette manière des imprécisions dues aux asymétries préexistantes sont éliminées.

L'algorithme DDA (Détection Différentielle en utilisant les Admittances phase-terre) utilise non seulement les variations des vecteurs des courants résiduels mais aussi les tensions phase-terre, la variation de la tension neutre-terre et les admittances phase-terre de chaque départ. Les derniers sont déterminés avant l'apparition du défaut par injection d'un courant dans le point neutre (§.2.3.3) [Leitloff.93,94.a,b].

En utilisant ces grandeurs, l'algorithme calcule une résistance de défaut fictive pour chaque départ. Seul le départ en défaut fournit une valeur valable, qui correspond très bien à la véritable résistance de défaut. Pour les départs sains, l'algorithme fournit des valeurs très élevées et permet de cette manière une sélection du départ en défaut par l'utilisation des valeurs seuils.

### 2.6.3 Localisation de défauts par reconfiguration du réseau

Après la détection d'un défaut permanent, suivi par la coupure du départ en défaut, une partie des consommateurs du réseau sont déconnectés, c'est-à-dire sans alimentation.

L'objectif principal après la coupure d'un départ est la réalimentation rapide de la plupart des charges. Par l'intermédiaire des interrupteurs situés dans des points stratégiques du réseau (fig.2.5) une reconfiguration du réseau est possible. Ainsi, les consommateurs connectés au départ en défaut coupé, peuvent être alimentés par un autre départ. Seul le tronçon en défaut reste non alimenté. Il doit être isolé pour réparer les matériels endommagés. Pour ce faire, il est important de connaître le lieu de

défaut. A l'heure actuelle, une combinaison de trois méthodes est utilisée pour identifier le tronçon en défaut. Dans certains cas cette recherche peut être difficile et d'une durée de quelques heures.

- 1.) Exploitation des indications des détecteurs de défaut, installés dans quelques points du réseau, indiquant la direction du défaut (centralisé ou par visite de ligne).
- 2.) Réalimentation successive des parties coupées du réseau en observant si le défaut est basculé sur un autre départ jusqu'à l'identification du tronçon en défaut (télécommandé et/ou manuel).
- 3.) Visite du départ en défaut par le personnel de service.

Dans le cas de défauts résistifs, les relais de protection ne coupent pas automatiquement le départ en défaut. En utilisant les algorithmes pour la détection de défauts résistifs pendant une reconfiguration systématique du réseau le tronçon en défaut peut être identifié en principe.

Des défauts auto-extincteurs qui durent uniquement pendant de très courtes durées, et qui peuvent endommager le matériel, ne peuvent pas être localisés à l'heure actuelle. La localisation par une reconfiguration du réseau est possible seulement pour les défauts fugitifs réamorçants et pour les défauts permanents.

## 2.7 Objectif de la thèse

EDF a décidé de changer le système de neutre des réseaux de distribution HTA et de passer à une MALT à neutre compensé. Nous avons vu que ce changement améliore d'un côté la qualité de service, mais rend la sélection du départ en défaut et la localisation de défauts plus difficiles. Ceci est dû à un courant de défaut fortement réduit par la bobine de neutre mais également par une croissance du taux de défauts auto-extincteurs.

La localisation n'est pratiquée, aujourd'hui, que pour des défauts permanents ou réamorçants.

En ce qui concerne la sélection du départ en défaut, EDF a trouvé une solution qui résout le problème dans la plupart des cas. Les défauts peu résistifs sont détectés -et éliminés lorsqu'il s'agit d'un défaut non auto-extincteur- par des relais wattmétriques homopolaires.

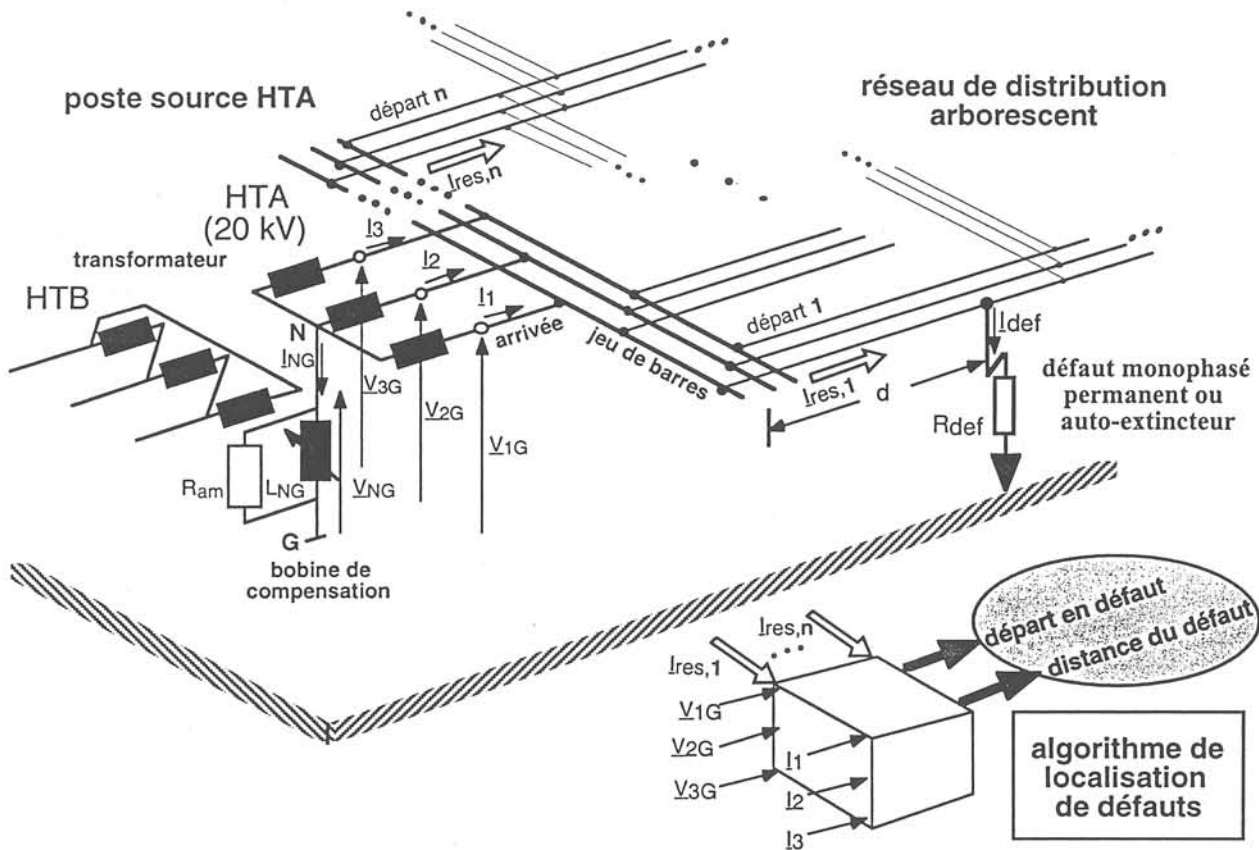
En ce qui concerne la localisation de défauts sur un réseau à neutre compensé, il n'existe jusqu'à présent aucune méthode fiable qui permette de localiser rapidement, à partir du poste-source, le tronçon du réseau en défaut.

Une telle méthode de localisation pourrait servir à identifier plus rapidement le tronçon du réseau en défaut et de permettre ainsi d'accélérer la recherche du défaut et de réalimenter plus rapidement les parties du réseau coupées suite à un défaut permanent. Pour la localisation de défauts résistifs les algorithmes de détection pourraient être utilisés en combinaison avec une reconfiguration du réseau.

Par ailleurs, pour le grand nombre de défauts auto-extincteurs dans un réseau compensé, une telle méthode est utilisable pour vérifier si des matériels (i.e. isolateurs etc. ...) ont été endommagés ou pour éliminer les causes de défauts répétitifs (i.e. branches d'arbre etc. ...). Ces défauts auto-extincteurs sont souvent des défauts francs ou peu résistifs.

L'objectif principal de cette thèse consiste en la conception, le développement et le test d'une approche qui permette de localiser des défauts monophasés francs et peu résistifs de nature auto-extinctrice ou permanente dans un réseau de distribution compensé.

La figure 2.6 illustre l'objectif général de cette approche et montre d'autre part les contraintes que nous nous sommes imposées pour sa réalisation.



**Figure 2.6 :** Schéma symbolisant l'objectif et les contraintes de l'approche pour la localisation de défauts monophasés  
(Diagram showing objective and constraints of the single phase fault location approach)

On cherche à développer un algorithme de localisation pour l'installation au niveau d'un poste source qui localise le lieu ou le tronçon en défaut dans un réseau de distribution arborescent.

Cet algorithme doit uniquement utiliser des grandeurs disponibles au niveau du poste source et non des informations provenant d'un autre point du réseau.

Par ailleurs, seulement les courants de phase et les tensions phase-terre à l'arrivée du jeu de barres doivent être utilisés, à l'exception des courants résiduels de chaque départ et de la tension neutre-terre qui sont également disponibles. Afin d'obtenir une solution simple et moins onéreuse les courants de phase de chaque départ ne doivent pas être utilisés dans un premier temps puisque leur évaluation nécessiterait l'acquisition d'un trop grand nombre de signaux.



## CHAPITRE 3 :

### **L'approche développée pour la localisation de défauts monophasés**



## CHAPITRE 3

### L'APPROCHE DEVELOPPEE POUR LA LOCALISATION DES DEFAUTS MONOPHASES

#### 3.1 Introduction

Dans ce chapitre nous présentons notre approche développée pour la localisation de défauts monophasés dans les réseaux de distribution arborescents à neutre compensé.

Cette approche est basée sur l'exploitation des phénomènes transitoires lors d'un défaut, mieux adaptés que la fréquence fondamentale pour un calcul de la distance de défaut.

Dans une première partie nous étudierons en détail les différents phénomènes transitoires qui apparaissent lors d'un défaut monophasé. Cette étude théorique nous permettra d'une part de vérifier dans quelle mesure l'exploitation de l'un ou l'autre phénomène peut être réalisée dans les conditions que nous nous sommes imposées (§.2.7). D'autre part, elle permet de vérifier les résultats obtenus par des simulations et elle met en évidence quelques restrictions et limites d'application pour notre approche. Par ailleurs, cette étude théorique fournit des bases et des outils importants pour l'interprétation des résultats de l'étude paramétrique.

Dans la deuxième partie de ce chapitre nous discuterons en détail notre approche exploitant ces phénomènes transitoires.

Tout d'abord nous expliquerons la méthode du traitement du signal utilisée qui fournit des grandeurs vectorielles à la fréquence de charge des phases saines du réseau. Cette méthode est basée sur une analyse des spectres obtenus par une transformation de Fourier.

Ensuite nous présenterons la stratégie pour le calcul de la distance de défaut basée sur un modèle du réseau. Un aspect intéressant est la prise en compte de toutes les branches d'un réseau arborescent par un algorithme récursif qui permet le calcul automatisé d'une structure radiale quelconque.

Pour la modélisation des lignes aériennes et des câbles nous proposerons une liste des modèles dont nous allons sélectionner les plus performantes dans le Chapitre 4. Une méthode d'estimation de la résistance de défaut, qui représente une inconnue dans notre approche, sera également proposée.

Finalement un organigramme donnera une vue d'ensemble sur toutes les fonctionnalités de l'approche de localisation.



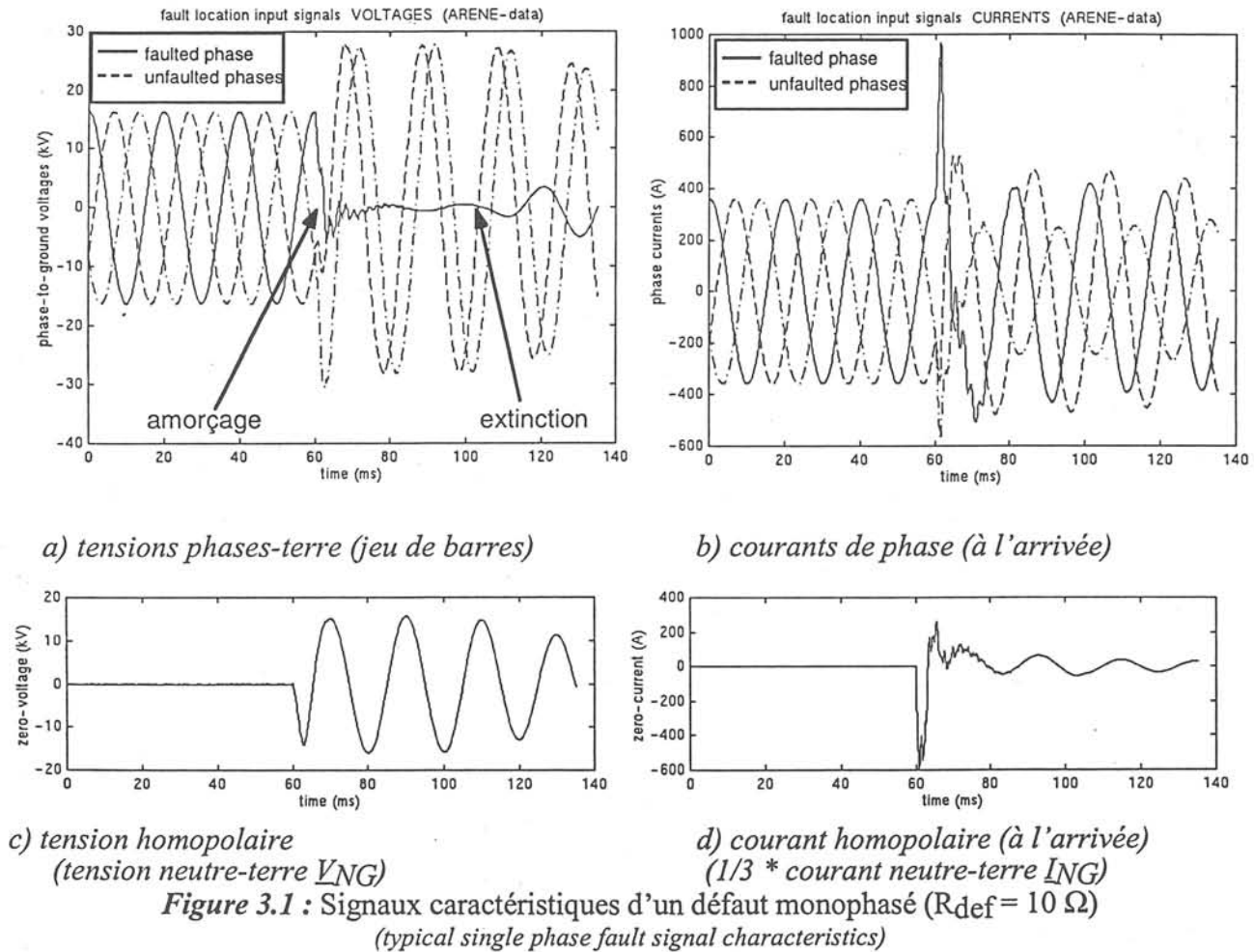
## 3.2 Etude théorique des phénomènes transitoires lors d'un défaut

### 3.2.1 Origine et types des phénomènes transitoires

Nous avons expliqué le principe de la compensation des courants capacitifs à l'aide d'un diagramme vectoriel simplifié (§.2.3.2). Ce diagramme a montré uniquement la variation des grandeurs à 50 Hz lors d'un défaut monophasé.

En plus de la fréquence fondamentale, il peut exister dans un réseau, des oscillations libres lors de l'apparition d'un défaut. Ces phénomènes sont à caractère transitoire et sont dus à un changement entre deux états établis différents du système.

Des signaux caractéristiques d'un défaut monophasé ont été simulés avec le simulateur de réseau ARENE (chap. 5) (fig.1).



En général, nous pouvons distinguer trois types d'oscillations libres caractéristiques lors d'un défaut [Pundt.63].

- la décharge de la phase en défaut,
- la charge des deux phases saines,
- et la réaction de la bobine du neutre.

Ces trois phénomènes ont lieu simultanément et se superposent au courant de charge du réseau à la fréquence fondamentale.

Par contre, ils peuvent être examinés indépendamment selon la loi de superposition. La figure 3.2 montre la vue d'ensemble des trois phénomènes des parties du réseau impliquées.

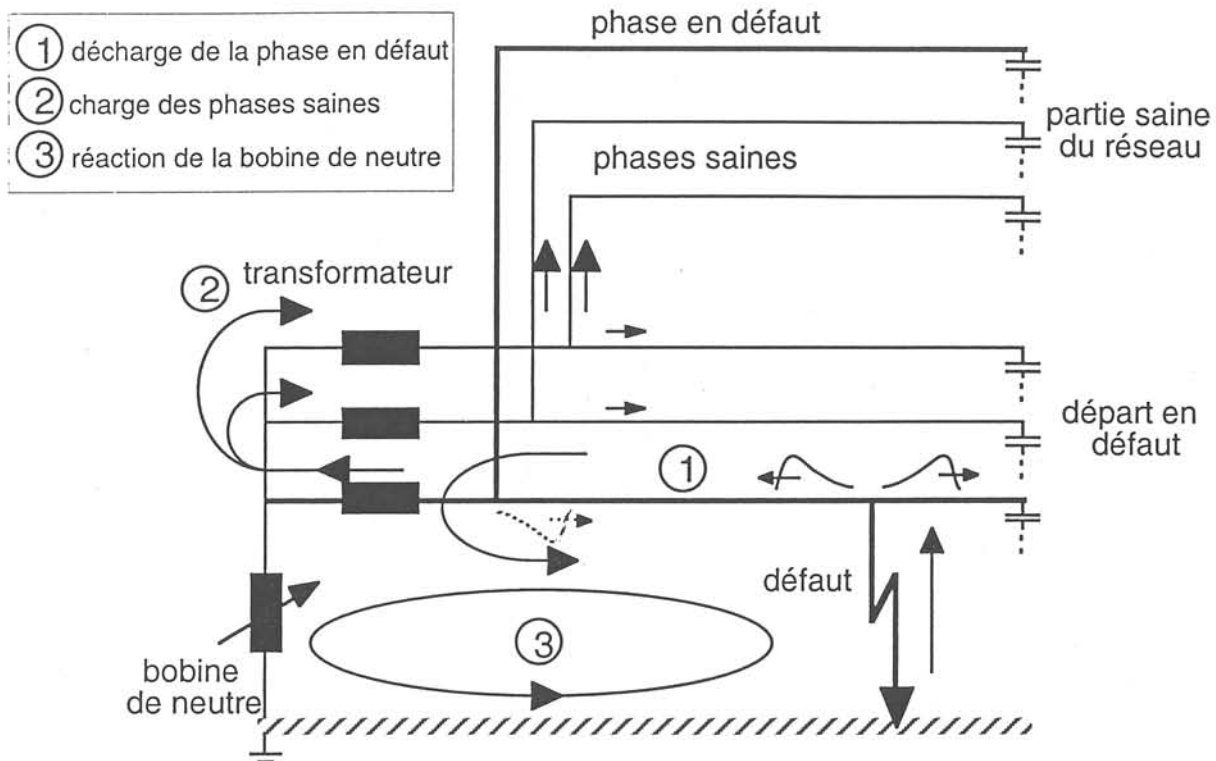


Figure 3.2 : Types d'oscillations libres lors d'un défaut monophasé  
(oscillations due to a single phase fault)

La décharge de la phase en défaut crée des oscillations à fréquence élevée (1-100 kHz) dans le départ en défaut. La partie saine du réseau est moins concernée. Ces oscillations sont dues à une propagation d'ondes à partir du lieu du défaut et à leur réflexion au niveau du transformateur (§.3.2.2).

Dans un réseau arborescent d'autres points de réflexions peuvent s'ajouter en fonction de la géométrie du réseau et du lieu de défaut. La durée de ce phénomène est d'environ 10 à 100 ms.

La charge des phases saines est caractérisée par des oscillations à moyenne fréquence (150-300 Hz). Leur origine est la variation rapide du module de la tension neutre-terre, qui passe d'une valeur très faible à une valeur qui correspond à la tension simple nominale, si le défaut est peu résistif (§.2.4.2). Les tensions des phases saines augmentent en conséquence d'un facteur  $\sqrt{3}$  par rapport à leurs valeurs initiales [Leitloff.94.a-c,95,97.a].

Le changement rapide de ces potentiels entraîne un courant de charge des phases saines du réseau. Ce courant subit une oscillation amortie à cause des inductances, capacités et résistances dans le circuit. Il circule à partir du défaut entre les capacités des phases saines et les inductances du transformateur et du conducteur en défaut. La durée de ce phénomène est d'environ 5 à 80 ms.

La réaction de la bobine de neutre ne consiste pas uniquement en une oscillation sinusoïdale, mais aussi en un courant continu exponentiellement amorti, qui s'ajoute au courant neutre-terre à la fréquence fondamentale. Cette composante dépend principalement de l'instant d'amorçage du défaut.

Très souvent le défaut apparaît au maximum de tension de la phase concernée. Dans ce cas le courant neutre-terre est purement sinusoïdal et correspond à l'inversion du courant capacitif, si le réseau est bien accordé.

Si le défaut apparaît par contre au passage par zéro de la tension, l'amplitude du courant exponentiellement amorti est maximale et correspond au premier instant à l'amplitude du courant neutre-terre en régime établi. Dans ce cas, des amplitudes initiales deux fois plus élevées par rapport au courant capacitif sont possibles.

La durée de la période transitoire est de l'ordre de 100 ms. Elle dépend des paramètres du réseau.

La fréquence et l'amortissement des oscillations libres dépendent des paramètres du réseau et de la résistance de défaut. Leur amplitude dépend en plus de l'instant de l'amorçage. Souvent le défaut apparaît au maximum de la tension de la phase concernée. Dans ce cas, l'amplitude des oscillations libres est maximale. En revanche, la réaction de la bobine de neutre est minimale. Une étude détaillée, basée sur des considérations théoriques et des résultats expérimentaux peut être trouvée dans [Pundt.63].

Pour notre approche de localisation, il n'est pas nécessaire de calculer analytiquement la fréquence et l'amortissement des phénomènes transitoires. Dans les paragraphes suivants nous présenterons par contre des méthodes approchées pour le calcul de ces grandeurs, qui peuvent servir à vérifier les résultats numériques, à expliquer l'influence de différents paramètres et à identifier les limites ainsi que les points sensibles de notre approche.

A l'extinction du défaut, on observe une autre oscillation amortie dans le système homopolaire. Elle est indépendante des phénomènes décrits à l'amorçage du défaut. Sa fréquence dépend du désaccord du réseau, elle est de 50 Hz si le réseau accordé. On estime que, pour les réseaux français, sa fréquence est comprise entre 30 et 80 Hz. Puisque le défaut a disparu ce phénomène n'est pas utilisable pour la localisation de défaut. En revanche, si le défaut s'éteint rapidement et si la fréquence de cette oscillation est très proche de la fréquence de charge, il peut gêner l'exploitation des signaux pour la localisation de défauts. Pour des réseaux accordés par contre, la séparation de ces deux phénomènes par filtrage est possible et permet donc la localisation de défauts de très courte durée (extinction comprise dans les signaux exploités)

### 3.2.2 Décharge de la phase en défaut

Pour le calcul approché de la fréquence de l'oscillation libre due à la décharge de la phase en défaut, nous pouvons utiliser un schéma équivalent à paramètres discrets (fig. 3.3) ( $\Delta l$  faible) [Pundt.63].

Lors de l'apparition d'un défaut, représenté par la fermeture de l'interupteur D, des ondes électromagnétiques se propagent dans les deux sens du conducteur. Nous nous intéressons uniquement à celle qui se propage à partir du lieu de défaut vers le transformateur au poste source où nous mesurons les signaux.

La vitesse de propagation est déterminée par les paramètres caractéristiques  $Lp'$  et  $Cg'$ .

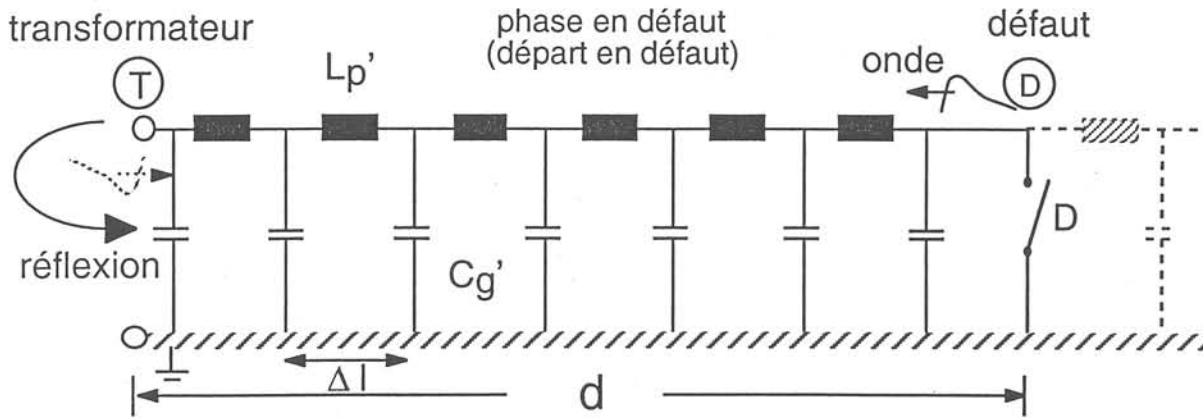


Figure 3.3 : Schéma équivalent pour la décharge de la phase en défaut  
(equivalent circuit diagram for discharge of the faulted phase)

Le transformateur peut être considéré comme une extrémité ouverte de la ligne à cause de son inductance élevée, le défaut représente en revanche une extrémité fermée. Nous connaissons donc les deux points principaux de réflexion dont les conditions limites sont déterminantes pour une réflexion simple ou une réflexion avec inversion du signe de l'onde de tension et de l'onde de courant.

- au transformateur :  $V = V_{\max}$ ,  $I = 0$
- au défaut :  $V = 0$  (défaut franc),  $I = I_{\max}$

Une période complète de cette oscillation de décharge consiste en quatre durées de propagation entre les points D et T (D-T-D-T-D). Avec la vitesse  $v$  de propagation (éq. 3.1) nous connaissons la fréquence de décharge dans un circuit non amorti (éq. 3.2).

$$v = \frac{1}{\sqrt{L'_p C'_g}} \quad (3.1)$$

$$f_{\text{décharge}} \approx \frac{v}{4d} = \frac{1}{4d \sqrt{L'_p C'_g}} \quad (3.2)$$

La fréquence de l'oscillation de décharge dépend donc, en plus des paramètres linéiques, du lieu du défaut. Plus le lieu du défaut est proche du poste source, plus la fréquence de décharge est élevée.

La fréquence de décharge est indépendante de la taille et de la structure de la partie saine du réseau.

### 3.2.3 Charge des phases saines

La charge des deux phases saines est un phénomène à moyenne fréquence. Nous ne pouvons pas appliquer la théorie de la propagation des ondes mais nous utilisons un schéma équivalent simplifié pour déterminer la fréquence propre de cette oscillation (fig. 3.4).

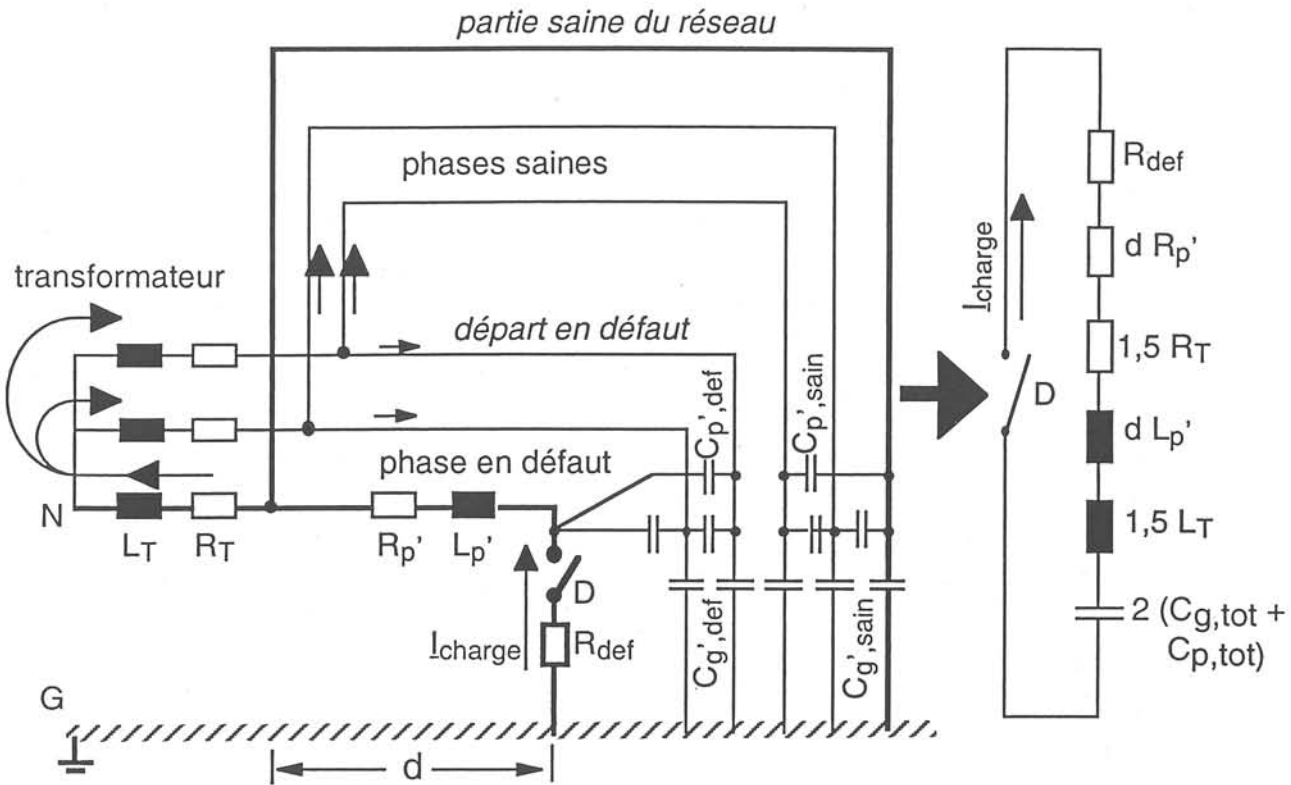


Figure 3.4 : Schéma équivalent simplifié pour la charge des deux phases saines  
 ( $C_{g,tot}$  = capacité phase-terre totale d'une phase ;  $C_{p,tot}$  = capacité totale entre deux phases)  
 (simplified equivalent circuit for charge of the two unfaulted phases)

Pour ce phénomène rapide nous pouvons négliger la bobine de neutre à cause de sa grande inductance. Le courant de charge passe directement à travers le transformateur et se répartit dans les deux phases saines du réseau en parallèle. En fonction de la taille du réseau, seule une petite partie du courant traverse les phases saines du départ du défaut. La plus grande partie passe dans l'ensemble des départs sains.

Le branchement en parallèle de toutes les phases saines nous permet de concentrer leurs capacités phase-terre et entre-phases en une capacité équivalente et de négliger leurs résistances et inductances linéiques.

Le schéma équivalent utilisé se réduit donc à un simple circuit oscillant série (fig. 3.4).

En négligeant les parties résistives pour le moment nous obtenons une estimation de la fréquence de charge (éq. 3.3). L'influence de l'amortissement sera étudiée séparément.

$$f_{charge} \approx \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{1}{\sqrt{(1,5 L_T + d L_p')^2 (C_{g,tot} + C_{p,tot})}} \quad (3.3)$$

Nous constatons que la fréquence de charge dépend principalement de l'inductance  $L_p$  du conducteur entre le défaut et le poste source, de l'inductance  $L_T$  du transformateur et de la capacité de la partie saine du réseau. En cas de présence d'une bobine de création de point de neutre (BPN), il faut tenir compte de l'inductance et de la résistance de cette dernière dans le paramètre  $L_T$ .

Contrairement à la fréquence de décharge, non seulement les paramètres linéiques du départ en défaut mais aussi la taille, la structure et la composition du réseau entier interviennent.

Comme pour le phénomène de décharge, la fréquence de l'oscillation de charge est plus élevée, lorsque le défaut est plus proche du poste source.

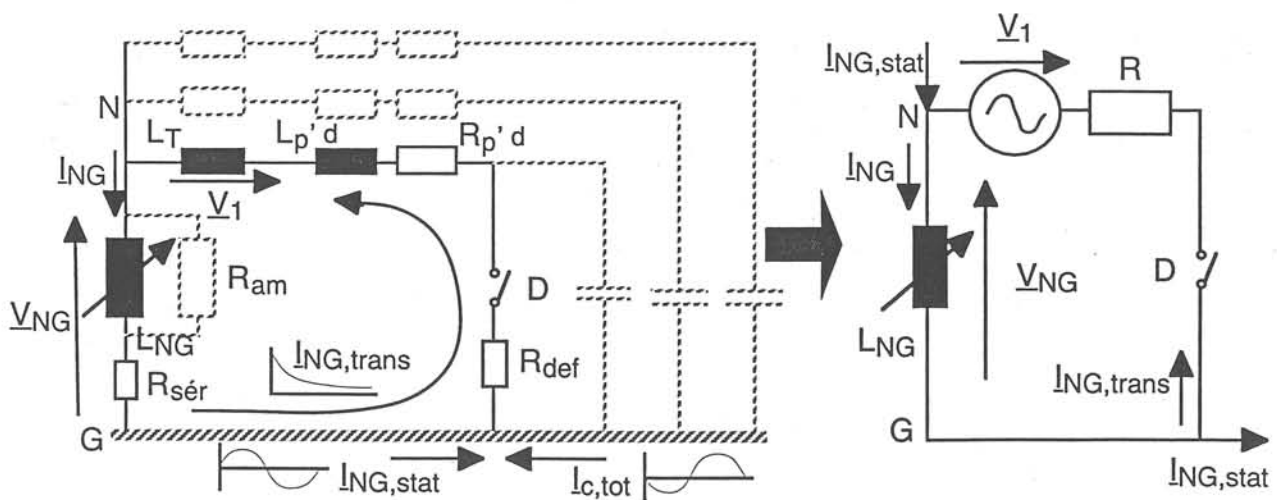
### 3.2.4 Réaction de la bobine de neutre

L'inductance de la bobine de neutre est en général très élevée par rapport aux inductances linéiques. Elle dépend, dans un réseau compensé, du courant capacitif, lui-même déterminé par la taille et par la composition du réseau.

Dans le cas d'un défaut franc, la bobine de neutre est soumise à la tension simple du réseau immédiatement après l'amorçage du défaut (§.2.4.2). Un courant neutre-terre  $I_{NG}$  est induit, qui se compose en général d'une partie stationnaire ( $I_{NG,stat}$ ) et d'une partie transitoire ( $I_{NG,trans}$ ) (fig. 3.5).

Dans le cas d'un réseau bien accordé, la partie stationnaire correspond au courant capacitif du système, la partie transitoire consiste en un courant à décroissance exponentielle. Son amplitude dépend du moment d'amorçage du défaut.

Nous pouvons mieux étudier la réaction transitoire de la bobine de neutre à l'aide d'un schéma équivalent simplifié réduit à un simple circuit R-L en série (fig. 3.5) [Pundt.63]. Il est valable pour le courant  $I_{NG,trans}$  pour lequel nous pouvons négliger les capacités. La partie  $I_{NG,stat}$  du courant circule dans les capacités et compense à l'accord du réseau le courant capacitif  $I_{c,tot}$ . La résistance représente l'ensemble des éléments amortissants dans le circuit, y compris la résistance de défaut et la résistance linéique du conducteur en défaut. Pour les réseaux de distribution français nous devons également prendre en compte la résistance d'amortissement  $R_{am}$  en parallèle par rapport à la bobine.



a) schéma simplifié

b) circuit R-L réduit

Figure 3.5 : Schéma équivalent pour la réaction de la bobine de neutre  
(equivalent circuit for the neutral coil reaction)

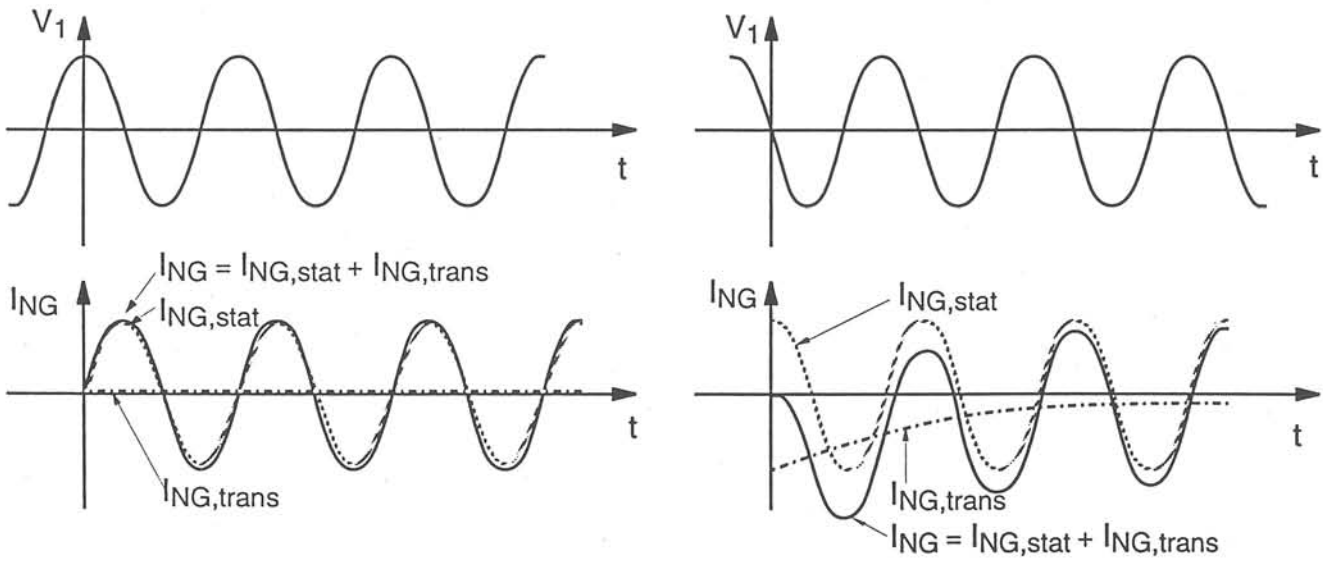
Le courant dans la bobine de neutre peut être déterminé en utilisant l'équation différentielle du circuit [Pundt.63] (éq. 3.4).

$$v_1(t) = \hat{v}_1 \cos(\omega t + \varphi_v) = - \left( L_{NG} \frac{d i_{NG}(t)}{dt} + R i_{NG}(t) \right) \quad (3.4)$$

$$i_{NG}(t) = - \frac{\hat{v}_1}{\sqrt{R^2 + (\omega L)^2}} \left[ \cos(\omega t + \varphi_i) - \cos(\varphi_i) e^{-\frac{R}{L}t} \right] \quad (3.5)$$

$$\varphi_v - \varphi_i = - \arctan\left(\frac{\omega L}{R}\right) \quad (3.6)$$

Pour le cas d'un défaut franc ( $R \ll \omega L$ ) nous obtenons un déphasage de  $\varphi_v - \varphi_i = -90^\circ$ . Dans la plupart des cas, le défaut apparaît au maximum de tension ( $\varphi_v = 0$ ). Ici  $\varphi_i$  est égale à  $-90^\circ$ , donc  $\cos(\varphi_i)$  est égale à zéro. Nous obtenons un courant  $I_{NG}$  purement sinusoïdal (fig. 3.6a). En revanche, dans le cas extrême d'un défaut au passage par zéro de la tension ( $\varphi_v = 90^\circ$ ), l'amplitude de la partie exponentielle du courant neutre-terre est maximale (éq. 3.5). En fonction de l'amortissement la première amplitude peut être presque deux fois plus élevée que celle du courant stationnaire (fig. 3.6b). Nous trouverons également une partie exponentielle dans la tension neutre-terre.



a) défaut au maximum de tension ( $\varphi_v = 0$ )

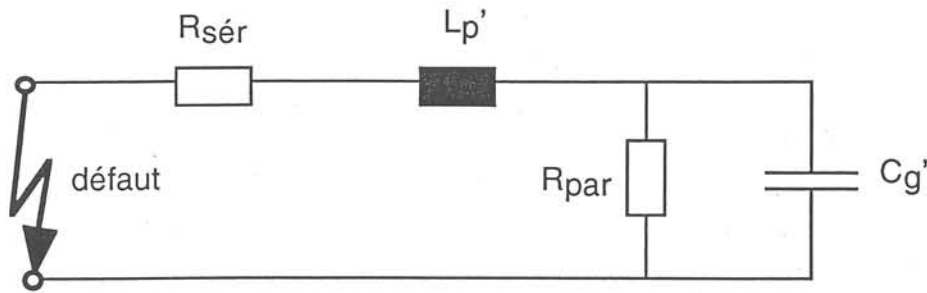
b) défaut au passage par zéro ( $\varphi_v = 90^\circ$ )

**Figure 3.6 :** Courant de neutre  $I_{NG}$  lors d'un défaut peu résistif  
(neutral-to-ground current during a low resistive earth fault)

### 3.2.5 Amortissement des oscillations de charge et de décharge

Nous pouvons distinguer deux types d'amortissement dans une ligne ou dans un câble. L'amortissement en série ( $R_{sér}$ ) tient compte des résistances du conducteur, du transformateur, de la terre et du défaut. En revanche, l'amortissement en parallèle ( $R_{par}$ ) tient compte des charges actives, des résistances de fuite et des pertes couronne des lignes ainsi que pertes diélectriques des câbles.

En pratique les paramètres contribuant à l'amortissement en série peuvent être déterminés facilement. L'amortissement en parallèle par contre, est difficile à calculer dans un réseau réel.



**Figure 3.7 :** Prise en compte de l'amortissement [Pundt.63]  
(consideration of damping)

[Pundt.63] a effectué un grand nombre de mesures sur des défauts monophasés. Il a constaté que l'amortissement total de l'oscillation de décharge est relativement faible, alors que sa fréquence est très élevée. L'amortissement de l'oscillation de charge est plus important. C'est cette oscillation qui sera utilisée pour notre approche de localisation de défauts. Deux effets doivent être considérés:

- l'influence de l'amortissement sur la fréquence de l'oscillation,
- et l'influence de l'amortissement sur l'amplitude de l'oscillation.

[Pundt.63] définit une constante  $k$  pour l'amortissement de la manière suivante :

$$k = k_{\text{ser}} = \frac{R_{\text{ser}}}{Z} \quad (\text{amortissement en série uniquement}) \quad (3.7)$$

$$k = k_{\text{par}} = \frac{Z}{R_{\text{par}}} \quad (\text{amortissement en parallèle uniquement}) \quad (3.8)$$

$$Z = \sqrt{\frac{L'_p}{C'_g}} \quad (3.9)$$

Il obtient pour l'influence de l'amortissement sur la fréquence [Pundt.63]:

$$f_{\text{charge,amort}} = f_{\text{charge}} \sqrt{1 - \frac{k^2}{4}} \quad (3.10)$$

et pour l'influence de l'amortissement sur l'enveloppe de l'amplitude ( $\text{env}_0$  = amplitude de l'oscillation non-amortie):

$$\text{env}(t) = \text{env}_0 e^{-(\pi k f_{\text{charge}}) t} \quad (3.11)$$

La constante  $k$  varie en théorie entre 0 (pas d'amortissement) et 2 (limite apériodique). Pour des valeurs supérieures à 2 (atteintes par exemple avec une très grande résistance de défaut) les deux phases saines du système se chargent lentement sans oscillation libre. [Pundt.63] qui a conduit et évalué une série de test d'un grand nombre de défauts sur les réseaux de distribution de l'Allemagne de l'Est a observé une valeur d'environ 0,5 pour un réseau faiblement amorti et de 1...2 pour des



résistances de défaut plus élevées. On estime que ces valeurs sont différentes pour les réseaux de distribution français.

Pour des défauts peu résistifs l'influence de l'amortissement sur la fréquence est très faible (§.3.10), par contre son influence sur l'amplitude est plus importante (§.3.11).

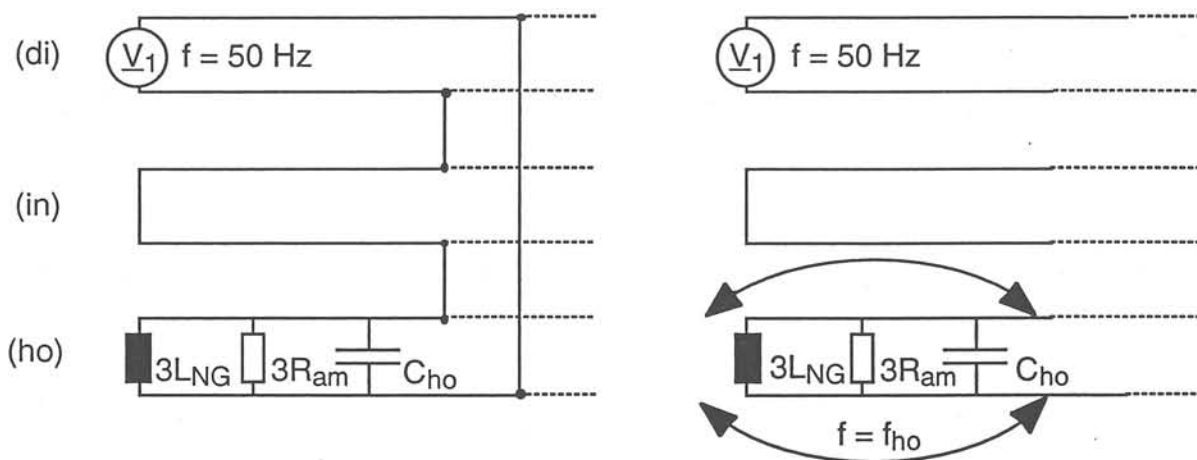
### 3.2.6 Oscillation amortie après l'extinction du défaut

Un phénomène très caractéristique pour les réseaux compensés est l'oscillation faiblement amortie après l'extinction d'un défaut [Poll.82], [Pundt.63]. Pendant un défaut franc, le système homopolaire est directement soumis à la tension simple nominale de la phase en défaut (fig. 3.8a). La fréquence d'excitation est la fréquence fondamentale de 50 Hz. Si le défaut disparaît, le système homopolaire devient indépendant de la source du système direct (fig. 3.8b) et oscille avec sa fréquence propre  $f_{ho}$  (éq. 3.12). L'oscillation est amortie par la fonction exponentielle (éq. 3.14).

$$f_{ho} = \frac{1}{\sqrt{3} L_{NG} C_{ho}} \quad (3.12)$$

où  $C_{ho} = \frac{C_{1G} + C_{2G} + C_{3G}}{3}$  (3.13)

$$\exp^{-t/T} = \exp^{-t/(2(3R_{am})C_{ho})} \quad (3.14)$$



a) pendant le défaut

b) après l'extinction du défaut

Figure 3.8 : Schémas équivalents simplifiés du système homopolaire d'un réseau compensé.  
(simplified equivalent circuits of a compensated system's zero-sequence system)

Dans le cas d'un réseau bien accordé la fréquence propre  $f_{ho}$  du système homopolaire est de 50 Hz. La tension neutre-terre diminue de façon exponentielle (éq. 3.14) et la tension phase-terre augmente alors lentement en s'approchant de la même manière de la tension  $v_1(t)$  imposée (fig. 3.9a). La période de transition relativement longue (100 ms) favorise, dans le cas d'une ligne aérienne, la désionisation de l'air qui empêche une répétition du défaut avec l'augmentation de la tension phase-terre.

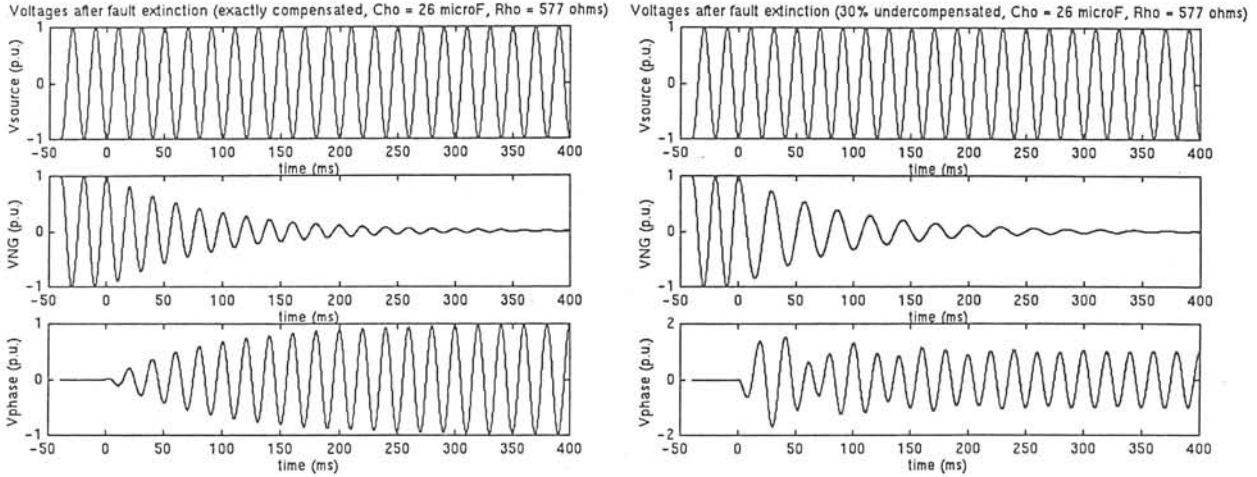
En revanche, si le réseau n'est pas exactement compensé, la fréquence propre  $f_{ho}$  du système homopolaire est différent de la fréquence fondamentale (éq. 3.15). Nous obtenons le phénomène de

battement avec à la fréquence  $f_{\text{bat}}$  (éq. 3.17) dans la tension phase-terre (éq. 3.16) lié avec une augmentation plus rapide de la tension (fig. 3.9b).

$$v_{\text{NG}}(t) = \hat{v}_1 [\cos(\omega_{\text{ho}} t + \varphi) \exp^{-t/(2(3R_{\text{am}}) C_{\text{ho}})}] \quad (3.15)$$

$$v_{\text{IG}}(t) = \hat{v}_1 [\cos(\omega t + \varphi) - \cos(\omega_{\text{ho}} t + \varphi) \exp^{-t/(2(3R_{\text{am}}) C_{\text{ho}})}] \quad (3.16)$$

$$f_{\text{bat}} = f_{\text{fond}} - f_{\text{ho}} \quad (3.17)$$



a) réseau accordé

b) réseau soucompensé (-30%)

Figure 3.9 : Comportement des tensions après l'extinction ( $t = 0$ ) d'un défaut monophasé ( $R_{\text{am}} = 577\Omega$ ,  $I_{\text{c,tot}}=280\text{A}$ )  
(voltage behavior after single phase fault extinction)

### 3.2.7 Exploitation des phénomènes et outils nécessaires

Théoriquement toutes les fréquences peuvent être utilisées pour le calcul du lieu du défaut. Nous devons par contre nous concentrer sur des phénomènes qui transportent suffisamment d'énergie afin de réduire les erreurs de mesures [Igel.90], [Maun.95], [Koglin.88].

Pour la localisation de défaut il existe donc trois phénomènes à exploiter :

- l'oscillation fondamentale,
- l'oscillation de décharge,
- et l'oscillation de charge.

Les signaux nécessaires pour l'exploitation de ces trois phénomènes sont disponibles au niveau du poste source et contiennent une information sur la distance de défaut.

L'oscillation due à l'extinction d'un défaut ne peut pas être exploitée, car avec la disparition du défaut, nous perdons logiquement l'information sur sa distance (§.3.2.6).

Dans la pratique, des contraintes au niveau fiabilité de l'information et précision de mesures, souvent liées avec des aspects financiers, doivent en plus être prises en compte.

Avec ces contraintes, nous avons choisi la troisième possibilité, l'exploitation de l'oscillation de charge, et abandonnons les deux autres pour les raisons suivantes :

- L'oscillation fondamentale est exploitée par les protections des réseaux pour tout niveau de tension et pour la localisation de défauts dans les réseaux mis à la terre directement ou par une faible impédance de limitation. Par contre, la localisation de défauts monophasés dans les réseaux HTA est plus délicate lorsqu'il s'agit des réseaux compensés. Ici, la composante 50 Hz du courant de défaut est très faible par rapport au courant de charge, si le réseau est bien accordé. L'exploitation de cette fréquence pour l'estimation de la distance de défaut serait donc obtenue avec de grandes imprécisions.

- La fréquence de l'oscillation de décharge ne dépend que des paramètres linéiques du départ en défaut et de la distance du défaut (éq.2.2). Son exploitation aurait l'avantage que seuls les paramètres du conducteur entre le poste source et le défaut seraient pris en compte. En pratique, cette fréquence peut être tellement élevée pour des défauts proches, que la fréquence d'échantillonnage des perturbographes actuels est insuffisante. A l'heure actuelle, les perturbographes les plus performantes installés dans quelques postes sources de EDF ont une fréquence d'échantillonnage de 10 kHz. Cette fréquence est trop basse pour une exploitation de l'oscillation de décharge (tab.2.1).

Le deuxième point faible de cette approche est probablement le nombre important de points de réflexion supplémentaires pour un défaut éloigné dans un réseau arborescent. Il resterait à vérifier jusqu'à quel degré ces réflexions perturbent le signal principal de décharge et quel est leur influence sur le résultat.

- L'oscillation de charge par contre, semble très appropriée pour la localisation de défauts. Elle transporte suffisamment d'énergie pour garantir des résultats précis, et les fréquences de charge sont situées dans une bande "raisonnable".

Le tableau 3.1 permet une comparaison des fréquences de décharge et de charge estimées pour un défaut franc sur une ligne ou un câble en fonction de la distance. Nous avons choisi des valeurs représentatives pour les inductances linéiques de la ligne (1,6 mH/km) et du câble (0,2 mH/km), ainsi que pour la capacité phase-terre de la ligne (6,5 nF) et la capacité de la partie saine du réseau (23 µF). Le transformateur (30 MVA) est représenté avec une inductance de 5 mH par phase.

Elément	Distance de défaut (km)	f <sub>décharge</sub> (kHz)	f <sub>charge</sub> (Hz)
ligne	1	81	246
câble	1	37	267
ligne	5	16	188
câble	5	8	255
ligne	20	4	118
câble	20	2	218

**Tableau 3.1** : Fréquences de décharge et de charge estimées pour de différentes distances de défaut (éq.3.2 et 3.3)

*(charge and discharge frequencies estimated for different fault distances)*

Tout d'abord il est évident qu'une fréquence d'échantillonnage de 10 kHz est largement suffisante pour l'enregistrement d'oscillations de charge alors qu'elle est trop faible pour l'exploitation de la

fréquence de décharge. Même si le réseau est plus petit, les fréquences de charge restent relativement faibles. Ceci est dû à la capacité totale du réseau (§.3.2.3).

Ensuite, si le réseau n'est pas trop grand et le défaut pas trop éloigné, les fréquences de charge sont bien distinctes de la fréquence fondamentale .

Une autre contrainte à respecter pour l'exploitation des signaux est l'enregistrement synchrone de toutes les voies d'entrée. Lorsque le déphasage des signaux d'entrée est une information importante, il faut choisir des perturbographes n'utilisant pas un système de multiplexage. Des perturbographes, qui respectent cette contrainte et qui possèdent une fréquence d'échantillonnage suffisamment élevée, sont disponibles.

### 3.3 Description détaillée de l'approche

#### 3.3.1 Le principe général

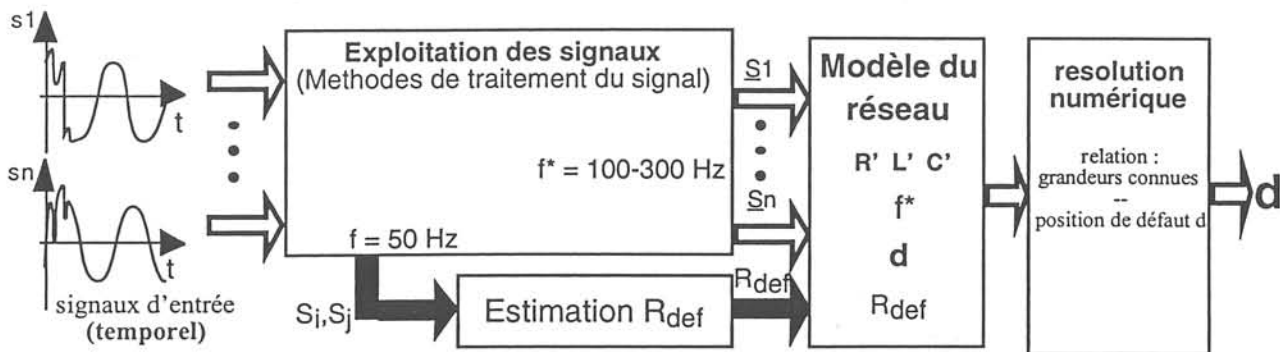


Figure 3.10 : Schéma bloc du principe général pour la localisation de défauts  
(general principle of the fault location approach)

Selon l'objectif que nous nous sommes fixé pour notre approche (§.2.7) nous pouvons utiliser les signaux suivants par la localisation de défauts :

- $\underline{V}_{1g}, \underline{V}_{2g}, \underline{V}_{3g}$  : tensions phase-terre (jeu de barres)
- $\underline{I}_{1g}, \underline{I}_{2g}, \underline{I}_{3g}$  : courants de phases 1,2,3 (de l'arrivée)
- $\underline{V}_{NG}$  : tension neutre-terre
- $\underline{I}_{NG}$  : courant neutre-terre
- $\underline{I}_{res,i}$  : courant résiduel des départs ( $i = 1 \dots n$  départ)

Nous pouvons supposer pour la suite, que ces signaux seront enregistrés en permanence, simultanément et avec une fréquence d'échantillonnage suffisante (§.3.2.7).

Puisque il n'est pas nécessaire de réaliser la localisation de défauts en temps réel, nous pouvons exploiter ces enregistrements avec un délai de quelques périodes. De cette manière, nous disposons de l'information sur les grandeurs électriques avant, pendant et éventuellement après un défaut.

Notre approche pour la localisation de défauts monophasés est basé sur des calculs utilisant des grandeurs vectorielles complexes à une fréquence fixe. Cette fréquence n'est pas la fréquence fondamentale de 50 Hz mais la fréquence de l'oscillation de charge des phases saines du réseau (§.3.2.7).

La figure 3.10 montre le principe générale de l'approche.

Dans un premier temps nous déterminons à partir des signaux ( $s_1 \dots s_n$ ) enregistrés au poste source, des vecteurs complexes ( $\underline{S}_1 \dots \underline{S}_n$ ) correspondants à la fréquence de charge  $f^*$ . Ensuite nous utilisons un modèle du réseau entier, qui dépend, hormis de la distance "d" du défaut, des paramètres linéiques  $R, L, C$ , de la fréquence  $f^*$  et de la résistance de défaut  $R_{def}$ . Lorsqu'il s'agit des vecteurs à une fréquence  $f^*$  fixe, les règles de calcul connues pour des réseaux à 50 Hz peuvent être appliquées. La fréquence  $f^*$  intervient par contre également dans le calcul des impédances du réseau.

Si les vecteurs d'entrée ainsi que tous les paramètres du réseau sont connus, il est possible de déterminer la seule inconnue, la distance de défaut "d", par une seule équation. Cette équation complexe est normalement d'ordre élevé en fonction de la taille et du modèle du réseau. Nous

obtenons ces solutions par résolution numérique et nous sélectionnons la solution valable par des critères de plausibilité.

Dans la pratique, une deuxième inconnue est la résistance de défaut. Pour sa détermination nous utilisons une méthode d'estimation basée sur l'exploitation des tensions à la fréquence fondamentale (§.3.3.6).

### 3.3.2 Exploitation des signaux

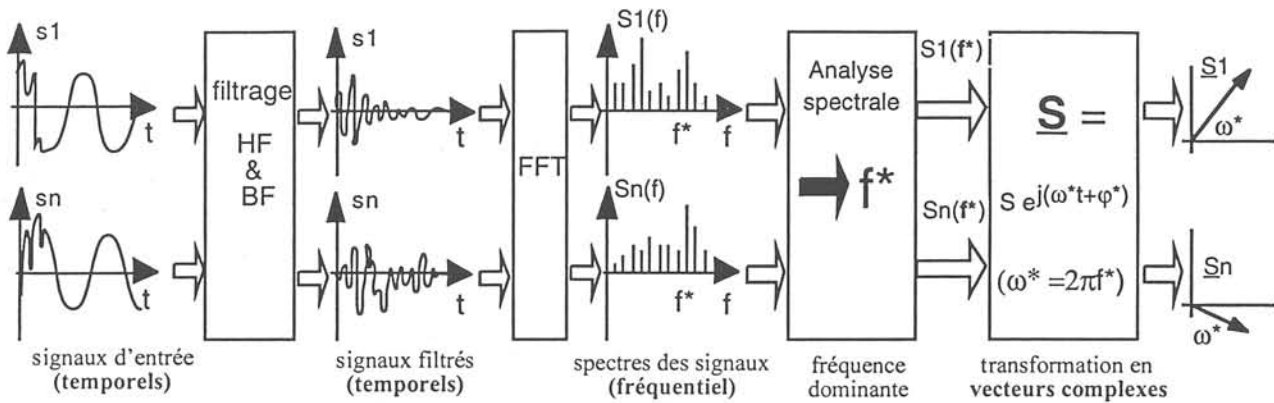


Figure 3.11 : Schéma bloc pour l'exploitation des signaux en utilisant la méthode de la FFT  
(fault signal exploitation using the FFT method)

La partie traitement du signal joue un rôle important dans notre approche. Elle transforme les signaux d'entrée en vecteurs complexes à la fréquence de charge (fig.3.11). Nous avons appliqué une stratégie basée sur l'évaluation des spectres fréquentiels obtenus par une Transformation de Fourier Rapide (Fast Fourier Transform, FFT). Cette méthode a été proposée par [Igel.90,91,93], [Koglin.88], [Schegner.89] pour la localisation de défauts dans un type de réseau de distribution différent, composé de départs non arborescents. Nous avons élargi cette application pour les réseaux de distribution à structure mixte et fortement arborescente. Cette méthode de traitement de signal consiste en principe en quatre étapes que nous allons présenter dans les paragraphes suivants.

D'abord nous effectuons un filtrage des signaux d'entrée par un filtre passe-haut à 80 Hz. Ensuite les signaux filtrés sont transformés dans le domaine fréquentiel par la FFT. A l'aide d'une comparaison des spectres de la tension et du courant homopolaire, les fréquences propres sont obtenues. La fréquence dominante  $f^*$ , fortement représentée dans tous les signaux est choisie pour le calcul du lieu du défaut. Cette fréquence correspond dans la plupart des cas à la fréquence de charge des phases saines du réseau.

La FFT fournit finalement les amplitudes et les phases des vecteurs correspondants pour toutes les grandeurs ( $S_1 \dots S_n$ ) utilisées.

Dans le chapitre 6 nous allons proposer une deuxième méthode pour la transformation des signaux d'entrée en vecteurs complexes. Cette méthode, qui utilise la transformation de Prony, a certains avantages par rapport à la FFT. Elle remplace toute la partie "traitement de signal" (fig. 3.10 et 3.11) et fournit directement les vecteurs ( $S_1 \dots S_n$ ) recherchés.

### 3.3.2.1 Filtrage des signaux

Deux filtrages des signaux d'entrée sont effectués dans notre approche. D'abord la fréquence fondamentale est retirée de tous les signaux par un filtre passe-haut à 80 Hz. Ensuite nous supprimons les fréquences supérieures à 2500 Hz (la moitié de la fréquence de Nyquist) pour éviter leur considération dans l'analyse spectrale.

Nous utilisons des filtres numériques FIR (Finite Impulse Response) [Mat\_Sig\_Proc.94], qui ont l'avantage d'être stables même pour les signaux non périodiques. Ces filtres sont en plus linéaires en phase, c'est-à-dire que leur retard est identique pour tous les signaux et toutes les fréquences.

Ceci est indispensable pour notre approche lorsque nous utilisons non seulement l'amplitude mais aussi la phase des signaux pour la détermination des grandeurs vectorielles.

L'inconvénient des filtres FIR consiste en leur ordre élevé. Vu que la fréquence de charge peut s'approcher des 100 Hz pour des réseaux très capacitifs (éq. 3.3) et que nous voulons enlever la composante 50 Hz d'une manière efficace, nous avons besoin d'une caractéristique de filtre relativement raide. Nous avons donc utilisé un ordre 200 pour le filtre passe-haut. Pour le filtre qui enlève les hautes fréquences nous pouvons par contre utiliser un ordre moins élevé.

### 3.3.2.2 Transformation de Fourier

Pour la transformation d'une partie des signaux filtrés dans le domaine fréquentiel nous utilisons la FFT.

Un point important est le choix de la fenêtre d'échantillonnage qui doit être identique pour tous les signaux exploités.

Il est avantageux de choisir une fenêtre qui commence immédiatement avec l'apparition du défaut. Ce moment peut être choisi manuellement, ou bien automatiquement. Notre algorithme utilise des valeurs seuils pour le courant homopolaire et pour sa dérivée, au-delà un défaut est indiqué.

La largeur de la fenêtre peut être choisie, mais pour le cas idéal ce doit être un multiple de la période de l'oscillation de charge, car nous utilisons la FFT. Ce choix doit être un bon compromis entre deux contraintes : plus la fenêtre est choisie large plus la résolution augmente en fréquence, c'est-à-dire que les raies du spectre sont plus proches. En revanche, dans une fenêtre large l'amortissement des signaux est plus avancé et nous obtenons un spectre avec des amplitudes moins précises.

Dans le Chapitre 6, nous discuterons de différentes approches pour l'optimisation de la fenêtre d'échantillonnage.

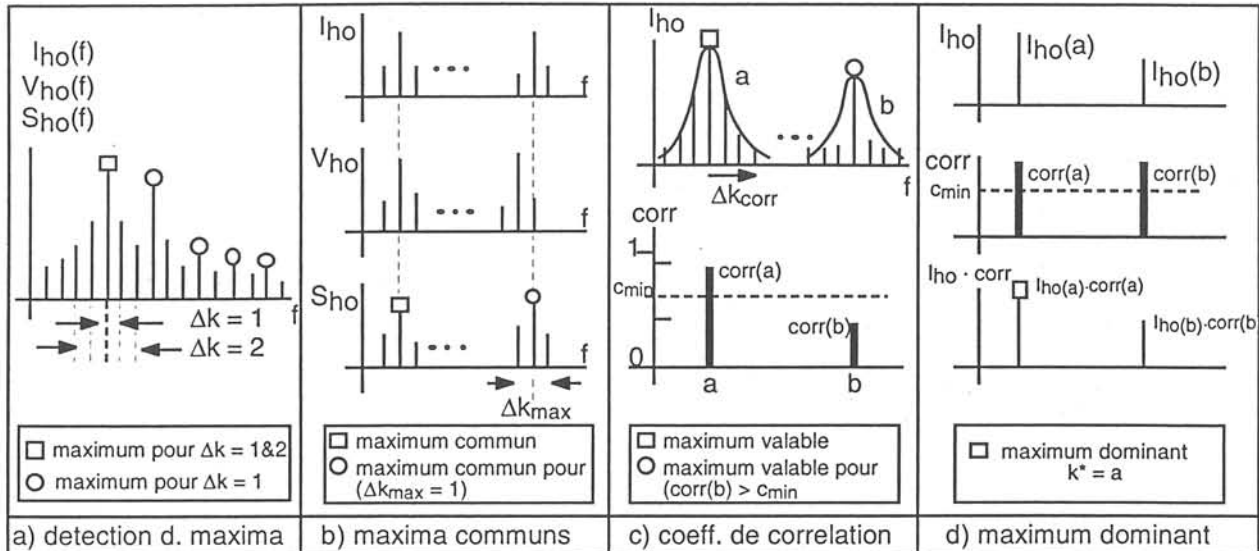
### 3.3.2.3 Analyse spectrale pour déterminer la fréquence dominante

Dans cette troisième étape, l'analyse spectrale, nous évaluons les spectres des signaux homopolaires afin de trouver la fréquence dominante  $f^*$  [Igel.90]. Notre algorithme utilise quatre critères :

- détection des maxima locaux
- détection des maxima en commun
- corrélation de l'allure d'une partie du spectre avec une fonction caractéristique
- détermination du maximum dominant

Ces critères sont présentés dans la figure 3.12. Les spectres des signaux suivants sont analysés :

- $V_{ho}(f)$  : spectre de la tension homopolaire jeu de barres  $v_{ho}(t)$
- $I_{ho}(f)$  : spectre du courant homopolaire du départ en défaut  $i_{ho,dep\_def}(t)$
- $S_{ho}(f)$  : spectre du produit temporel  $v_{ho}(t) \cdot i_{ho,dep\_def}(t)$



**Figure 3.12 :** Présentation schématique des quatre critères pour l'analyse des signaux homopolaire  
(presentation of four criteria for zero-sequence signal analysis)

Dans un premier pas notre algorithme détermine tous les maxima locaux dans les trois spectres. Le critère pour un maximum local dépend du facteur  $\Delta k$  comme le montre la figure 3.12.a. Pour  $\Delta k=1$  nous obtenons un maximum pour chaque raie qui a une amplitude plus élevée par rapport aux amplitudes des voisins directs. Pour  $\Delta k=2$  par contre, il faut en plus que les voisins directs de la raie examinée aient eux-mêmes une amplitude plus élevée que les voisins de deuxième ordre à la distance  $\Delta k=2$ .

Le facteur  $\Delta k$  peut donc être utilisé pour éviter la détection d'un grand nombre des maxima parasites qui ne représentent pas forcément une oscillation caractéristique du système.

Le deuxième pas (fig.3.12.b) consiste en la comparaison des maxima locaux des trois spectres afin de déterminer les maxima communs. Nous avons introduit un facteur d'imprécision  $\Delta k_{max}$  par rapport au maximum du spectre  $S_{ho}(f)$ . Un maximum en commun est détecté si dans les deux spectres  $V_{ho}(f)$  et  $I_{ho}(f)$  des maxima locaux existent, qui ne sont pas plus éloignés que  $\Delta k_{max}$  par rapport au maximum du spectre  $S_{ho}(f)$ . De cette façon nous permettons la détection de la fréquence de charge dans le cas où celle-ci est comprise entre deux raies spectrales. Dans un tel cas il est possible que nous obtenions des maxima à fréquences différentes dans les spectres de la tension et du courant.

Avec le troisième critère (fig.3.12.c) nous déterminons pour le courant homopolaire la corrélation entre une partie du spectre mesuré (3.18b) et l'allure fréquentielle caractéristique 3.18c) pour une oscillation amortie (éq. 3.18) [Igel.90].

$$corr(x, y) > \text{seuil} ? \tag{3.18a}$$



$$x = \Delta \omega^2 = (\omega - \omega^*)^2 \quad (\text{valeurs mesurées}) \quad (3.18b)$$

$$y = \frac{1}{4 T_{fen}^2 |I_{ho}(\omega)|^2} \quad (\text{valeurs théoriques}) \quad (3.18c)$$

En comparant les amplitudes des raies dans une bande  $\Delta k_{corr}$  avec les valeurs aux mêmes fréquences, obtenues par la fonction analytique, des coefficients de corrélation ( $0 \leq corr \leq 1$ ) peuvent être déterminés. Pour une comparaison valable, au moins trois raies doivent être comprises dans  $\Delta k_{corr}$ . Avec l'introduction d'une valeur seuil  $\Delta C_{min}$  nous pouvons théoriquement éliminer des maxima non valables, provoqués par des phénomènes autres que des oscillations amorties. De cette manière nous essayons d'éviter l'utilisation des harmoniques ou des perturbations aléatoires pour la localisation de défauts.

Si malgré l'application des trois critères précédents il existe encore plusieurs candidats pour le maximum dominant, notre algorithme applique le dernier critère pour la décision finale (fig.3.12.d). Il choisira la raie pour laquelle le produit entre son amplitude  $I_0(f)$  et son facteur de corrélation est le plus élevé.

Si par contre, tous les maxima ont été éliminés, l'algorithme est interrompu. Dans ce cas il faut supposer qu'il a été activé par un phénomène non exploitable. Par contre, il serait possible de réévaluer les signaux dans un deuxième tour avec des critères d'élimination moins stricts et d'indiquer en même temps qu'il s'agit d'une localisation éventuellement erronée.

### 3.3.2.4 Détermination des vecteurs complexes

Une fois la raie du maximum dominant déterminé, nous obtenons la fréquence  $f^*$  en fonction de la largeur de la fenêtre d'échantillonnage  $T_{fen}$ .

$$f^* = k^* \cdot \frac{1}{T_{fen}} \quad (3.13)$$

Les spectres  $S_1(f) \dots S_n(f)$  ont été calculés pour tous les signaux d'entrée en utilisant la même fenêtre d'échantillonnage, nous pouvons donc exploiter pour tous les signaux la même raie de fréquence. La FFT fournit l'amplitude  $S_i(f)$  et la phase  $\varphi_i(f)$  de chaque raie et nous connaissons donc les vecteurs complexes  $\underline{S}_i$  ( $i=1..n$ ) correspondants (éq. 3.14).

$$\underline{S}_i = |S_i(f^*)| \cdot e^{j(2\pi f^* \cdot t + \varphi_i(f^*))} \quad (3.14)$$

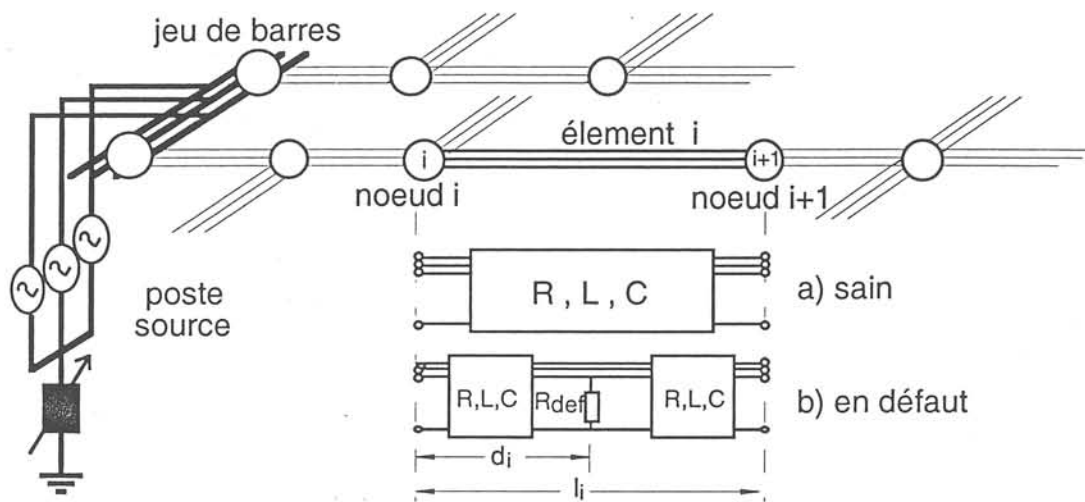
### 3.3.3 Le modèle d'un réseau arborescent

Dans la figure 3.10 nous avons présenté le principe général de l'approche pour calculer le lieu de défaut en utilisant un modèle de réseau. Ce modèle doit correspondre le mieux possible à la réalité. Dans la littérature, seules des approches pour la localisation de défauts dans une ligne ou dans un départ simple sans ramification peuvent être trouvées [Igel.90,91,93], [Koglin.88],[Maun.90].

Nous étudions par contre des réseaux de distribution à structure fortement arborescente, composée des lignes aériennes et des câbles.

Par conséquent, nous avons développé une stratégie qui tient compte d'une telle topologie complexe. Elle est basée sur la décomposition du réseau en plusieurs éléments homogènes. Un algorithme récursif examine ensuite élément par élément la présence d'un défaut. Notre approche utilise la transformation en composantes symétriques et la théorie des quadripôles pour une représentation matricielle du réseau.

### 3.3.3.1 Décomposition du réseau en éléments homogènes



**Figure 3.13 :** L'élément  $i$  d'un réseau triphasé ; a) sain ; b) en défaut  
(*element definition in three phase systems a) unfaulted b) faulted*)

Un réseau de distribution consiste en une structure arborescente de lignes aériennes et de câbles ayant différents paramètres linéiques. Chaque ramification et chaque connexion de différents types de conducteurs est représentée par un noeud. La liaison triphasée entre deux noeuds est considérée comme homogène (fig.3.13).

En l'absence d'un défaut (cas a) cet élément peut être représenté par un seul octopôle. Si on soupçonne un défaut monophasé compris dans l'élément observé (cas b), deux octopôles avec une structure identique sont utilisés pour représenter la partie en aval et en amont du défaut. Le défaut monophasé lui-même est pris en compte par une résistance réelle  $R_{def}$  entre une phase et la terre.

Cette approche est en principe aussi applicable à d'autres types de défaut.

Les octopôles sont composés, en fonction du modèle choisi, d'une structure d'éléments  $R, L, C$  qui dépendent eux-mêmes des paramètres caractéristiques de la ligne ou du câble et des longueurs  $d_i$  et  $l_i$ . Ici  $l_i$  représente la longueur de l'élément  $i$  et  $d_i$  est la distance entre le lieu d'un défaut dans l'élément  $i$  et le début de cet élément.

Théoriquement, différents modèles peuvent être choisis pour différents types de connexion (lignes aériennes, câbles, ...).

3.3.3.2 Transformation en composantes symétriques

Dans l'exploitation normale d'un réseau les courants et les tensions constituent un système des vecteurs triphasés symétriques. Nous pourrions utiliser un schéma équivalent monophasé pour la représentation du système.

Avec l'apparition d'un défaut non symétrique (i.e. un défaut monophasé) les grandeurs électriques du réseau deviennent également asymétriques. Nous devrions utiliser un schéma triphasé et les calculs deviendraient plus compliqués.

La méthode des composantes symétriques permet la transformation d'un schéma triphasé dans un schéma monophasé même dans le cas d'un défaut asymétrique.

Elle est basée sur le fait que n'importe quel système triphasé de vecteurs asymétriques peut être remplacé par un ensemble de trois systèmes "symétriques" (fig. 3.14) :

- le système direct,
- le système inverse,
- et le système homopolaire.

Le système direct et le système inverse sont des systèmes triphasés symétriques, le système homopolaire par contre est un système triphasé avec trois vecteurs en phase qui effectuent une rotation dans le même sens et à la même fréquence que les deux autres systèmes.

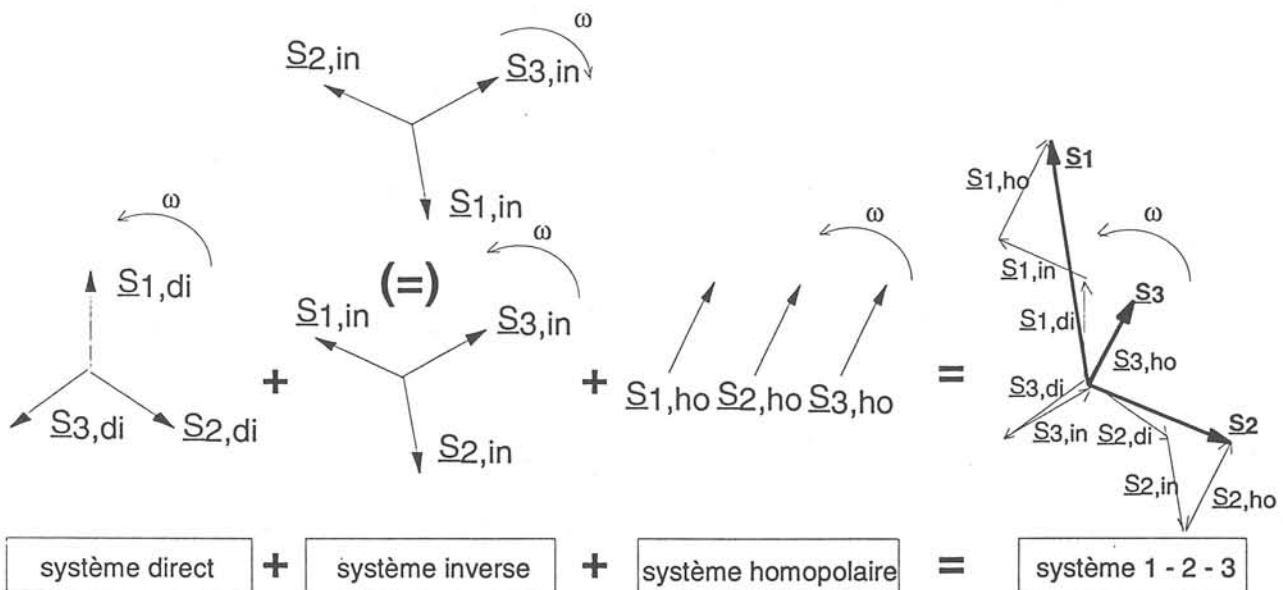


Figure 3.14 : Description d'un système asymétrique par des composantes symétriques  
(asymmetric system representation using symmetrical components)

Nous allons appliquer la transformation en composantes symétriques à une chaîne d'octopôles, représentant des éléments homogènes du réseau (§.3.3.3.1). Dans la figure 3.15 nous considérons un élément  $i$  en défaut entre deux octopôles représentant des éléments sains. Comme nous le verrons plus tard, ces octopôles extérieurs peuvent également représenter toute une partie du réseau concentrée dans un élément équivalent (§.3.3.3.4).

Ce schéma équivalent du système triphasé peut être transformé en un schéma en composantes symétriques à l'aide des tableaux fournis dans l'annexe (10.1). Les octopôles du système triphasé en

amont et en aval du défaut sont transformés en quadripôles en amont et en aval du défaut pour les trois systèmes de composantes symétriques.

La structure des éléments R,L,C dans ces boîtes noires sera transformée, en fonction du modèle choisi, selon le tableau de transformation (annexe 10.1).

Selon le type de défaut, les trois systèmes (di, in, ho) doivent être connectés au lieu du défaut, c'est-à-dire entre les deux parties de l'élément i concerné. Cette connexion électrique implique la superposition des trois systèmes vectoriels (fig. 3.14) pour le lieu de défaut.

Pour un défaut monophasé, les trois systèmes sont liés par l'intermédiaire de  $3 R_{def}$  (fig. 3.15).

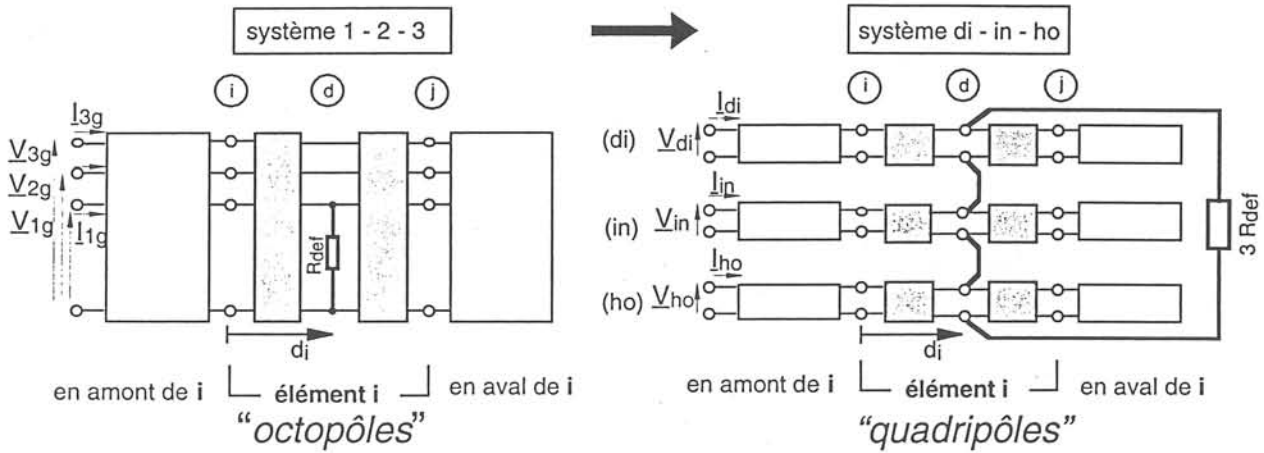


Figure 3.15 : Transformation d'un élément en défaut en composantes symétriques  
(element transformation using symmetric components)

Pour le calcul en composantes symétriques nous devons également transformer les grandeurs électriques. Nous obtenons les tensions et les courants à l'entrée des quadripôles de chaque système symétrique :

$$\underline{V}_{di} = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 + \underline{a} \underline{V}_2 + \underline{a}^2 \underline{V}_3) \quad (3.15a)$$

$$\underline{V}_{in} = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 + \underline{a}^2 \underline{V}_2 + \underline{a} \underline{V}_3) \quad (3.15b)$$

$$\underline{V}_{ho} = \frac{1}{3} (\underline{V}_1 + \underline{V}_2 + \underline{V}_3) \quad (3.15c)$$

$$\underline{I}_{di} = \frac{1}{3} (\underline{I}_1 + \underline{a} \underline{I}_2 + \underline{a}^2 \underline{I}_3) \quad (3.16a)$$

$$\underline{I}_{in} = \frac{1}{3} (\underline{I}_1 + \underline{a}^2 \underline{I}_2 + \underline{a} \underline{I}_3) \quad (3.16b)$$

$$\underline{I}_{ho} = \frac{1}{3} (\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_3) \quad (3.16c)$$

Avec le vecteur  $\underline{a}$  normalisé de rotation :

$$\underline{a} = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j 120^\circ} \quad (3.17)$$

3.3.3.3 Application de la théorie des quadripôles

Grâce à la transformation en composantes symétriques nous avons pu remplacer un système composé d'octopôles par un système composé de quadripôles. En conséquent nous pouvons appliquer la théorie des quadripôles, qui dispose des transformations matricielles très utiles pour notre application [Kaiser.90].

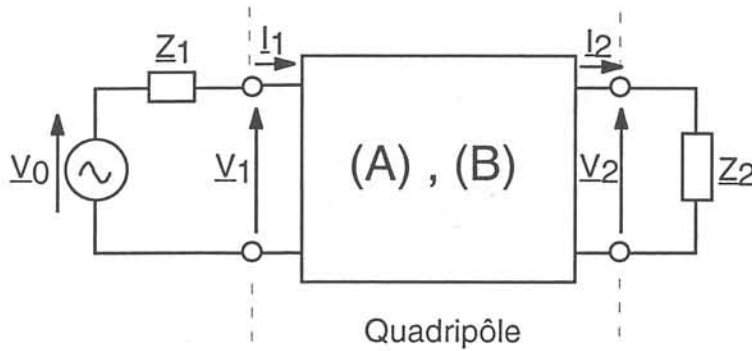


Figure 3.16 : Schéma d'un quadripôle types A et B  
(four-pole scheme types A and B)

Comme le montre la figure 3.5., un quadripôle consiste en une boîte noire avec une entrée et une sortie bipolaire. La "théorie des quadripôles" décrit la relation des grandeurs électriques (tensions et courants) à l'entrée et à la sortie du quadripôle en fonction des matrices 2x2, sans utiliser en détail la structure du réseau représentée par la boîte noire. Dans la théorie classique on suppose que les quadripôles sont linéaires et invariant dans le temps.

Il est possible de brancher plusieurs quadripôles en parallèle, en série ou en chaîne et de représenter cette structure par un seul quadripôle équivalent. De cette manière, les réseaux électriques peuvent être décrits et une évaluation avec des routines informatiques devient plus facile.

Pour la représentation des réseaux de distribution arborescents nous avons besoin de deux types différents de matrices. La matrice A décrit des grandeurs d'entrée en fonction des grandeurs de sortie (éq. 3.18). Au contraire, son inverse, la matrice B, décrit des grandeurs de sortie en fonction des grandeurs d'entrée (éq. 3.19).

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = [A] \begin{bmatrix} V_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_2 \\ I_2 \end{bmatrix} \quad (3.18)$$

$$\begin{bmatrix} V_2 \\ I_2 \end{bmatrix} = [B] \begin{bmatrix} V_1 \\ I_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} \\ b_{21} & b_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_1 \\ I_1 \end{bmatrix} \quad (3.19)$$

avec :

$$[B] = [A]^{-1} \quad (3.20)$$

Il y a deux possibilités pour la détermination des quatre coefficients  $a_{ij}$  de la matrice.

Si les éléments à l'intérieur du quadripôle sont inconnus les coefficients peuvent être obtenus par quatre mesures de la manière suivante :

$$a_{11} = \frac{V_1}{V_2} \quad (\text{avec } I_2=0 ; Z_2=\infty) \quad (\text{sans unité}) \quad (3.21a)$$

$$a_{22} = \frac{I_1}{I_2} \quad (\text{avec } V_2=0 ; Z_2=0) \quad (\text{sans unité}) \quad (3.21b)$$

$$a_{12} = \frac{V_1}{I_2} \quad (\text{avec } V_2=0 ; Z_2=0) \quad (\text{unité: } \Omega) \quad (3.21c)$$

$$a_{21} = \frac{I_1}{V_2} \quad (\text{avec } I_2=0 ; Z_2=\infty) \quad (\text{unité: } \frac{1}{\Omega}) \quad (3.21d)$$

Pour notre application nous utilisons des modèles de ligne dont la structure à l'intérieur du quadripôle est bien connue. Nous pouvons déterminer les coefficients de matrice par calcul. Le tableau 3.2 donne une vue d'ensemble des structures utilisées [Kaiser.90].

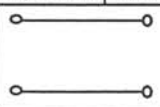
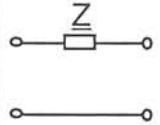
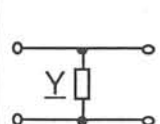
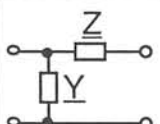
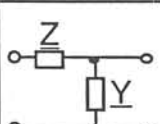
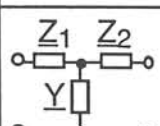
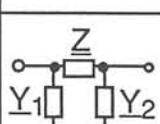
Quadripôle	(A)	(B)
	$\begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$
	$\begin{bmatrix} 1 & Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & -Z \\ 0 & 1 \end{bmatrix}$
	$\begin{bmatrix} 1 & 0 \\ Y & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -Y & 1 \end{bmatrix}$
	$\begin{bmatrix} 1 & Z \\ Y & 1+ZY \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1+ZY & -Z \\ -Y & 1 \end{bmatrix}$
	$\begin{bmatrix} 1+ZY & Z \\ Y & 1 \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1 & -Z \\ -Y & 1+ZY \end{bmatrix}$
	$\begin{bmatrix} 1+Z_1Y & Z_1+Z_2+Z_1Z_2Y \\ Y & 1+Z_2Y \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1+Z_2Y & -Z_1-Z_2-Z_1Z_2Y \\ -Y & 1+Z_1Y \end{bmatrix}$
	$\begin{bmatrix} 1+Y_2Z & Z \\ Y_1+Y_2+Y_1Y_2Z & 1+Y_1Z \end{bmatrix}$	$\begin{bmatrix} 1+Y_1Z & -Z \\ -Y_1-Y_2-Y_1Y_2Z & 1+Y_2Z \end{bmatrix}$

Tableau 3.2 : Structures des quadripôles utilisés et matrices de transformation correspondantes  
(four-pole structures and corresponding transformation matrices)

Pour la représentation matricielle d'un réseau arborescent nous devons tenir compte des ramifications et du branchement en chaîne de différents éléments. Nous avons développé deux outils qui nous permettent de calculer des grandeurs électriques dans une structure quelconque du réseau :

- Calcul d'un quadripôle de type  $\underline{B}$  équivalent de deux quadripôles "en chaîne".
- Calcul d'un quadripôle de type  $\underline{B}$  équivalent au raccordement d'une branche secondaire.

Avec l'application de ces deux outils dans une routine récursive nous obtenons par un couplage successif automatisé de plusieurs quadripôles la représentation d'un système complexe par une seule matrice (§.3.3.3.4).

Le quadripôle  $\underline{B}$  équivalent de deux quadripôles "en chaîne" (fig. 3.17) est défini par la multiplication de leurs matrices de transmission  $\underline{B}''$  et  $\underline{B}'$  (éq.3.23 ). Le sens de la multiplication doit être respecté, car la commutativité n'est pas valable.

$$[\underline{B}] = [\underline{B}'' ] \cdot [\underline{B}'] \tag{3.23}$$

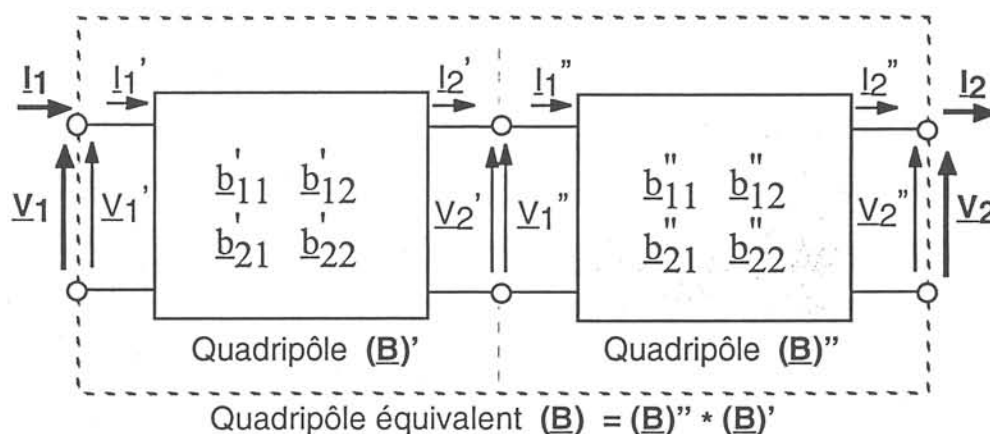


Figure 3.17 : Couplage de deux quadripôles "en chaîne"  
(four-pole series coupling)

Le quadripôle  $\underline{B}$  équivalent de l'admittance d'entrée d'un quadripôle  $\underline{A}'$  (fig.3.18) est utilisé pour la prise en compte des bifurcations. Par l'intermédiaire de cet outil nous pouvons transformer une branche secondaire en une nouvelle matrice "en chaîne" avec des matrices de la branche principale (§.3.3.3.4). Ensuite une multiplication de toutes les matrices en chaîne est possible.

Cette transformation est réalisée en deux étapes (fig. 3.18).

Dans un premier temps, nous calculons l'admittance d'entrée du quadripôle  $\underline{A}'$ , qui doit être par définition un quadripôle sans successeur ( $Z_2 = \infty$ ) (fig. 3.18a). Ceci peut être le dernier quadripôle dans une branche, ou bien un quadripôle équivalent d'une branche ou d'une sous-branche du réseau, déterminé précédemment.

L'admittance d'entrée d'un tel quadripôle est calculée selon l'équation 3.24.

$$[\underline{Y}] = \frac{a_{21}}{a_{11}} \tag{3.24}$$

La deuxième étape consiste en la transformation de cette admittance équivalente dans un nouveau quadripôle B. Ce quadripôle sera inséré entre les deux éléments, entre lesquels le quadripôle A' a été connecté.

La matrice du quadripôle B est obtenue à l'aide du tableau 3.2 (fig. 3.18b) (éq. 3.25).

$$[B] = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -Y & 1 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

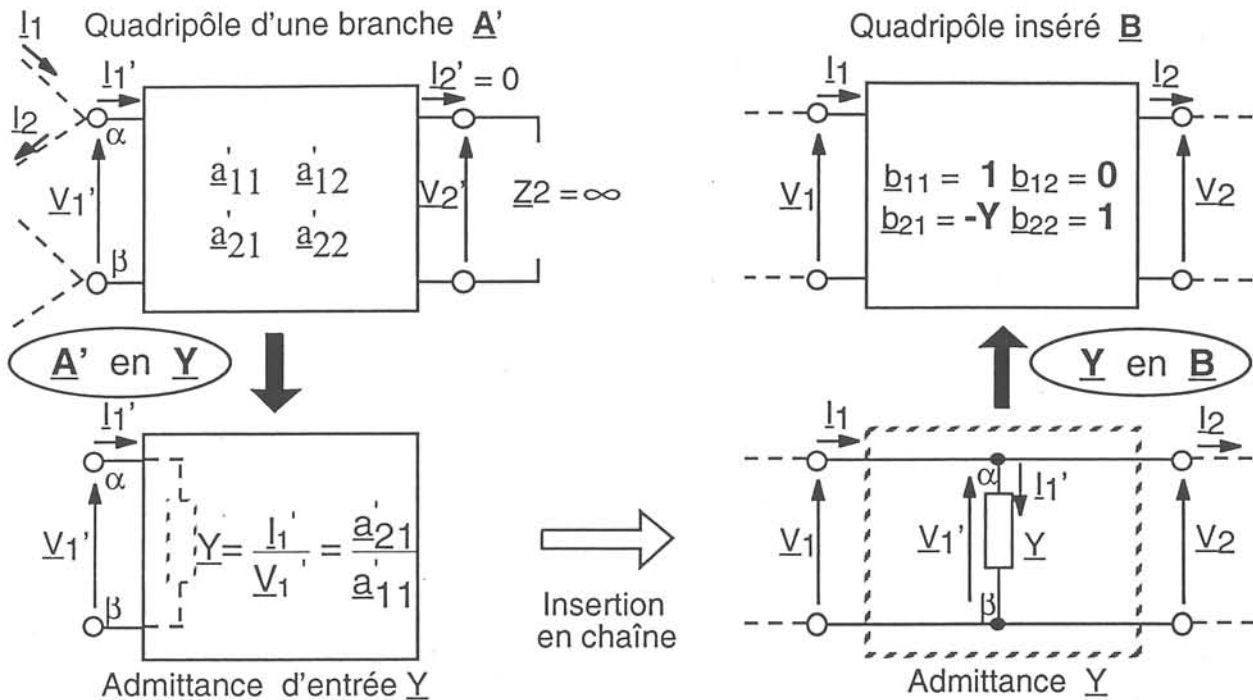


Figure 3.18 : Quadripôle de type B équivalent au raccordement d'une branche secondaire  
(type B equivalent four-pole representing the insertion of a side branch)

### 3.3.3.4 Représentation matricielle du réseau

Une contrainte importante pour notre approche de localisation, est l'utilisation explicite des grandeurs électriques à l'arrivée du jeu de barres dans le poste source ( $V_{di/in/ho}$  et  $I_{di/in/ho}$ ) (§.2.7). Une exception consistait dans l'utilisation des courants résiduels de chaque départ, disponibles pour le dispositif de localisation.

Notre algorithme doit examiner pour un élément du réseau quelconque si un défaut est présent dans cet élément ou non. En conséquence, nous avons besoin de connaître les tensions et les courants en composantes symétriques ( $V_{i,di/in/ho}$  et  $I_{i,di/in/ho}$ ) à l'entrée de l'élément *i* examiné.

Comme nous considérons uniquement des réseaux non maillés, nous pouvons définir pour chaque élément *i* une partie du réseau qui se trouve "en amont" de cet élément et une partie qui se trouve "en aval". Pour les extrémités des branches, la partie aval disparaît ou est seulement représentée par une charge.

L'objectif de cette définition consiste à déterminer dans chacun des trois systèmes une matrice équivalente de transmission pour la partie amont ( $B_{am,i,sys}$ ) et une admittance équivalente la partie aval ( $Y_{av,i,sys}$ ).



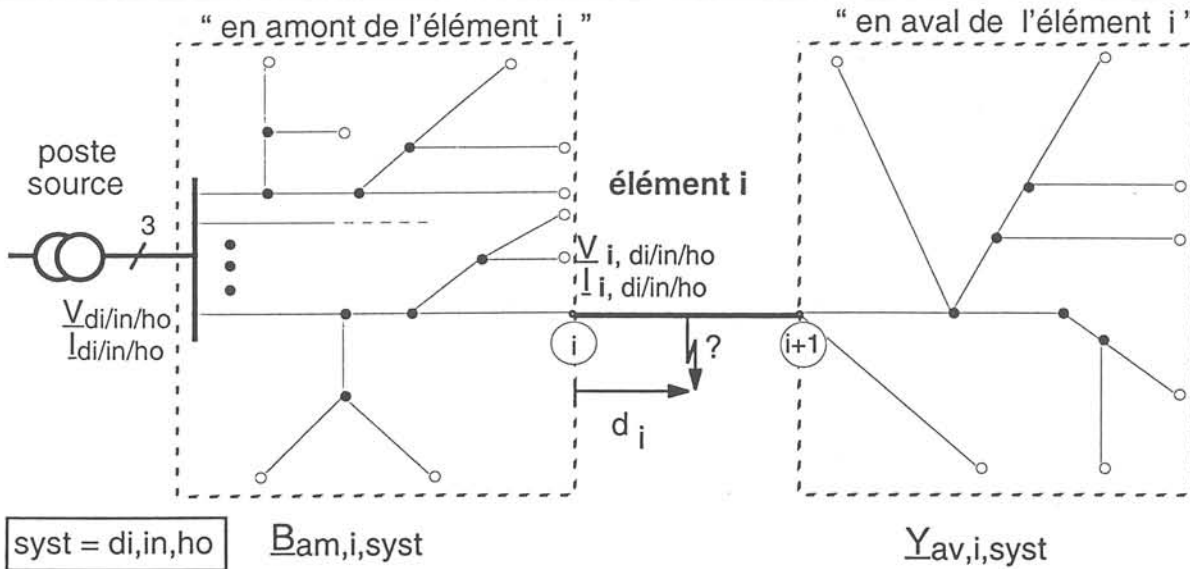


Figure 3.19 : Séparation du réseau en une partie en aval et une partie en amont de l'élément i examiné (valable pour les systèmes direct, inverse et homopolaire)  
(system separation into an upstream and downstream part referred to element i)

Avec la connaissance de ces six matrices, nous pouvons calculer les grandeurs  $V_{i,di/in/ho}$  et  $I_{i,di/in/ho}$  à l'entrée de l'élément i (éq. 3.19). Nous disposons de cette manière de toutes les grandeurs et matrices utilisées dans notre modèle en composantes symétriques (fig. 3.15) pour le calcul de la distance "d" de défaut.

Pour obtenir ces matrices équivalentes nous avons développé une routine récursive qui applique, selon la structure du réseau, les deux outils de transformation : multiplication des matrices "en chaîne" et insertion des matrices "en bifurcation" (§.3.3.3.3).

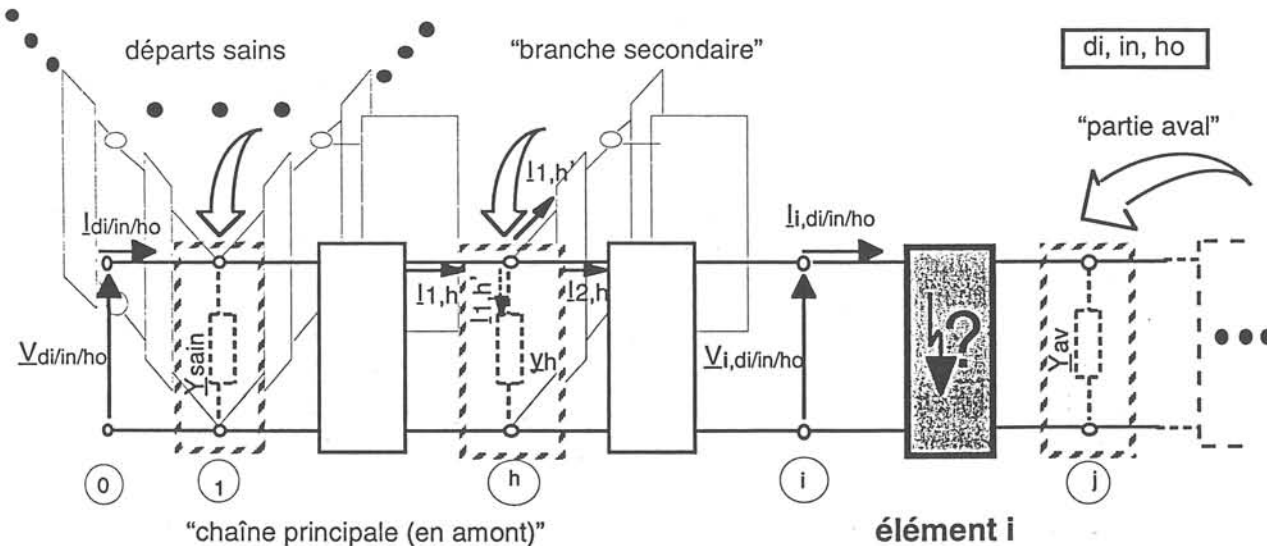


Figure 3.20 : Insertion des branches secondaires afin d'obtenir une chaîne équivalente des quadripôles  
(insertion of branches to obtain a chain of series coupled four-poles)

La figure 3.20 montre un exemple pour la simplification matricielle d'un réseau arborescent. La structure des quadripôles représentée est identique pour les trois systèmes symétriques (di,in ho).

Nous exécutons donc la même procédure pour chaque système. Seuls les éléments de matrice à l'intérieur des quadripôles peuvent être différents.

Comme ces éléments dépendent de la pulsation des signaux, les matrices obtenues ne sont valables que pour une seule fréquence de calcul  $f^*$ .

Or, pour pouvoir appliquer la loi de multiplication des matrices il faut d'abord obtenir une suite de matrices enchaînées.

Entre l'élément  $i$  considéré et le noeud 0 (source) dont les tensions et les courants sont connus, il existe toujours une "chaîne principale" de quadripôles. Aux noeuds de cette chaîne, des "branches secondaires" peuvent être connectées (i.e. noeud  $h$ ). En calculant la matrice  $\underline{A}$ ' équivalente d'une telle branche secondaire son admittance d'entrée  $\underline{y}_h$  sera déterminée (fig. 3.18). En considérant que le courant  $\underline{I}'_{1,h}$  reste le même nous pouvons remplacer cette branche par son admittance d'entrée  $\underline{y}_h$ . La différence des courants de  $\underline{I}_{1,h}$  et  $\underline{I}_{2,h}$  au bornes du quadripôle dans la chaîne principale reste conservée. Ensuite le nouvel élément  $\underline{y}_h$  dans la chaîne principale sera transformé en un nouveau quadripôle du type  $\underline{B}$ . S'il y a dans une branche secondaire d'autres ramifications, celles-ci doivent d'abord être insérées de la même manière.

En appliquant ce principe également pour la partie du réseau en aval nous pouvons représenter toute la fin de la branche par son admittance équivalente  $\underline{Y}_{av,i,syst}$ .

La figure 3.20 montre également que les départs sains sont réunis en une seule admittance du réseau. Si nous pouvions exploiter les tensions et courants de chaque départ, la prise en compte de cette grande partie de réseau serait inutile. L'erreur de calcul due à l'incertitude des paramètres du réseau pourra être réduite.

### 3.3.3.5 L'équation pour la localisation de défauts

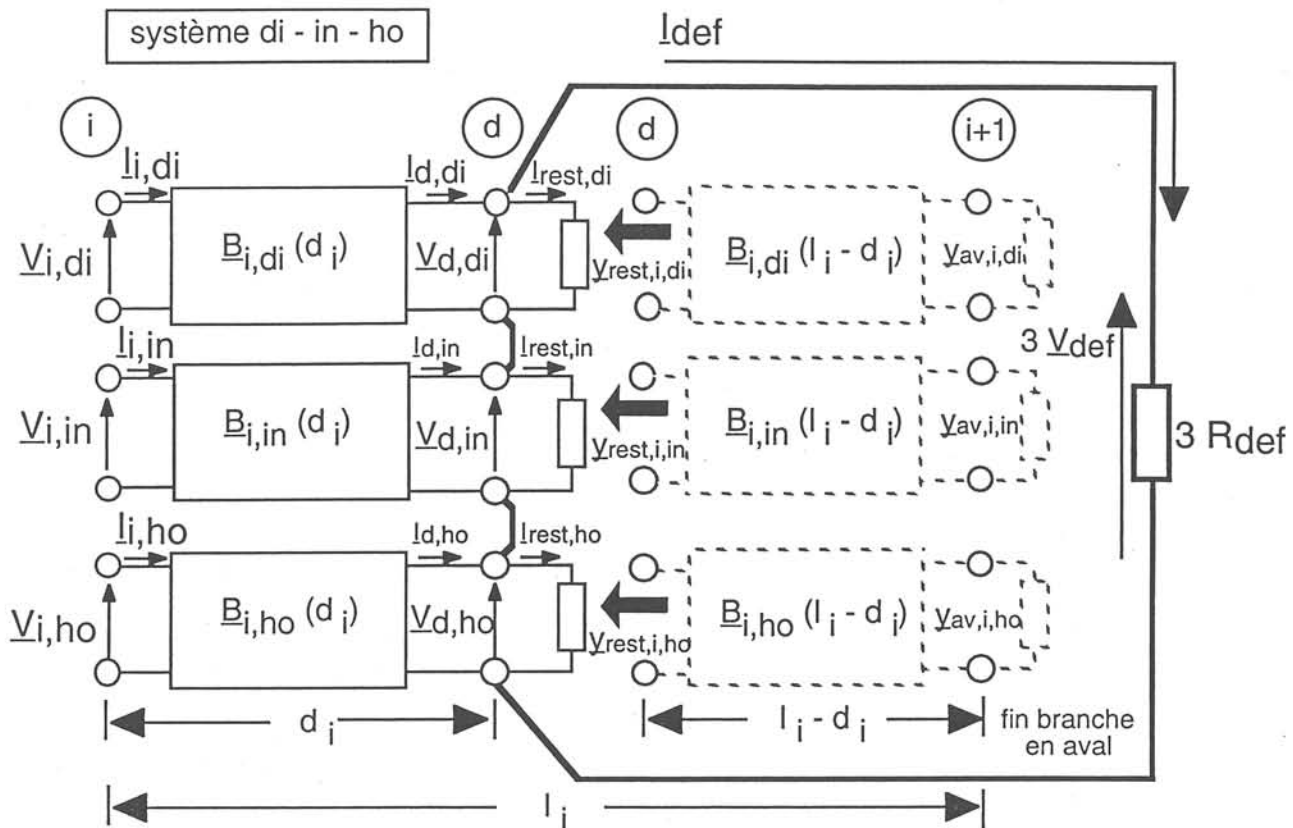
Nous avons représenté la partie en amont de l'élément  $i$  par une seule matrice de transmission  $\underline{B}_{am,i,syst}$  pour chaque système. En utilisant l'équation 3.19 nous connaissons les tensions  $\underline{V}_{i,di/in/ho}$  et les courants  $\underline{I}_{i,di/in/ho}$  au noeud  $i$  de l'élément  $i$  (fig. 3.15 et 3.19).

Le pas suivant consiste à obtenir une relation entre ces grandeurs électriques qui contient la distance  $d_i$  du défaut soupçonné comme seule inconnue. La figure 3.21 montre le schéma équivalent en composantes symétriques valable pour un défaut monophasé au niveau du noeud  $d$  de l'élément  $i$ .

La partie de l'élément qui se trouve en amont du défaut (entre noeud  $i$  et  $d$ ) est représentée par les matrices de transmission  $\underline{B}_{i,syst}(d_i)$ , dont les éléments dépendent de la distance  $d_i$ . Les matrices  $\underline{B}_{i,syst}(l_i-d_i)$  de l'autre partie de l'élément, qui se trouve en aval du défaut (entre noeud  $d$  et  $i+1$ ), dépendent en plus de la longueur  $l_i$ .

Les admittances équivalentes  $\underline{Y}_{av,i,syst}$ , qui représentent la fin de la branche en aval de l'élément  $i$ , sont connectées aux sorties des quadripôles  $\underline{B}_{i,syst}(l_i-d_i)$  (noeud  $i+1$ ).

Comme le montre la figure 3.21 nous remplaçons ensuite toutes les parties en aval du défaut (en pointillés) par leurs admittances équivalentes  $\underline{Y}_{rest,i,syst}$ . Ces admittances dépendent en conséquence également des longueurs  $d_i$  et  $l_i$ .



**Figure 3.21** : Relation des grandeurs électriques au lieu de défaut  
(relation of currents and voltages at the fault position)

En utilisant ce schéma équivalent réduit (en trait continu) nous pouvons obtenir l'équation pour la localisation de défauts (éq 3.34). Nous pouvons exprimer les tensions et les courants aux sorties des quadripôles  $\underline{B}_{i,\text{sys}}(d_i)$  en fonction des coefficients qui dépendent eux mêmes de la distance  $d_i$  (éq. 3.26-3.29). La somme des trois tensions  $\underline{V}_{d,di/in/ho}$  au niveau du noeud  $d$  détermine le courant de défaut si la résistance de défaut est connue (éq. 3.30). Le courant de défaut peut être déterminé en prenant la différence des courants au noeud "d" dans un des trois systèmes (éq. 3.31). Nous avons choisi le système homopolaire pour limiter l'influence des charges, que nous allons supposer symétriques et qui, par ailleurs, n'interviennent pas dans le système homopolaire (§.3.3.5).

Avec les grandeurs utilisées au noeud  $d$  :

$$\underline{V}_{d,di} = b_{i,di,11}(d_i) \cdot \underline{V}_{i,di} + b_{i,di,12}(d_i) \cdot I_{i,di} \quad (3.26)$$

$$\underline{V}_{d,in} = b_{i,in,11}(d_i) \cdot \underline{V}_{i,in} + b_{i,in,12}(d_i) \cdot I_{i,in} \quad (3.27)$$

$$\underline{V}_{d,ho} = b_{i,ho,11}(d_i) \cdot \underline{V}_{i,ho} + b_{i,ho,12}(d_i) \cdot I_{i,ho} \quad (3.28)$$

$$I_{d,ho} = b_{i,ho,21}(d_i) \cdot \underline{V}_{i,ho} + b_{i,ho,22}(d_i) \cdot I_{i,ho} \quad (3.29)$$

la relation entre tensions et courant de défaut :

$$\underline{V}_{d,di} + \underline{V}_{d,in} + \underline{V}_{d,ho} = 3 R_{\text{def}} I_{\text{def}} \quad (3.30)$$

le courant de défaut :

$$I_{def} = I_{d,di} - I_{rest,di} \quad (3.31a)$$

$$= I_{d,in} - I_{rest,in} \quad (3.31b)$$

$$= I_{d,ho} - I_{rest,ho} \quad (3.31c)$$

avec:

$$I_{rest,ho} = Y_{rest,i,ho} \cdot V_{ho,d} \quad (3.32)$$

par conséquent:

$$V_{d,di} + V_{d,in} + V_{d,ho} = 3 R_{def} (I_{d,ho} - I_{rest,ho}) \quad (3.33)$$

et nous obtenons l'équation générale pour la localisation de défauts monophasés :

$$\begin{aligned} & \underline{b}_{i,di,11}(d_j) \cdot \underline{V}_{i,di} + \underline{b}_{i,di,12}(d_j) \cdot \underline{I}_{i,di} + \underline{b}_{i,in,11}(d_j) \cdot \underline{V}_{i,in} + \underline{b}_{i,in,12}(d_j) \cdot \underline{I}_{i,in} \\ & + \underline{b}_{i,ho,11}(d_j) \cdot \underline{V}_{i,ho} + \underline{b}_{i,ho,12}(d_j) \cdot \underline{I}_{i,ho} \\ = & 3 R_{def} [\underline{b}_{i,ho,21}(d_j) \cdot \underline{V}_{i,ho} + \underline{b}_{i,ho,22}(d_j) \cdot \underline{I}_{i,ho} \\ & - Y_{rest,i,ho}(l_i - d_j) \cdot \{ \underline{b}_{i,ho,11}(d_j) \cdot \underline{V}_{i,ho} + \underline{b}_{i,ho,12}(d_j) \cdot \underline{I}_{i,ho} \}] \end{aligned} \quad (3.34)$$

La résistance de défaut  $R_{def}$  dans cette équation peut être déterminé en utilisant une méthode d'estimation (§.3.3.6).

Les coefficients de matrice dépendent du modèle de ligne choisi pour la modélisation. Pour un élément, ils peuvent être déterminés à l'aide des tableaux dans l'annexe (10.1). La figure 3.22 montre un exemple pour un modèle de ligne et sa transformation en composantes symétriques. Pour ce modèle relativement simple nous avons obtenu les coefficients suivants (éq. 3.35a-i). Pour des modèles plus complexes (i.e. modèle en "pi") les équations deviennent plus compliquées. Nous avons fourni un tableau avec les structures de toutes les modèles examinés dans l'annexe (10.2).

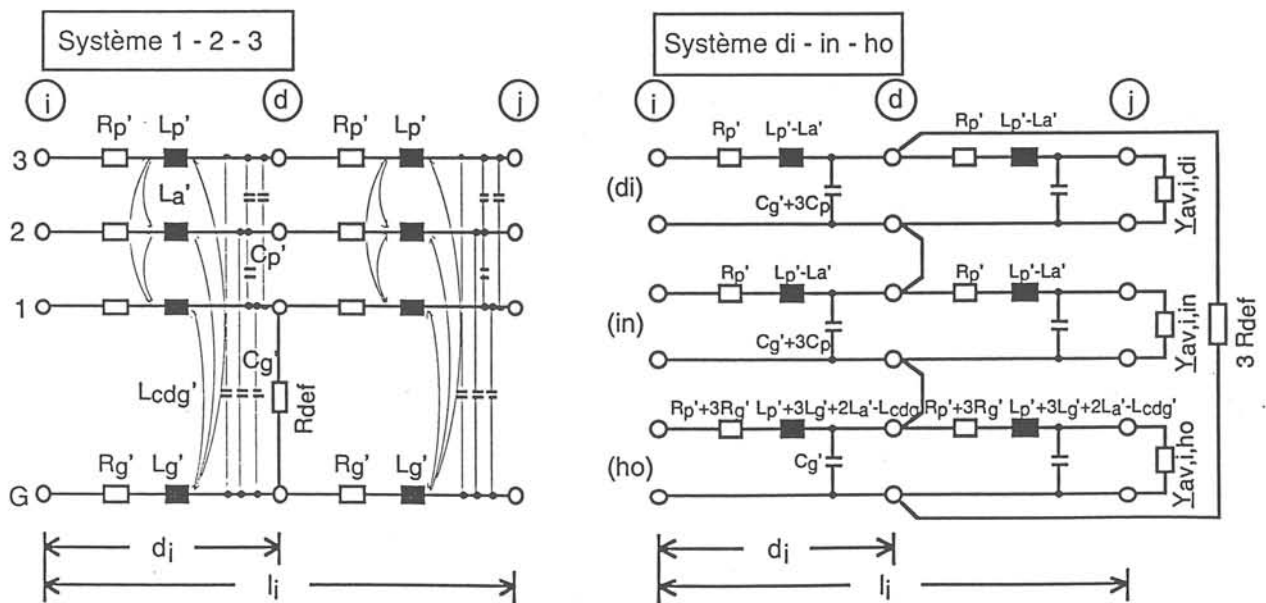


Figure 3.22 : Transformation du modèle en composantes symétriques (model transformation into symmetrical components)

Coefficients des matrices  $\underline{B}$  et  $\underline{Y}$  correspondantes :

$$\underline{b}_{i,di,11} = 1 \quad (3.35a)$$

$$\underline{b}_{i,di,12} = -(R'_p d_i + j\omega (L'_p - L'_a) d_i) \quad (3.35b)$$

$$\underline{b}_{i,in,11} = 1 \quad (3.35c)$$

$$\underline{b}_{i,in,12} = -(R'_p d_i + j\omega (L'_p - L'_a) d_i) \quad (3.35d)$$

$$\underline{b}_{i,ho,11} = 1 \quad (3.35e)$$

$$\underline{b}_{i,ho,12} = -(R'_p + 3R'_g + j\omega (L'_p + 3L'_g + 2L'_a - L'_{cdg})) d_i \quad (3.35f)$$

$$\underline{b}_{i,ho,21} = -j\omega C'_g d_i \quad (3.35g)$$

$$\underline{b}_{i,ho,22} = 1 + (R'_p + 3R'_g + j\omega (L'_p + 3L'_g + 2L'_a - L'_{cdg})) d_i (j\omega C'_g d_i) \quad (3.35h)$$

$$\underline{Y}_{rest,i,ho} = \frac{1}{(R'_p + 3R'_g + j\omega (L'_p + 3L'_g + 2L'_a - L'_{cdg}))(1 - d_i) + \frac{1}{j\omega C'_g (1 - d_i) + \underline{Y}_{av,i,ho}}} \quad (3.35i)$$

$\underline{Y}_{rest,i,di/ho}$  pourraient être exprimés de la même façon, mais ne sont pas nécessaires pour les calculs.

### 3.3.3.6 Localisation du défaut par examen itératif de chaque élément

Pour le calcul de la distance de défaut nous avons transformé l'équation générale (éq.3.34) et ses coefficients (éq. 3.35a-i) dans une relation de la forme suivante :

$$\underline{C}_n d_i^n + \underline{C}_{n-1} d_i^{n-1} + \dots + \underline{C}_0 = 0 \quad (3.36)$$

Les coefficients  $\underline{C}_0 \dots \underline{C}_n$  sont des expressions complexes qui dépendent de la fréquence  $f^*$  mais non de la distance  $d_i$  de défaut. Ils ont pu être déterminés en utilisant un logiciel de calcul analytique MAXSYMA, et nous les avons intégrés directement dans notre algorithme.

En fonction du modèle de ligne choisi nous obtenons une relation d'ordre plus élevé pour le paramètre  $d_i$ . Pour une équation d'ordre  $k$ ,  $k$  solutions (réelles ou complexes) sont possibles. Nous obtenons ces  $k$  racines en utilisant une commande standard du logiciel MATLAB dans lequel notre algorithme de localisation a été programmé.

Par contre, dans la plupart des cas seule une des  $k$  solutions est valable pour un défaut monophasé sur l'élément  $i$  observé. Les autres  $k-1$  solutions sont des solutions mathématiques qui n'ont pas de signification physique ( p. ex.: des distances négatives, des distances supérieures à la longueur de l'élément considéré ou bien des valeurs très complexes pour la distance, qui doit être normalement réelle).

Pour le cas où le défaut est situé dans un autre élément  $k$  ( $k \neq i$ ) du réseau, aucune des  $k$  solutions n'est valable pour l'élément  $i$  observé (exception : solution ambiguë (§ 3.3.3.7)). Dans ce cas là, toutes les solutions sont des solutions non réalistes.

En conséquence, nous avons appliqué des critères pour distinguer une éventuelle solution réaliste des solutions non réalistes. L'approche la plus simple consisterait à considérer une solution valable si la

partie réelle de la distance estimée est une valeur positive inférieure à la longueur  $l_i$  de l'élément  $i$  observé, et si la partie imaginaire est nulle.

Il faut néanmoins prendre en compte que des erreurs de mesure, d'échantillonnage et de calcul ainsi que l'incertitude des paramètres utilisés peuvent fausser les solutions. Nous avons donc, défini une "zone de défaut" et une "zone d'incertitude" autour de l'ensemble des solutions évidentes (fig. 3.23). La zone de défaut contient toutes les solutions dont la partie réelle est comprise dans la longueur positive de l'élément  $i$  observé. Pour la partie imaginaire nous permettons une plus grande imprécision ( $\Delta_{im\_d} \approx \pm (1; 2 \text{ ou } 3) * l_i$ ) due aux résultats de l'étude paramétrique (chapitre 5). La zone d'incertitude prévoit en plus une imprécision dans la partie réelle ( $\Delta_{re\_d} \approx \pm (0,1; 0,5 \text{ ou } 1) * l_i$ ) et n'impose pas de limite vis-à-vis de la partie imaginaire. Nous allons développer plus tard les raisons pour ce choix (§.5.5.2). Dans un premier temps nous choisirons la partie réelle de la solution valable comme la distance de défaut estimée  $d_{est}$ .

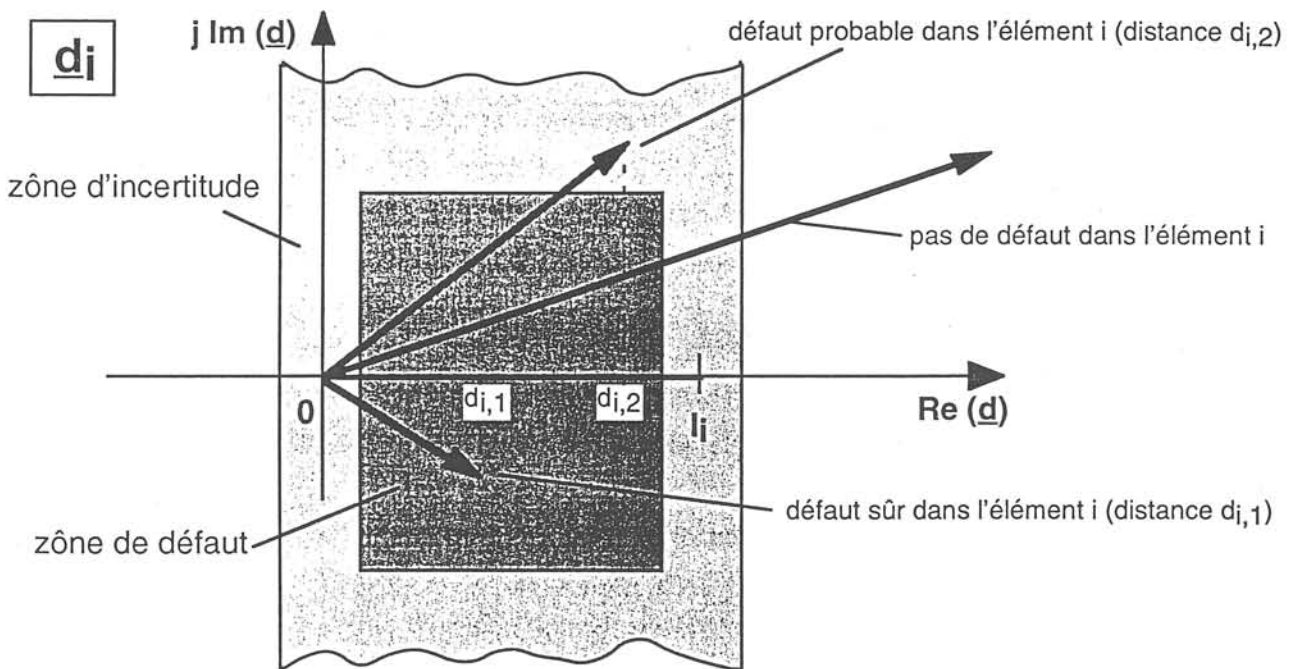


Figure 3.23 : Zones dans le plan complexe  $\underline{d}_i$  pour la détection des solutions réalistes  
(complex zones for the detection of valid solutions)

Jusqu'à maintenant nous avons présenté une approche pour le calcul de la distance  $d_i$  de défaut dans un élément  $i$  quelconque du réseau sur lequel nous avons supposé le défaut. Basé sur une routine itérative, notre algorithme effectue ce calcul pour tous les éléments du réseau, ou bien, si le départ en défaut est connu, pour tout les éléments du départ concerné. Il serait également possible d'examiner uniquement quelques éléments dans une zone limitée, si celle-ci a été identifiée par un algorithme de pré-localisation comme la zone qui contient probablement l'élément en défaut.

Comme résultat de localisation notre algorithme fournit le numéro "i" de l'élément et la distance de défaut estimée  $d_{est,i}$  sur l'élément pour lequel il a identifié un défaut sûr ou probable.

### 3.3.3.7 Ambiguïté des solutions

Il faut tenir compte de la possibilité que notre approche permet un résultat final ambigu. Il est possible d'obtenir une solution réaliste dans différentes branches.

La figure 3.24 montre un tel cas. Cette ambiguïté est due à la contrainte d'utiliser seulement les grandeurs électriques à la racine d'une structure arborescente (§.2.7).

Néanmoins, en fonction de la structure du réseau, le nombre de lieux possibles est normalement relativement petit. De plus, la localisation précise de quelques lieux dans lesquels un défaut a été soupçonné représente déjà une information très utile, surtout si elle peut être recoupée avec d'autres informations telles que les retours des détecteurs de défaut en réseau.

Le départ en défaut est généralement connu, le nombre de lieux de défaut possibles trouvés par l'algorithme ainsi que le temps de calcul se réduisent alors par rapport à un calcul complet pour le réseau entier.

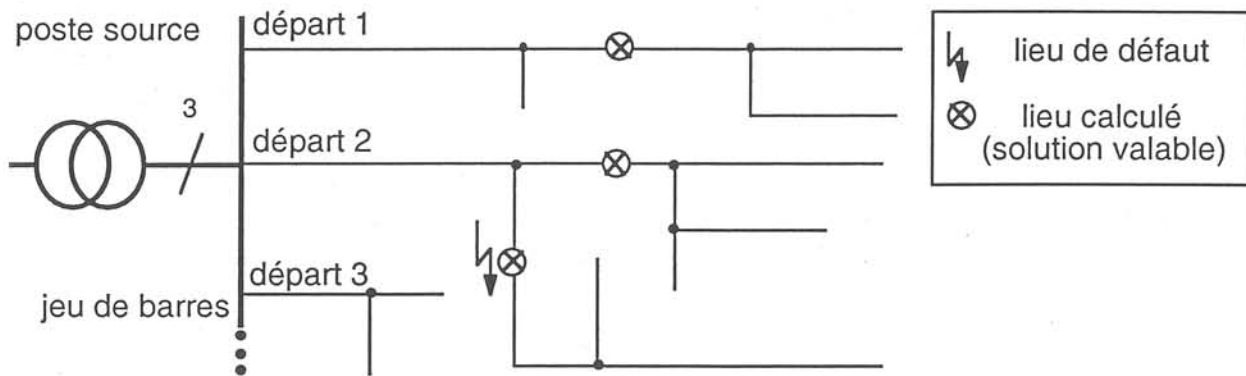


Figure 3.24 : Ambiguïté de la localisation d'un défaut  
(hypothèse: paramètres identiques pour tous les éléments)  
(*fault location ambiguity*)

### 3.3.4 Modèles de ligne et de câble représentant un élément du réseau

Chaque élément du réseau est représenté par un modèle de ligne ou de câble.

Nous avons eu l'intention de comparer différents modèles et de sélectionner les approches les plus appropriées pour notre application (chapitre 4). Il était éventuellement possible que, pour différents cas de défaut (proche, éloigné, franc, résistif, ...), des modèles différents fournissent les meilleurs résultats.

Pour tenir compte de ces effets et pour trouver finalement une solution générale applicable à tous les cas, il a fallu étudier une grande gamme de modèles. Le tableau dans l'annexe (10.2) donne une vue d'ensemble des 18 modèles de ligne et de câble étudiés avec différents arrangements des éléments électriques:

- "modèle simple" (sans capacités)
- "modèle asymétrique, capacités en amont"
- "modèle asymétrique, capacités en aval"
- "modèle en PI"
- "modèle en T"

De plus, ces modèles prennent en considération ou non les différents paramètres suivants:

- capacités entre-phases
- mutuelles

Chaque modèle de ligne a été transformé en composantes symétriques selon le tableau de transformation (annexe 10.1).

Le paramètre  $L_{cdg}$  tient compte d'un couplage mutuel entre les phases et un câble de garde (cdg). Il disparaît pour une ligne sans câble de garde, ce qui est le cas pour les réseaux de distribution français. L'inductance  $L_g'$ , prise en compte dans le modèle, a été également négligé dans les calculs.

Pour la modélisation du câble nous avons utilisé des modèles qui négligent la capacité entre-phases et les inductances mutuelles (§.4.2.2.4).

### 3.3.5 Modèle de charge

Dans notre algorithme nous utilisons un modèle de charge simplifié, qui utilise des éléments R-L symétriques en série. Puisque dans les réseaux HTA d'EDF le neutre des charges HTA n'est pas lié à la terre, les charges n'interviennent pas dans le système homopolaire mais uniquement dans les systèmes direct et inverse (fig.3.25).

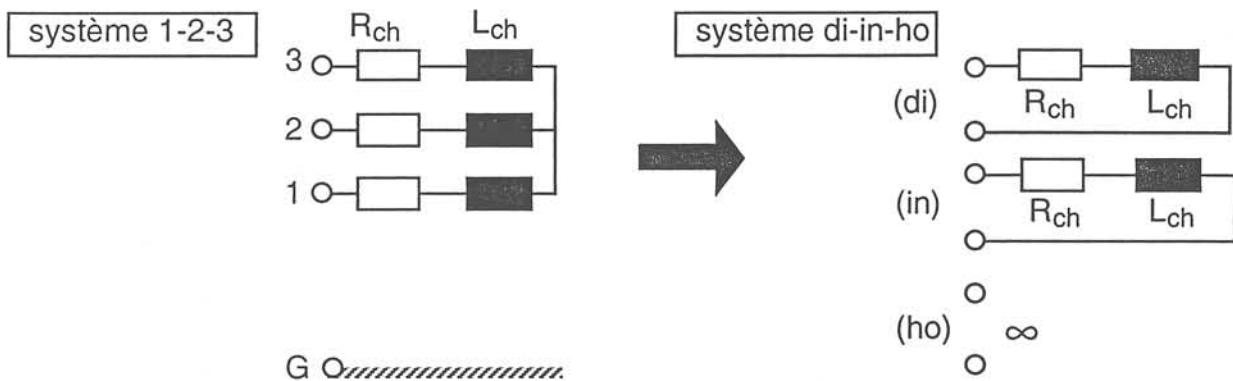


Figure 3.25 : Modèle de charge utilisé  
(load model exploited)

Dans la pratique les paramètres  $R_{ch}$  et  $L_{ch}$  des charges ne sont pas connus. Nous obtenons ces valeurs à partir de la puissance apparente  $S_{ch}$  et du facteur de puissance  $\cos \varphi_{ch}$  à la fréquence de 50 Hz (éq. 3.37-3.39). Soit ces valeurs sont à peu près connues, soit des valeurs moyennes peuvent être estimées (§.6.5.3). Pour le facteur de puissance, une valeur moyenne de 0,9 peut être supposée en général.

$$\underline{S}_{ch} = S_{ch} (\cos \varphi_{ch} + j \sin \varphi_{ch}) = P_{ch} + j Q_{ch} \quad (3.37)$$

$$R_{ch} = \frac{3 V_{nom}^2 \cos \varphi_{ch}}{S_{ch}} \quad (3.38)$$

$$L_{ch} = \frac{3 V_{nom}^2 \sqrt{1 - \cos^2 \varphi_{ch}}}{S_{ch} \cdot \omega} \quad (3.39)$$



Nous utilisons les paramètres  $R_{ch}$  et  $L_{ch}$ , déterminés pour la fréquence de 50 Hz, pour les calculs à la fréquence de charge. Cette approche est valable puisque cette fréquence n'est pas très différente de 50 Hz (§.3.2.3 et tableau 3.1).

### 3.3.6 Méthode développée pour l'estimation de la résistance de défaut

L'équation générale (3.34) utilisée pour la localisation des défauts ne dépend pas seulement de la distance  $d$  du défaut mais aussi de sa résistance  $R_{def}$ . Nous supposons que  $R_{def}$  est toujours une grandeur réelle dont l'amplitude par contre est inconnue (§.2.4.3).

Afin de pouvoir déterminer la distance  $d$ , comme expliqué auparavant, nous devons alors estimer la valeur de la résistance de défaut.

Ceci est possible en utilisant un schéma très simplifié en composantes symétriques valable uniquement pour la fréquence fondamentale de 50 Hz (fig. 3.26).

En supposant que le réseau soit accordé, nous pouvons négliger les capacités et l'inductance de la bobine de neutre, car elles se compensent. L'inductance et, dans un premier temps, la résistance de la ligne seront également négligées pour notre méthode d'estimation.

Il reste donc seulement la résistance de défaut  $R_{def}$  en série avec la résistance de la bobine  $R_{am}$  qui est connue.

Nous connaissons également la tension directe du réseau  $\underline{V}_{di}$  ainsi que la tension homopolaire  $\underline{V}_{ho}$ .

L'équation (3.40) permet par conséquent le calcul approximatif de la résistance de défaut  $R_{def}$ .

$$R_{def} \approx \left( \frac{V_{di}}{V_{ho}} - 1 \right) R_{am} \quad (3.40)$$

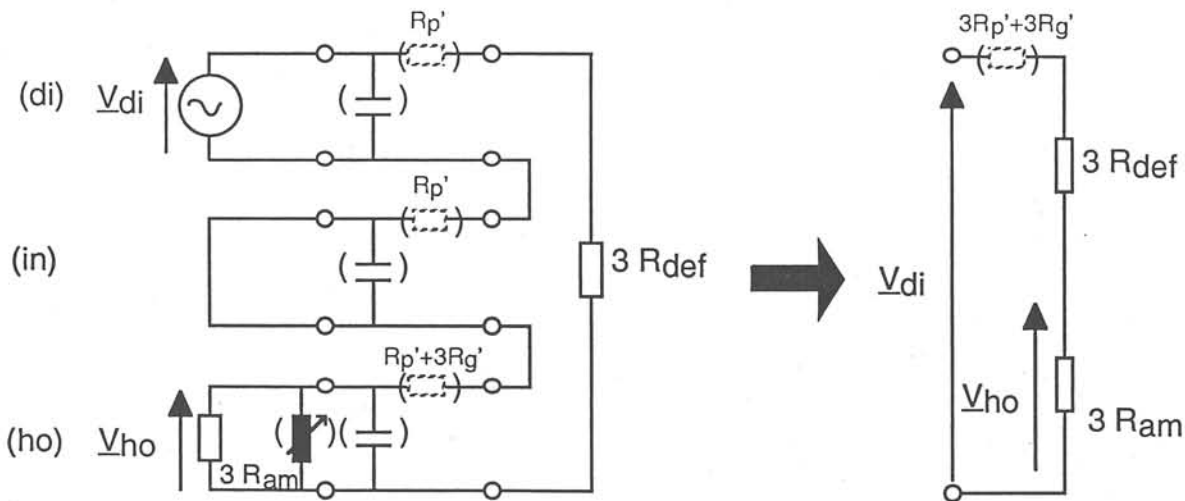


Figure 3.26: Schéma équivalent simplifié (valable pour  $f = 50$  Hz) pour l'estimation de la résistance de défaut  $R_{def}$   
(simplified equivalent scheme for fault resistance estimation)

### 3.3.7 Initialisation du modèle et actualisation des paramètres

Dans notre approche pour la localisation de défauts nous pouvons distinguer deux types de calculs afin de diminuer les temps de calcul pour la localisation :

- Calculs qui dépendent uniquement de la topologie du réseau
- Calculs qui dépendent des signaux lors d'un défaut

Les calculs qui dépendent uniquement de la structure du réseau peuvent être effectués par une routine d'initialisation, qui sera activée lors de la première installation du dispositif de localisation ou lors d'un changement de topologie du réseau. Ces reconfigurations du réseau sont effectuées relativement souvent lors des défauts (jusqu'à plusieurs fois par jour) (§.2.6), ou même dans la conduite normale afin d'améliorer l'exploitation du réseau (travaux, surcharge des lignes, pertes ...).

Avec une telle reconfiguration, des éléments du réseau peuvent changer de départ. Le nombre et la suite des éléments d'un départ est donc variable. Notre algorithme utilise des fichiers qui indiquent les informations suivantes sur la structure du réseau :

- pour chaque départ : numéro du premier élément
- pour chaque élément : nombre et numéro(s) des éléments voisins en aval
- pour chaque élément : nombre et numéro(s) des éléments voisins directs  
(branches secondaires avec la même profondeur)

Nous avons conçu une routine d'initialisation qui détermine pour chaque élément du réseau sa "direction d'alimentation" et une liste des éléments qui se trouvent en amont ou en aval de cet élément. Par l'intermédiaire d'une interface, cette routine peut être adaptée aux fichiers EDF qui contiennent de l'information sur la structure actuelle du réseau. L'algorithme de localisation utilise donc toujours les données actuelles, mais il est indépendant de la routine d'initialisation.

3.3.8 Organigramme de l'approche

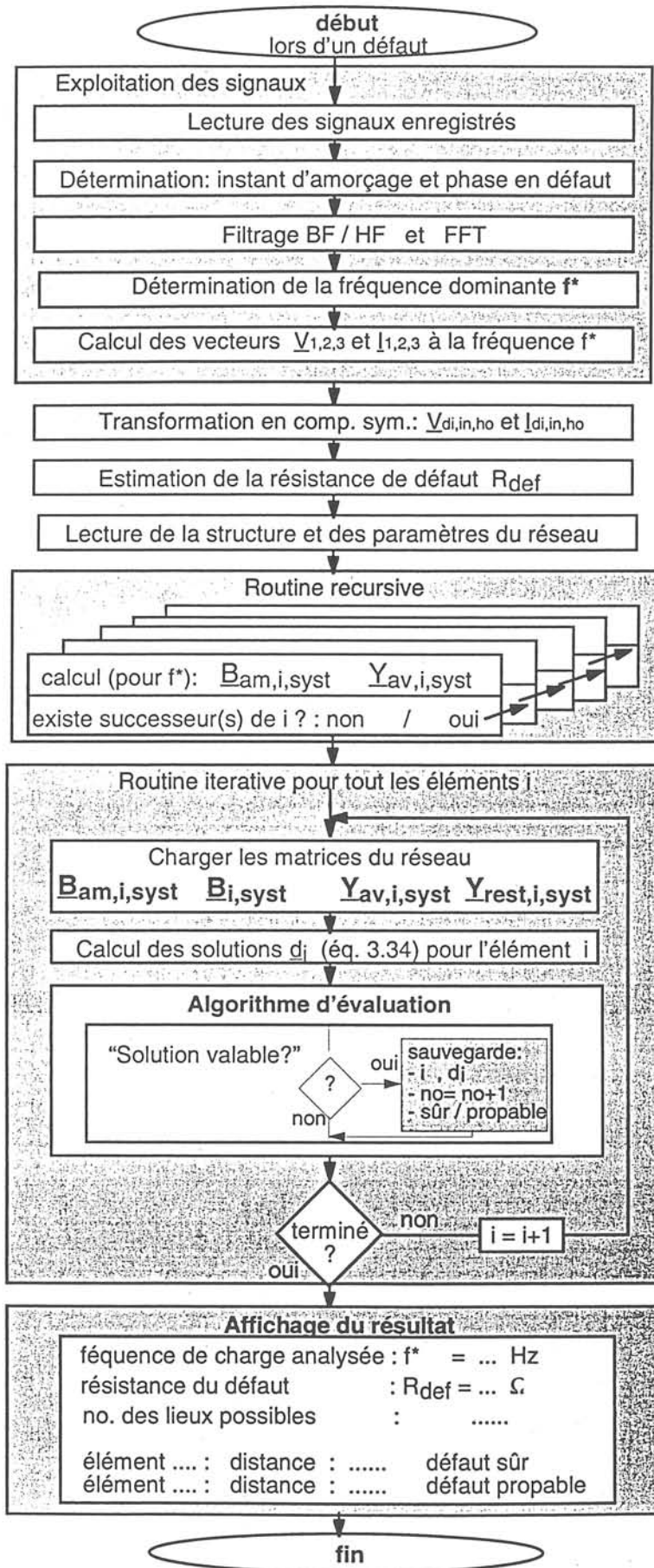


Figure 3.27 : Organigramme de l'algorithme pour la localisation de défauts (algorithm flow-chart)

### 3.4 Conclusion

Dans la première partie de ce chapitre nous avons étudié les différents phénomènes transitoires qui peuvent exister lors d'un défaut. Nous avons identifié deux phénomènes qui peuvent théoriquement être exploités pour la localisation de défauts monophasés :

- la décharge de la phase en défaut
- la charge des deux phases saines

La décharge de la phase en défaut provoque une oscillation à haute fréquence (1-100 kHz) en fonction de la distance de défaut. Pour l'exploitation de ce phénomène nous ne pourrions pas utiliser les perturbographes couramment installés dans les postes sources. Leur fréquence d'échantillonnage est d'habitude inférieure ou égale à 10 kHz.

En conséquence, nous exploitons pour notre approche l'oscillation de charge des phases saines, dont la fréquence est beaucoup moins élevée. La fréquence de charge, qui dépend de la distance du défaut ainsi que de la taille du réseau, est pour les réseaux HTA français d'environ 150-300 Hz. Plus le courant capacitif d'un réseau est élevé et plus le défaut est éloigné, plus basse est cette fréquence.

Dans la deuxième partie de ce chapitre nous avons présenté notre approche pour la localisation de défauts. Nous avons d'abord discuté la méthode de traitement du signal, basé sur la FFT utilisée dans un premier temps pour l'exploitation de l'oscillation de charge. Par une analyse des spectres des signaux d'entrée filtrés nous avons pu déterminer les vecteurs correspondant à la fréquence de charge.

Ensuite nous avons utilisé une représentation du réseau pour estimer la distance de défaut dans un élément quelconque du réseau. Ce modèle dépend des paramètres linéiques, de la fréquence de calcul qui est égale à la fréquence de charge, de la résistance de défaut que nous estimons séparément et de la distance de défaut. Grâce à la transformation du modèle et des vecteurs d'entrée en composantes symétriques, nous avons pu appliquer la théorie des quadripôles, ce qui nous a permis la représentation matricielle automatisée du réseau entier. Nous avons développé une routine récursive qui regroupe pour chaque système symétrique une structure arborescente en amont ou en aval d'un élément dans une seule matrice équivalente (2x2). Par conséquent, nous avons pu dériver une équation d'ordre élevé qui contient la distance de défaut comme seule inconnue. Par résolution numérique nous obtenons plusieurs solutions dont nous identifions la solution valable, si elle existe pour l'élément examiné, par un jeu de valeurs seuils complexes pour la distance estimée.

Notre algorithme itératif examine de cette manière un élément après l'autre, si un défaut est présent ou non.



## CHAPITRE 4 :

### **Validation de l'approche et sélection des modèles de lignes et de câbles**



## CHAPITRE 4

# VALIDATION DE L'APPROCHE ET SELECTION DES MODELES DE LIGNES ET DE CABLES

### 4.1 Introduction

Nous avons présenté une approche pour la localisation de défauts monophasés, basée sur l'exploitation de l'oscillation de charge des phases saines. Cette approche utilise une représentation de chaque élément d'un réseau par un modèle de ligne ou de câble. Pour cela, 18 modèles différents avaient été proposés.

Dans ce chapitre nous allons d'une part valider notre approche pour un réseau-test simplifié, d'autre part étudier la performance des différents modèles. En comparant la précision des résultats obtenus par notre approche en fonction du modèle utilisé, nous arriverons finalement à faire une sélection des modèles à retenir.

La validation de l'approche ainsi que le test des modèles ont été basés sur des simulations avec le logiciel CIRCUIT développé au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG). L'utilisation de ce logiciel nous a permis d'obtenir des signaux de défauts simulés dans une ligne aérienne ou dans un câble finement modélisé.

Nous discuterons de quelle manière les différents éléments d'un réseau doivent être modélisés et nous fournirons des approximations analytiques pour obtenir des paramètres représentatifs d'un réseau comme données de la simulation.

### 4.2 Validation de l'approche avec un logiciel de simulation

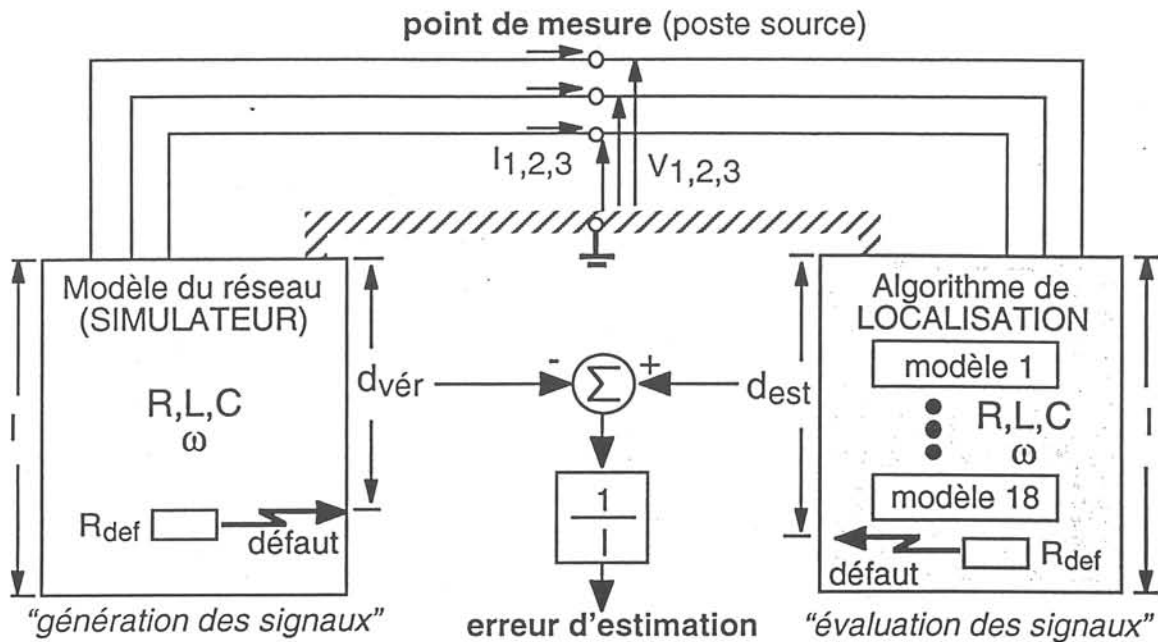
#### 4.2.1 Principe de la validation

Pour la validation de notre approche, nous avons besoin de signaux-test qui correspondent à une configuration et à un état du réseau bien connu. Par contre, nous ne pouvons pas utiliser des enregistrements de défaut dans un réseau réel, car ni la résistance de défaut, ni les paramètres linéiques ne sont connus avec une précision suffisante. Pour les défauts auto-extincteurs nous avons en plus le problème que, dans la plupart des cas, la véritable distance de défaut n'est pas connue.

En conséquence nous avons utilisé un logiciel de simulation pour la génération des signaux. Il est basé sur un modèle numérique du réseau, dont les paramètres utilisés sont connus. Grâce à l'introduction d'un défaut à une distance donnée avec une résistance connue, nous pouvons simuler les signaux électriques dans un noeud quelconque du réseau (fig.4.1).

Dans notre cas, avec le "cahier de charges" à respecter (§ 2.7), nous devons choisir l'arrivée du jeu de barres au poste-source comme point de "mesure". Les signaux générés par le simulateur sont ensuite exploités par notre algorithme de localisation. Dans la base de données de notre algorithme nous avons entré les mêmes paramètres et la même structure du réseau que ceux utilisés par le simulateur.





**Figure 4.1 :** Principe de la validation de l'approche avec un logiciel de simulation.  
 (Méthode également utilisée pour la sélection des modèles de ligne et de câble)  
 (validation principle, method also used for line and cable model selection)

Dans un premier temps nous avons également utilisé la résistance de défaut exacte, l'influence de son incertitude a été étudiée séparément (§.5.6.1). Dans notre algorithme nous utilisons l'un des 18 modèles simplifiés pour la représentation d'un élément du réseau. La validation de l'algorithme (chap. 4 et 5) a été effectuée avec un modèle en "PI" (n° 14, §.3.3.4). En revanche, le simulateur utilise une modélisation plus fine de la ligne aérienne et du câble.

Pour la validation de l'approche ainsi que pour la sélection des différents modèles nous avons défini une erreur d'estimation de notre approche, déterminée par la différence entre la distance ( $d_{est}$ ) estimée et la véritable distance ( $d_{vér}$ ), réduite par la longueur  $l$  de l'élément examiné (éq. 4.1).

$$err_{d/l} = \frac{d_{est} - d_{vér}}{l} \quad (4.1)$$

## 4.2.2 Les éléments du réseau test

Concernant le choix d'un modèle de réseau pour la validation et pour la sélection des modèles d'élément nous avons poursuivi deux objectifs. D'une part nous avons voulu examiner un réseau-test simple, afin d'éviter des sources d'erreur supplémentaires. D'autre part, nous avons essayé de conserver toutes les parties caractéristiques d'un réseau compensé pour obtenir une image valable du réseau et pour confronter notre algorithme à des conditions réalistes.

Dans la figure 4.2 nous avons présenté le réseau-test choisi, qui répond aux hypothèses et simplifications suivantes :

Le départ en défaut ne concerne qu'un seul élément (ligne ou câble au choix). La longueur de cet élément est de 10 km et nous examinerons les positions de défaut à 1, 5 et 9 km de distance.

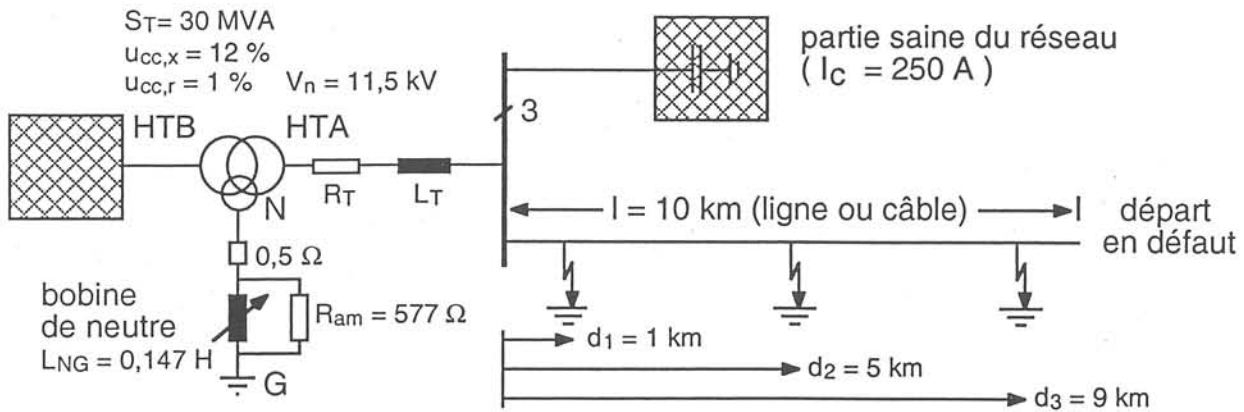


Figure 4.2 : Schéma symbolique du réseau-test  
(one-line diagram of test-system)

Dans un premier temps nous considérons un réseau sans charge (i.e. départ à vide). Cette influence sera examinée séparément dans l'étude paramétrique (§.5.4.4 et 5.6.6).

Le courant capacitif de la partie saine du réseau est de 250 A. Ceci correspond à la taille moyenne d'un réseau HTA réel en France. Nous avons représenté la partie saine du réseau par des capacités phase-terre et entre phases concentrées. Les éléments inductifs et résistifs de la partie saine ont été négligés (§ 6.4).

Le réseau considéré est accordé, c'est-à-dire que le courant inductif dans la bobine de neutre compense exactement le courant capacitif. La valeur de l'inductance de la bobine a été ajustée en conséquence. Comme dans un réseau réel, nous avons connecté une résistance d'amortissement de  $R_{am}$  en parallèle à la bobine de neutre.

La résistivité de la terre est de  $0,05 \Omega/\text{km}$ . Ceci correspond à une valeur moyenne à 50 Hz [Feser.92], [Maier.92]. Les valeurs de tous les éléments R,L,C ainsi que la résistivité de la terre sont celles à 50 Hz, nous pouvons négliger leur variation avec la fréquence dans la bande des fréquences attendues (100-300Hz) [Maun.95].

Pour notre simulation nous représentons le transformateur par une source de tension idéale, avec une inductance et une résistance en série. Le défaut monophasé est représenté par un disjoncteur avec une résistance de défaut réelle en série.

Par la suite nous présenterons des calculs et des approximations analytiques, qui nous ont mené à obtenir des paramètres représentatifs pour la base de données du simulateur. Il faut noter que ces méthodes de calcul ne font pas partie de notre algorithme de localisation. Nous supposons que les paramètres linéiques sont directement disponibles dans une base de données au niveau du poste source. En revanche, pour notre approche nous n'avons pas besoin de connaître les valeurs des éléments au poste source (transformateur, bobine de compensation, etc. ...), puisque nous mesurons les tensions et courants directement à l'arrivée du jeu de barres. La connaissance de ces grandeurs dans notre algorithme rend la modélisation des éléments du poste inutile (§.3.3).

Dans le simulateur, en revanche, le réseau entier doit être pris en compte.

#### 4.2.2.1 Le transformateur et la bobine de compensation

Le transformateur peut être représenté par une inductance et une résistance en série pour les trois phases côté secondaire. Ces éléments sont directement impliqués dans le phénomène de charge des phases saines (§.3.2.3). Pour leur détermination nous utilisons les caractéristiques d'un transformateur standard, utilisé pour ce type de réseau :

Puissance apparente nominale	: $S_T = 30 \text{ MVA}$
Tension nominale secondaire	: $U_n = 20 \text{ kV}$ ( $V_n = 11,5 \text{ kV}$ )
Puissance réactive de court-circuit réduite	: $u_{cc,x} = 12 \%$
Puissance active de court-circuit réduite	: $u_{cc,r} = 1 \%$

A partir de ces données nous pouvons calculer la réactance  $X_T$  à 50 Hz (éq. 4.2), l'inductance  $L_T$  (éq. 4.3) et la résistance  $R_T$  (éq. 4.4) du transformateur.

$$X_T = u_{cc,x} \frac{U_n^2}{S_T} \quad (4.2)$$

$$L_T = \frac{X_T}{2\pi \cdot 50 \text{ Hz}} \quad (4.3)$$

$$R_T = u_{cc,r} \frac{U_n^2}{S_T} \quad (4.4)$$

Nous obtenons pour le transformateur de notre réseau test

une inductance de :  $L_T = 5,1 \text{ mH}$  pour  $X_T = 1,6\Omega$

une résistance de :  $R_T = 0,13 \Omega$

La bobine de compensation du neutre est représentée par l'inductance  $L_{NG}$  variable et par la résistance  $R_S$  en série qui représente les pertes cuivre et la mise à la terre de la bobine. Dans les réseaux de distribution français, une résistance d'amortissement  $R_{am}$  est connectée en parallèle sur l'inductance  $L_{NG}$ . Elle est dimensionnée pour fournir un courant actif du neutre suffisant pour assurer le fonctionnement correct des relais de protection (§.2.6.1).

L'inductance  $L_{NG}$  de la bobine de neutre doit être choisie en fonction du courant capacitif  $I_{C,tot,f}$  afin d'obtenir un réseau accordé. Elle peut être calculée à partir du "courant de la bobine" (éq. 4.5) en utilisant l'équation pour l'accord du réseau (éq. 4.6) [Leitloff.94.b].

$$I_{bob} = I_{C,tot,f} \quad (4.5)$$

$$L_{NG} = \frac{V_n}{\omega I_{bob}} \quad (4.6)$$

Le tableau 4.1 montre une vue d'ensemble des valeurs des éléments du poste source utilisées pour la simulation.

Élément électrique	Symbole	Valeur
Inductance Transformateur	$L_T$	5 mH
Résistance Transformateur	$R_T$	0,133 $\Omega$
Source de tension	$V_n$	11,5 kV (3 ~)
Résistance d'amortissement	$R_{am}$	577 $\Omega$
Résistance à la terre série	$R_S$	0,5 $\Omega$
Inductance de la bobine de compensation	$L_{NG}$	146,4 mH

**Tableau 4.1** : Valeurs des éléments du poste source utilisées pour la simulation avec CIRCUIT  
(*substation parameters used for CIRCUIT simulation*)

#### 4.2.2.2 La partie saine du réseau

Le courant capacitif total d'un réseau est, par définition, la somme vectorielle des courants capacitifs dans les trois phases du réseau.

Dans un réseau sain et parfaitement symétrique les contributions de chaque phase se compensent et le courant capacitif est nul (2.4.2). En revanche, dans le cas extrême d'un défaut franc le courant capacitif est maximal. Son amplitude est exactement trois fois plus élevée que l'amplitude du courant capacitif d'une seule phase dans le cas du réseau sain.

Il est important de noter que l'expression "courant capacitif d'un réseau compensé" signifie souvent courant capacitif maximal d'un réseau, qui existe uniquement pour un défaut franc.

Dans notre réseau-test nous représentons la partie saine du réseau par des capacités équivalentes qui provoquent, dans le cas d'un défaut franc, le même courant capacitif  $I_{C,sain,f}$ , que l'ensemble des éléments de la partie saine (éq. 4.7). Si ce courant capacitif maximal est connu nous pouvons calculer la capacité homopolaire par phase  $C_{ho}$  du réseau ou bien de notre modèle équivalent. Cette capacité homopolaire se compose de la capacité phase-terre  $C_g$  et du triple de la capacité entre phases  $C_p$  (éq. 4.8) (annexe 10.1).

$$I_{C,sain,f} = 3 \omega C_{ho,sain} \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad (4.7)$$

$$C_{ho,sain} = C_{g,sain} + 3C_{p,sain} = \frac{I_C}{\sqrt{3} 2\pi 50 \text{ Hz } U_n} \quad (4.8)$$

Si la partie saine est composée uniquement des lignes aériennes nous pouvons déterminer les capacités linéiques en supposant un facteur  $C_p/C_g \approx 0,25 \dots 0,5$  selon la géométrie de la ligne (éq. 4.12-14). Pour une partie saine partiellement souterraine, le facteur  $C_p/C_g$  est en général très faible, car la capacité phase-terre des câbles est en général très élevée par rapport aux capacités de la ligne. Dans le cas des câbles homopolaires, la capacité entre phases, par contre, est négligeable (4.2.2.4).

Pour notre réseau-test avec un courant capacitif  $I_{C,sain,f} = 250$  A nous avons utilisé les capacités équivalentes suivantes :

Elément électrique	Symbole	Valeur
Capacité phase-terre, partie saine	$C_{g,sain}$	13,1 $\mu$ F
Capacité entre phases, partie saine	$C_{p,sain}$	3,3 $\mu$ F

Tableau 4.2 : Valeurs des capacités utilisées pour la modélisation de la partie saine du réseau avec CIRCUIT

(capacitance parameters of the unfaulted part of the system)

### 4.2.2.3 La ligne aérienne

Avant de pouvoir modéliser en détail une ligne aérienne il faut connaître ses paramètres linéiques. La résistance linéique  $R'_p$  est normalement bien connue, elle dépend du type et du matériau du conducteur. La résistivité de la terre  $R'_g$  dépend des conditions climatiques et des propriétés du sol. Nous utilisons une valeur moyenne recommandée, valable pour une fréquence de 50 Hz [Feser.92]. L'inductance propre  $L'_p$ , la mutuelle  $L'_a$  ainsi que les capacités phase-terre  $C'_g$  et entre phases  $C'_p$  dépendent surtout des paramètres géométriques de la ligne qui peuvent normalement être déduits des fiches techniques. Si les paramètres linéiques ne sont pas connus directement, les approximations suivantes peuvent être utilisées pour leur détermination [Feser.92].

La figure 4.3 montre la définition des paramètres géométriques pour deux types de ligne utilisés. La hauteur moyenne ne tient pas seulement compte de la différence de hauteur des trois phases mais aussi de la flèche des conducteurs (éq. 4.9).

$$\bar{h} \approx 0,7 \cdot \frac{1}{3} \cdot \sum_{i=1}^3 h_{i,pylône} \tag{4.9}$$

Pour la distance  $d_{ik}$  nous utilisons, si nécessaire (cas b), la moyenne géométrique (éq. 5.1).

Par ailleurs il faut noter que les réseaux de distributions français ne sont pas équipés de câble de garde.

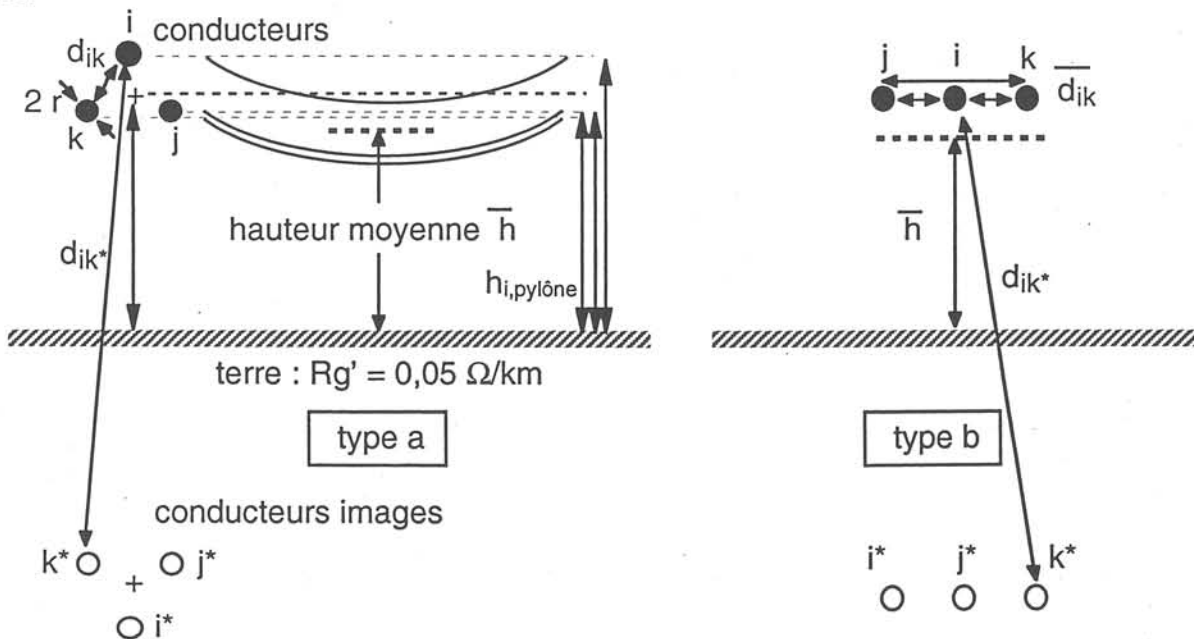


Figure 4.3 : Définition des paramètres géométriques d'une ligne aérienne (type a : modèle CIRCUIT (chap.4) ; type b : modèle ARENE (chap.5) (geometric parameter definition for overhead lines)

Avec la perméabilité  $\mu_0 = 1,26 \cdot 10^{-6}$  Vs/Am et  $\mu_r = 1$  pour  $\frac{Al}{Acier} > 6$  on calcule l'inductance linéique  $L'_p$  (éq. 4.10) et l'inductance mutuelle  $L'_a$  (éq. 4.11) [Feser.92].

$$L'_p = \frac{\mu_0}{2\pi} \left( \ln \left( \frac{2h}{r} \right) + \frac{\mu_r}{4} \right) \quad (4.10)$$

$$L'_a = \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{d_{ik}^*}{d_{ik}} \right) \approx \frac{\mu_0}{2\pi} \ln \left( \frac{2h}{d_{ik}} \right) \quad (4.11)$$

Et avec  $\epsilon_0 = 8,85 \cdot 10^{-12}$  As/Vm on calcule la capacité homopolaire qui est égale à la capacité phase-terre  $C'_g$  (éq. 4.12) ainsi que la capacité directe  $C'_{di}$  (éq. 4.13). En connaissant ces deux grandeurs la capacité entre phase peut être déduite (éq. 4.14) [Feser.92].

$$C'_{ho} = C'_g \approx \frac{2\pi\epsilon_0}{3 \ln \left( \frac{2h}{\sqrt[3]{r d_{ik}^2}} \right)} \quad (4.12)$$

$$C'_{di} = C'_g + 3C'_p \approx \frac{2\pi\epsilon_0}{\ln \left( \frac{d_{ik}}{r} \right)} \quad (4.13)$$

$$C'_p = \frac{C'_{di} - C'_g}{3} \quad (4.14)$$

Le tableau 4.3 correspond aux paramètres linéiques d'une ligne aérienne représentative (typ a :  $d_{ik} = 1,5$  m,  $h = 10$  m) que nous avons utilisés pour la simulation avec CIRCUIT.

Paramètre	Symbole	Valeur
Résistivité de la terre	$R'_g$	0,05 $\Omega$ /km
Résistivité linéique	$R'_p$	0,224 $\Omega$ /km
Inductance linéique	$L'_p$	1,6 mH/km
Inductance mutuelle	$L'_a$	0,52 mH/km
Capacité phase-terre	$C'_g$	6,0 nF/km
Capacité entre phases	$C'_p$	1,5 nF/km

Tableau 4.3 : Paramètres linéiques de la ligne aérienne modélisée avec CIRCUIT  
(line parameters for modeling with CIRCUIT)

#### 4.2.2.4 Le câble

Comme pour la ligne aérienne, nous proposons pour le câble des approximations pour déterminer les paramètres importants, si ceux-ci ne sont pas connus directement. La résistivité du conducteur  $R'_p$  par contre, peut toujours être trouvée dans les fiches techniques.

La figure 4.4 représente le schéma géométrique d'un câble à trois conducteurs isolés. Ce type de câble est de plus en plus utilisé dans les réseaux de distribution français et remplace progressivement les anciens câbles tripolaires.

Pour ce type de câble, chaque conducteur est équipé d'un écran métallique mis à la terre aux deux extrémités du câble. Ceci nous permet de faire les simplifications suivantes concernant le calcul des paramètres linéiques.

D'une part nous remplaçons la résistivité de l'écran par la résistivité de la terre, qui représente une connexion très conductrice en parallèle avec l'écran. Entre les deux points de leur mise à la terre, les écrans sont isolés de la terre par une gaine non conductrice.

D'autre part nous supposons que les écrans métalliques empêchent tout couplage capacitif des conducteurs et donc, que les capacités entre phases sont nulles.

Puisque les écrans métalliques sont mis à la terre aux deux extrémités, il existe une boucle fermée qui favorise la circulation d'un courant induit entre chaque écran et la terre. Ce courant induit compense à l'extérieur de l'écran au moins partiellement le champ magnétique rayonné par le conducteur. Nous pouvons donc négliger dans un premier temps les inductances mutuelles pour notre application. Il serait souhaitable d'effectuer des études supplémentaires afin de vérifier jusqu'à quelle fréquence cette hypothèse est valable et comment les mutuelles doivent être prises en compte au-delà de cette limite.

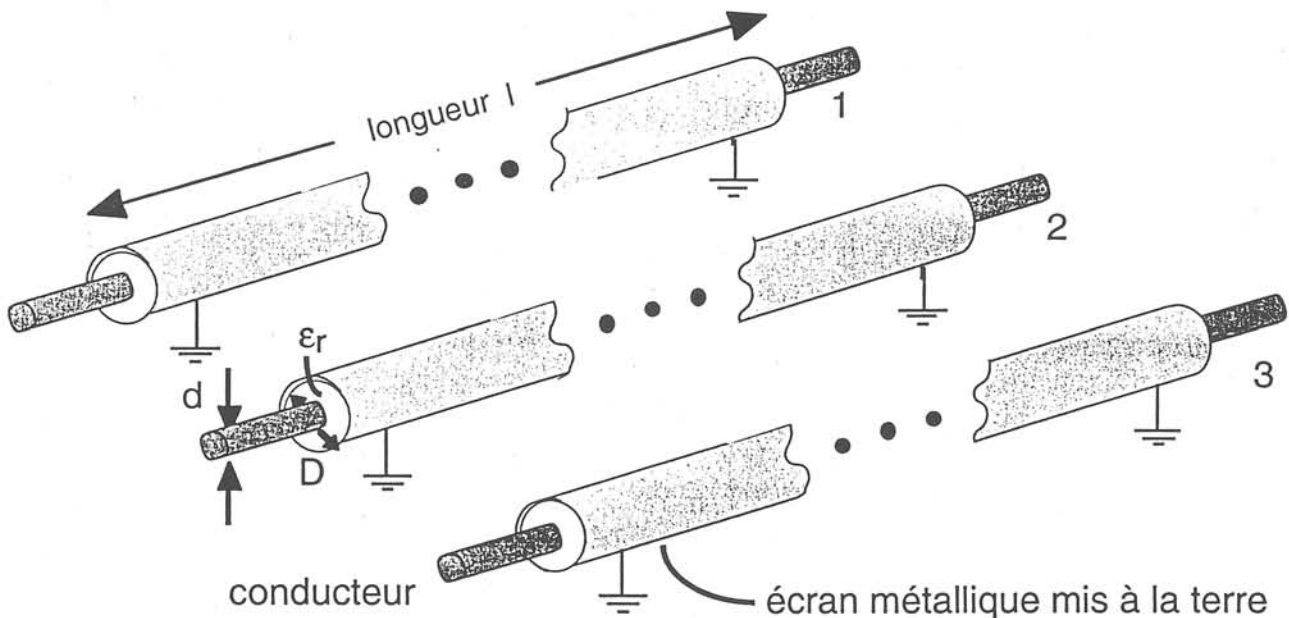


Figure 4.4 : Définition des paramètres linéiques d'un câble à trois conducteurs isolés  
(i.e. HN 33-S-23 / 150 mm<sup>2</sup>)  
(geometric parameter definition for cables (3\*1 conductors))

Pour le calcul de la capacité phase-écran (terre)  $C'_g$  et l'inductance linéique  $L'_p$  du conducteur les équations suivantes peuvent être utilisées :

$$C'_g = \frac{2\pi \epsilon_r \epsilon_0}{\ln\left(\frac{D}{d}\right)} \quad (4.15)$$

$$L'_p = \frac{\mu_0}{2\pi} \left( \ln\left(\frac{D}{d}\right) + \frac{1}{4} \right) \quad (4.16)$$

Le tableau 4.4 montre les paramètres linéiques que nous avons utilisés pour la modélisation d'un câble avec CIRCUIT.

Paramètre	Symbole	Valeur
Résistivité de l'écran	$R'_g$	0,067 $\Omega$ /km
Résistivité du conducteur	$R'_p$	0,2 $\Omega$ /km
Inductance linéique	$L'_p$	0,2 mH/km
Inductance mutuelle	$L'_a$	0
Capacité phase-terre	$C'_g$	225 nF/km
Capacité entre phases	$C'_p$	0

*Tableau 4.4 : Paramètres linéiques du câble modélisé avec CIRCUIT  
(cable parameters used for modeling with CIRCUIT)*

### 4.2.3 Simulation d'un défaut monophasé avec CIRCUIT

Pour la simulation d'un défaut monophasé dans un réseau-test, nous avons eu le choix entre plusieurs logiciels de simulation : EMTP (Electro Magnetic Transients Program), MORGAT ou ARENE (simulateurs développés par EDF) et CIRCUIT (logiciel pour l'analyse des circuits électriques, développé au LEG).

Les logiciels EMTP, MORGAT et ARENE permettent la simulation des grandes structures de réseau mais utilisent eux-mêmes des modèles simplifiés pour chaque élément, pour les applications qui correspondent à notre cas d'étude. Comme notre objectif était non seulement la validation, mais aussi la sélection des modèles de ligne ou de câble, nous aurions forcément identifié le modèle utilisé par le simulateur comme le modèle le plus favorable. Nous avons donc choisi le logiciel CIRCUIT qui permet de modéliser une ligne ou un câble d'une manière fine et précise. En utilisant ce logiciel nous avons eu également la connaissance sur chaque paramètre utilisé.

Les schémas électriques suivants représentent deux exemples pour la modélisation d'un défaut dans une ligne aérienne (fig. 4.5.a) et dans un câble (fig. 4.5.b).

Le départ en défaut est connecté au modèle du poste source et à la partie saine suivant le schéma symbolique (fig.4.2).

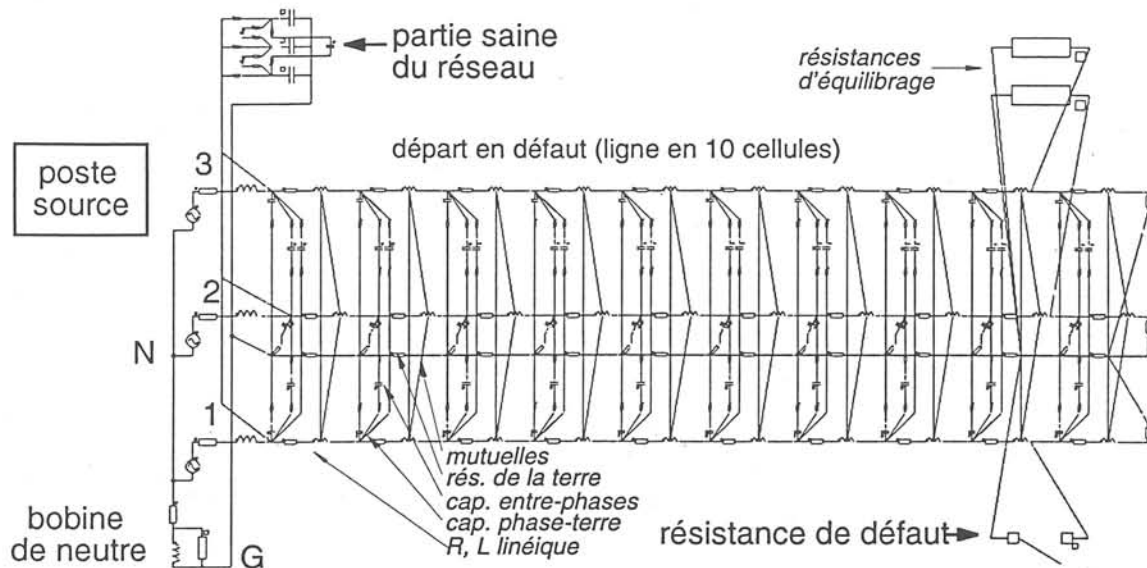
L'élément en défaut (ligne ou câble) a été subdivisé en dix cellules identiques de 1 km de longueur pour s'approcher suffisamment d'un modèle à paramètres distribués. Chaque cellule est composée des éléments électriques qui correspondent aux paramètres linéiques (tableaux 4.3 et 4.4).

Le modèle du câble correspond en principe à celui de la ligne aérienne, seuls les paramètres linéiques sont différents, les capacités entre phases et les inductances mutuelles ont été négligées.

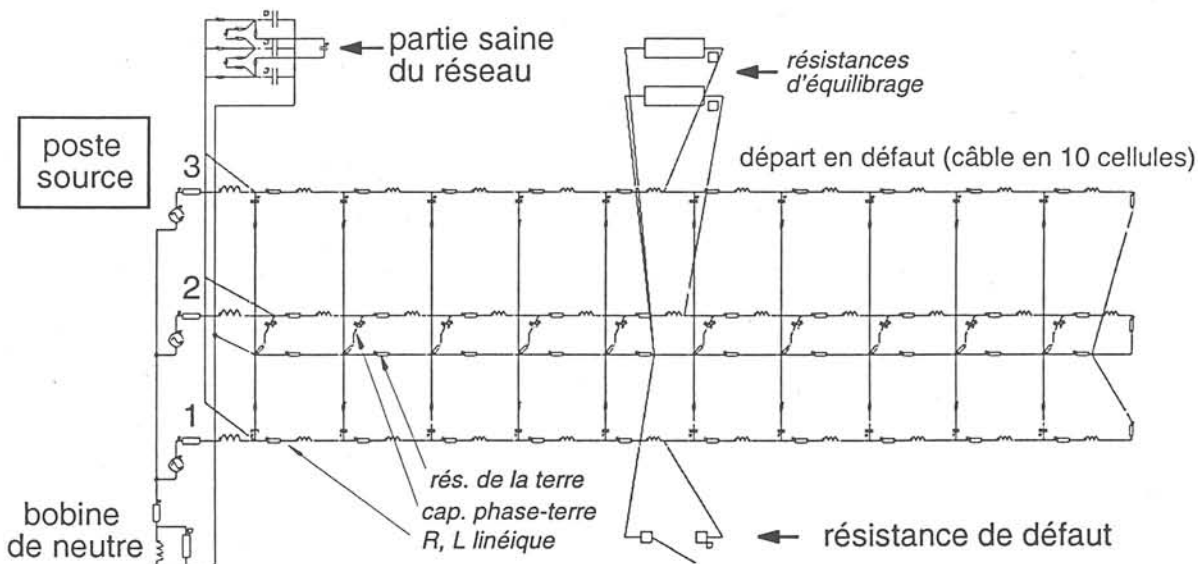
Le défaut a été réalisé par un disjoncteur représenté par une résistance variable (état fermé :  $R = R_{def}$  ; état ouvert :  $R = 1 \text{ M}\Omega$ ). Pour équilibrer "numériquement" les deux autres phases lors de l'état ouvert du disjoncteur nous avons ajouté des résistances d'équilibrage de  $1 \text{ M}\Omega$  par phase.

Nous avons effectué des simulations pour des défauts sur 1,5 et 9 km de distance et nous avons utilisé différentes résistances de défaut (0,1  $\Omega$ , 1  $\Omega$ , 10  $\Omega$  et 100  $\Omega$ ).





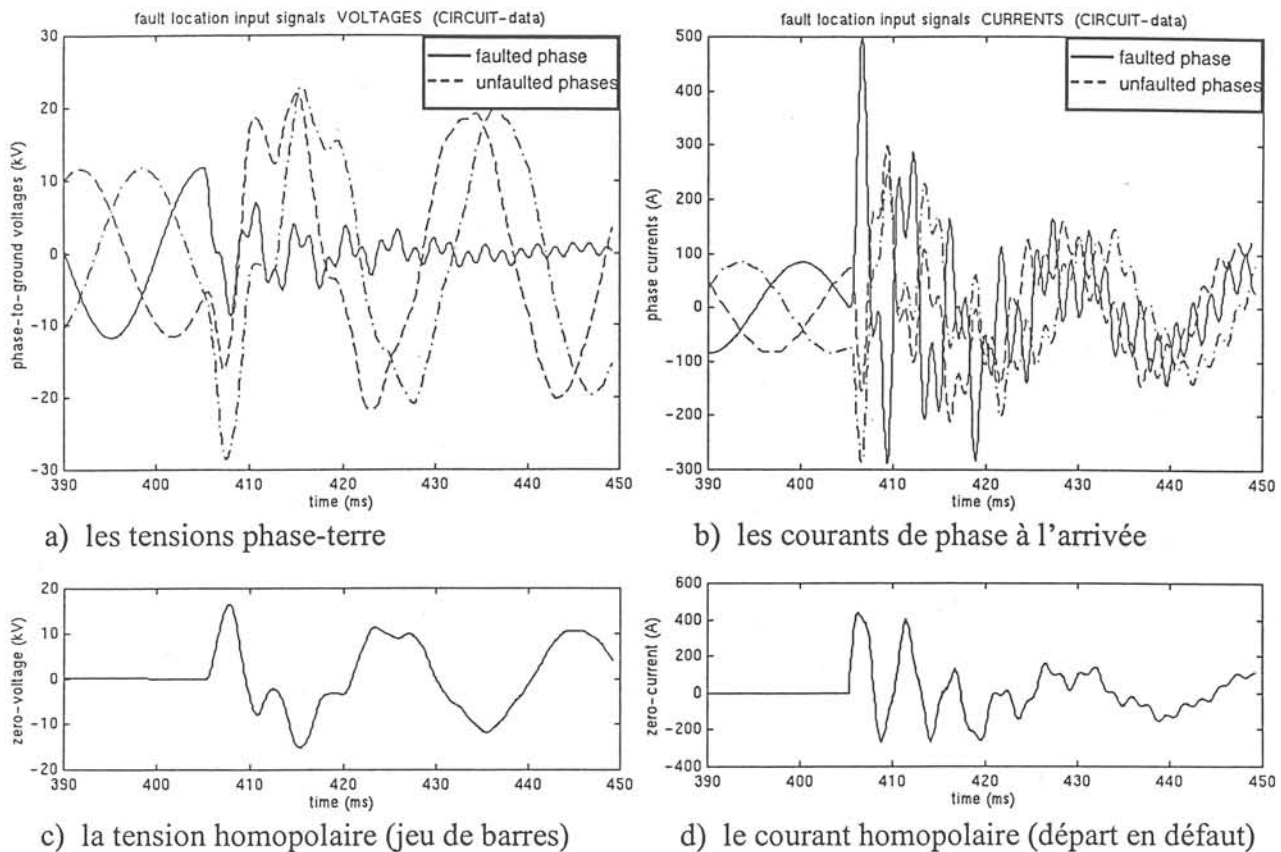
a) défaut monophasé dans une ligne aérienne ( $l = 10 \text{ km}$ ,  $d = 9 \text{ km}$ )



b) défaut monophasé dans un câble ( $l = 10 \text{ km}$ ,  $d = 5 \text{ km}$ )

Figure 4.5 : Modèles CIRCUIT du réseau-test pour la modélisation d'un défaut monophasé (test-system models for single phase fault simulation using CIRCUIT)

La figure 4.6.a-d montre les signaux simulés au niveau du poste source, exploités ensuite par notre algorithme de localisation. Ils correspondent à la simulation d'un défaut de  $0,1 \Omega$  à une distance de 9 km de la ligne aérienne (fig. 4.5.a). Tous les signaux, excepté le courant homopolaire, ont été pris à l'arrivée du jeu de barres. Le courant homopolaire (fig.4.6.d) est celui du départ en défaut où nous pouvons analyser plus finement les phénomènes transitoires pour la détermination de la fréquence dominante (§ 3.3.2). Dans le courant homopolaire du réseau entier, ces phénomènes sont beaucoup moins représentés car les courants de phase à la fréquence de charge sont opposés en phase et s'annulent partiellement fig. 4.6.b. Seule la faible partie qui passe à travers le système de compensation du point de neutre à la terre peut être observée (§ 3.2.3).



**Figure 4.6** : Signaux simulés par un défaut dans une ligne aérienne ( $R_{\text{def}} = 0,1 \Omega$ ,  $d = 9 \text{ km}$ ), exploités par l'algorithme de localisation  
(*simulated line fault signals exploited by the location algorithm*)

Nous observons les changements attendus dans les grandeurs à la fréquence fondamentale avec l'amorçage du défaut (405 ms). A part la fréquence fondamentale, il apparaît également des fréquences de l'oscillation de charge ( $\approx 195 \text{ Hz}$ ) et de l'oscillation de décharge ( $\approx 560 \text{ Hz}$ ). Les deux oscillations sont visiblement peu amorties car il s'agit d'un défaut franc. Dans un réseau réel, la fréquence de décharge est plus élevée (§ 3.2.2 et 3.2.7). Comme le logiciel CIRCUIT ne tient pas compte des propagations d'ondes mais seulement des phénomènes plus lents, cette fréquence est plus basse que dans un réseau réel. Nous exploitons uniquement l'oscillation de charge, qui est elle représentée correctement. Cette divergence est donc peu importante.

#### 4.2.4 Résultats de la validation

L'objectif principal de la partie validation était de vérifier le fonctionnement correct de notre algorithme pour un cas simple et de montrer en même temps que le phénomène de charge des phases saines peut être exploité pour la localisation de défauts.

Le deuxième objectif consistait à préparer une méthode qui permette la comparaison des différents modèles de ligne dans l'étape suivante.

Les observations concernant l'influence des différents paramètres comme la distance et la résistance de défaut étaient des effets supplémentaires qui nous ont amené à faire une étude paramétrique détaillée pour un réseau plus complexe (chap. 5).

Le tableau 4.5 présente les résultats de validation de notre approche pour le réseau-test simplifié. Pour la validation, le départ en défaut a été représenté par un modèle en "PI" (n° 14) dans notre algorithme, afin de réduire des imprécisions dues à la modélisation. Nous avons comparé les résultats pour deux résistances de défaut faibles et légèrement différentes pour étudier la tendance de son influence sans risquer des résultats trop erronés au niveau du traitement du signal pour un défaut plus résistif.

Véritable distance		1 km		5 km		9 km	
Résistance de défaut		0,1 Ω	1 Ω	0,1 Ω	1 Ω	0,1 Ω	1 Ω
LIGNE	Distance estimée (km)	1,010 (- j 0,001)	0,942 (+ j 3,14)	5,000 (+ j 0,39)	5,001 (+ j 5,5)	9,002 (+ j 0,92)	8,997 (+ j 1,4)
	f <sub>charge</sub> (Hz)	312	312	234	234	195	195
CABLE	Distance estimée (km)	1,017 (+ j 0,015)	1,070 (+ j 0,11)	4,990 (+ j 0,17)	4,991 (+ j 0,7)	9,030 (+ j 0,55)	8,990 (+ j 1,5)
	f <sub>charge</sub> (Hz)	293	312	293	293	273	273

**Tableau 4.5 :** Résultats de validation (dist. complexes estimées et fréquences de charge exploitées)  
(validation results, estimated complex distances and exploited charge frequencies)

Nous constatons que la partie réelle des distances estimées correspond dans tous les cas présentés précisément à la véritable distance de défaut. Ceci confirme d'abord notre hypothèse que l'oscillation de charge peut être exploitée pour la localisation de défauts. Les fréquences déterminées comme fréquences dominantes correspondent à peu près aux valeurs obtenues avec l'approximation analytique (eq. 3.3). Nous constatons que la fréquence de charge diminue avec l'augmentation de la distance de défaut (§.3.2.2) et que pour un câble sa valeur est supérieure à celle de la ligne aérienne correspondante. Ceci s'explique, par la valeur de l'inductance linéique plus faible pour un câble que pour une ligne aérienne (eq. 3.3) (tab. 4.3 et 4.4).

En analysant les résultats de validation en détail nous constatons que nous obtenons souvent une distance de défaut complexe avec une partie imaginaire positive, qui peut être relativement élevée. Théoriquement nous attendions à obtenir une distance purement réelle. Cette erreur sur la partie imaginaire est plus élevée pour la ligne aérienne que pour le câble. Elle augmente pour les deux types d'élément avec la distance et avec la résistance de défaut. Ce phénomène est dû à l'influence de l'amortissement sur la partie traitement de signal comme nous allons le montrer dans l'étude paramétrique (chap. 5). Nous allons voir que l'inductance relativement élevée de la ligne entraîne des résultats fiables de la partie réelle de la distance estimée alors que la partie imaginaire du résultat est plus sensible vis-à-vis des imprécisions de la partie traitement du signal. Au contraire, pour le câble qui a une inductance plus faible, la partie réelle ainsi que la partie imaginaire sont fortement influencées par l'amortissement (§.5.3, 5.4, 5.5).

Nous avons également analysé des défauts plus résistifs (10 Ω, 50 Ω, 100 Ω) avec notre modèle et constaté une grande sensibilité de notre algorithme vis-à-vis du choix de la fenêtre d'échantillonnage. Ces phénomènes seront examinés en détail dans le chapitre 5, et nous proposerons des méthodes pour l'optimisation de l'algorithme pour des résistances de défaut plus élevées, dans le chapitre 6.

## 4.3 Sélection des modèles de ligne et de câble

### 4.3.1 Les conditions de test

Avec la ligne aérienne et le câble finement modélisés dans CIRCUIT nous disposons d'un moyen de vérifier la précision de notre algorithme. Notre algorithme de localisation a été programmé dans une structure modulaire, qui permet le libre choix du modèle utilisé pour un élément du réseau entre plusieurs modèles de ligne. Pour la validation de notre approche nous avons utilisé un modèle classique, la représentation symétrique des paramètres linéiques en "PI" (n°14). L'objectif du paragraphe suivant est la comparaison de 18 modèles différents utilisables dans notre algorithme. Pour juger de la performance de chaque modèle, nous avons comparé l'erreur d'estimation (eq. 4.1) obtenue pour la localisation du même défaut mais avec différents modèles de lignes. Nous avons effectué cette comparaison pour différents lieux de défaut.

Afin de pouvoir déduire une corrélation valable entre le modèle de ligne utilisé et la précision de notre approche nous avons utilisé des défauts faiblement résistants. Ainsi nous avons évité que des imprécisions du traitement de signal dues à l'amortissement des signaux interviennent dans l'évaluation des résultats. Pour la même raison, nous avons choisi des fenêtres d'échantillonnage légèrement différentes selon la distance de défaut et le type de l'élément. Avec cette adaptation de la largeur de la fenêtre à la fréquence de charge, nous avons optimisé le traitement du signal pour chaque cas de défaut. Le critère était de trouver une estimation précise du lieu du défaut pour les modèles les plus fins. Une fois les conditions de test optimales trouvées, nous avons effectué les calculs pour chaque modèle de ligne de la même façon.

Il faut noter que, pour les défauts très faiblement résistants, la sensibilité du traitement du signal était faible. Les adaptations du traitement du signal ont abouti à des améliorations de la précision de l'ordre de quelques pourcents ( $\approx \pm 2\%$ ).

### 4.3.2 Comparaison des dix huit modèles

Nous avons attribué un numéro pour chaque type de modèle examiné, ce qui permet à notre algorithme la prise en compte aisée de différents modèles dans un réseau complexe (fig.4.7).

Le tableau 4.6 représente la description de chaque modèle, les schémas électriques correspondants se trouvent dans l'annexe (10.2).

Les résultats obtenus pour un défaut de  $1\ \Omega$  à 1, 5 et 9 km de distance sur la ligne aérienne (.a,b,c) et dans le câble (d,e,f) sont regroupés dans la figure 4.7.

#### *Evaluation des résultats pour la ligne aérienne (fig.4.7.a-c)*

Les diagrammes (a-c) montrent tout d'abord une différence significative entre les résultats obtenus par un modèle avec un numéro **pair** et un numéro **impair**. Les modèles avec un numéro pair prennent en compte les inductances mutuelles et fournissent nettement de meilleurs résultats. Cette influence

Numéro du modèle		Structure Caractéristique des 18 modèles (annexe 10.2)
sans mutuelles	avec mutuelles	
1	2	Résistances, inductances uniquement, sans capacités
3	4	Capacités phase-terre en amont, ensuite R,L
5	6	R,L, ensuite capacités phase-terre
7	8	Capacités phase-terre et entre-phases en amont, ensuite R,L
9	10	R,L, ensuite capacités phase-terre et entre-phases en aval
11	12	R,L,C en modèle "PI", capacités phase-terre
13	14	R,L,C en modèle "PI", capacités phase-terre et entre-phases
15	16	R,L,C en modèle "T", capacités phase-terre
17	18	R,L,C en modèle "T", capacités phase-terre et entre-phases

**Tableau 4.6 :** Vue d'ensemble des structures de modèle et leur numérotation  
(*model structure and model number overview*)

importante s'explique par le fait que dans le départ en défaut notamment, les inductances contribuent à l'oscillation de charge. C'est dans la partie saine où les capacités jouent le rôle le plus important (§.3.2.3). Nous constatons par contre que cette influence des mutuelles diminue fortement avec l'augmentation de la distance de défaut. Ceci est dû au fait que les inductances mutuelles des systèmes directe, inverse ( $l_p-l_a$ ) et homopolaire ( $l_p+2l_a$ ) s'annulent dans le cas d'un défaut monophasé, si la partie en aval du défaut peut être négligée (fig.5.4). Au contraire, plus le défaut est situé en aval, plus la différence entre les courants qui circulent dans ces inductances devient grande, et plus la prise en compte des inductances mutuelles devient importante.

Pour examiner l'influence du placement des capacités dans le modèle utilisé par l'algorithme, nous analysons davantage un lieu de défaut éloigné ( $x=9$  km) où il existe suffisamment de capacités entre le défaut et le poste source. Plus un défaut est éloigné, plus l'erreur devient grande pour un modèle qui néglige partiellement ou totalement ces capacités.

Dans ce diagramme (4.7.c) nous constatons que les modèles en "PI" et en "T", prenant en compte les mutuelles (12, 14, 16, 18), fournissent de meilleurs résultats. Les distances estimées par les modèles en "PI" (12, 14) sont en général légèrement trop courtes, celles estimées par les modèles en "T" (16, 18) légèrement trop longues. L'erreur de ces modèles est très faible ( $\pm 0,02$  %).

Il faut noter qu'une éventuelle erreur au niveau traitement du signal peut décaler le zéro d'erreur dans l'un ou l'autre sens. Dans la figure 4.7.c par exemple le modèle idéal (entre "PI" et "T") estimerait une distance avec une erreur de 0,025 %.

Il faut donc comparer les autres modèles avec la moyenne des résultats estimés par les modèles en "PI" et "T" et pas forcément avec le zéro d'erreur.

Le diagramme 4.7.c montre que la prise en compte des capacités entre-phases provoque une distance estimée légèrement plus grande (14, 18) par rapport aux modèles qui les négligent (12, 16). Ce phénomène représente un effet avantageux pour le modèle en "PI" qui estime des distances plus courtes par rapport au modèle en "T".

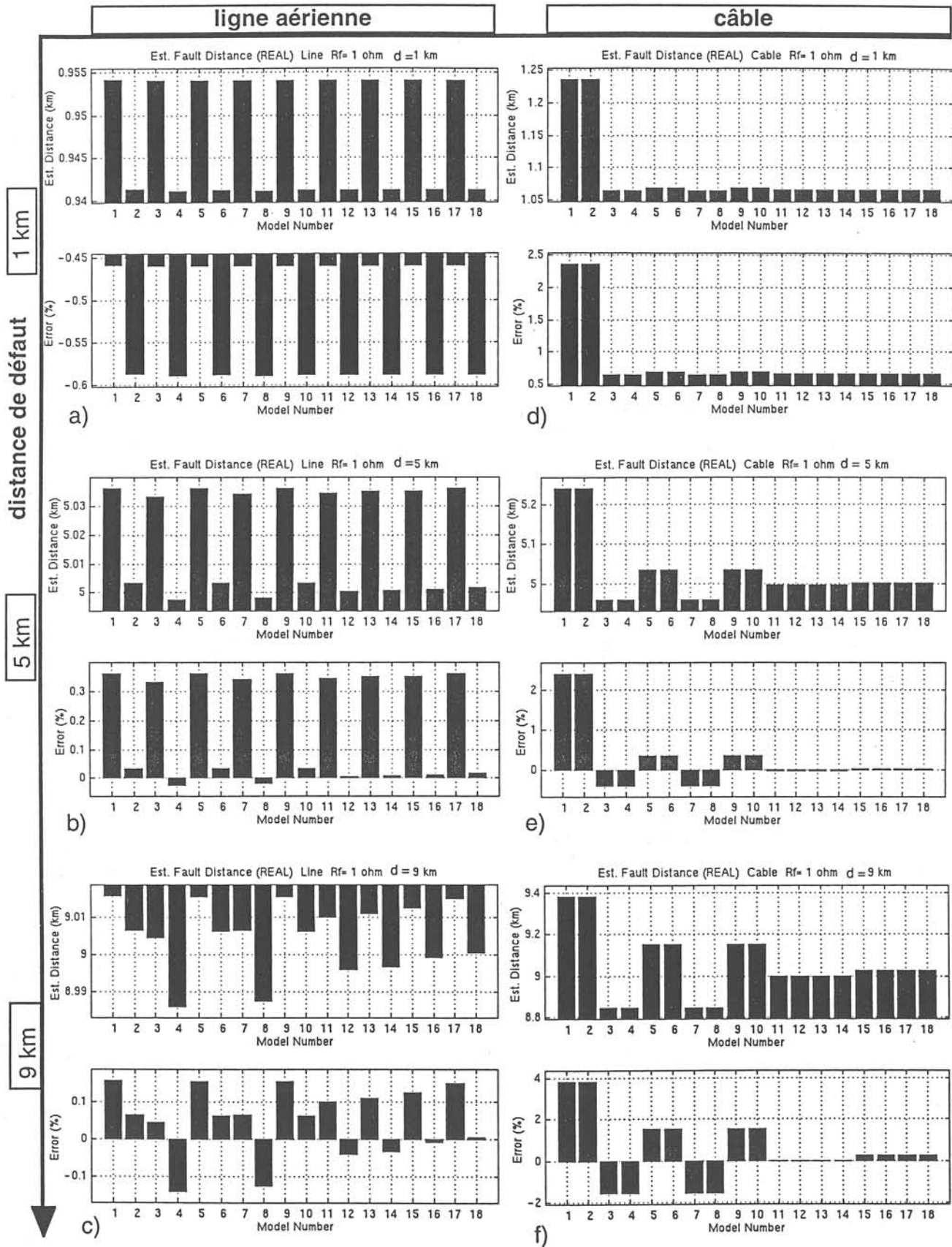


Figure 4.7 : Comparaison des résultats en fonction du modèle utilisé pour différents cas de défaut (result comparison depending on fault case and used model)

Ensuite nous comparons ces résultats de modèles complexes (12, 14, 16, 18) avec des modèles plus simples, qui utilisent des capacités concentrées dans un seul élément (4, 6, 8, 10).

Nous constatons que les modèles dans lesquels les capacités sont situées en amont (4, 8) estiment des distances trop courtes - plus courtes encore qu'avec la structure en "PI". Une situation des capacités en aval (6, 10) par contre, provoque une surestimation de la distance - plus importante qu'avec la structure en "T".

La prise en compte des capacités est avantageuse seulement si les capacités sont situées en amont (8 par rapport 4), pour une situation en aval des résultats presque identiques sont obtenus (6 et 10).

Les modèles très simples qui négligent complètement les capacités (1 et 2) sont bien utilisables pour une première estimation en ce qui concerne les lignes aériennes. En ce qui concerne les câbles par contre, nous obtenons des imprécisions plus élevées.

#### *Evaluation des résultats pour le câble (fig.4.7.d-f)*

Les inductances mutuelles ainsi que les capacités entre phases ont été négligées pour la modélisation du câble (§ 3.3.4).

Par conséquent, nous obtenons les mêmes résultats pour les modèles suivants : (1=2), (3=4=7=8), (5=6=9=10), (11=12=13=14) et (15=16=17=18). Il reste donc 5 modèles à comparer.

Tout d'abord il est évident que le modèle (1=2) qui néglige les capacités complètement fournit les résultats les plus erronés (erreur de 4 % dans la figure 4.7.f).

Ensuite nous constatons les mêmes phénomènes concernant le placement des capacités déjà observé pour la ligne aérienne :

- capacités en amont → distance estimée trop courte,
- capacités en aval → distance estimée trop longue,
- structure en "PI" → distance estimée précise, mais légèrement trop courte,
- structure en "T" → distance estimée précise, mais légèrement trop longue.

L'erreur de modèle augmente de façon significative avec la distance de défaut (exemple pour  $0,1 \Omega$  : 0,01 % (1 km); 0,2 % (5 km); 1,5 % (9 km)). Cet effet est beaucoup plus net pour le câble que pour la ligne aérienne qui a des valeurs de capacité plus petites. Le placement des capacités est donc plus important pour le câble.

### **4.3.3 Sélection des modèles à retenir**

Un objectif de la comparaison des dix huit modèles consistait à tester à quel point la modélisation exacte d'un élément du réseau est importante pour notre algorithme.

Le deuxième objectif était de réduire ce nombre de modèles jusqu'à quelques modèles appropriés, à retenir pour la suite.

Il faut noter que le changement de modèle dans notre algorithme peut s'effectuer d'une manière très simple, il suffit de changer le numéro du modèle dans un fichier de données. Ceci doit permettre d'utiliser plusieurs modèles en concurrence, afin de déterminer un résultat en commun.

Nous avons néanmoins pu éliminer un certain nombre de modèles que nous n'allons plus utiliser par la suite.

En ce qui concerne les critères de sélection nous avons effectué un classement selon l'objectif principal pour leur utilisation.

Il est évident que nous avons gardé les modèles les plus précis pour la suite du développement du logiciel, même s'ils possèdent une structure très complexe. Seuls des modèles très précis (14, 18) ont pu être utilisés pour l'étude paramétrique prévue car ils ont l'influence la plus faible sur la précision du résultat. Nous avons donc choisi la représentation d'un élément en "PI" (n°14 pour la ligne aérienne et n°11 pour le câble).

S'il s'agit par contre de trouver un modèle qui nécessite des équations plus simples (ordre moins élevé) nous proposons d'autres modèles qui représentent un compromis entre précision et complexité de l'équation (tableau 4.7).

Notre algorithme trouve rapidement toutes les solutions, d'une équation d'ordre élevé (ordre 4 ou 5) et détermine d'une manière très fiable la solution valable.

Un autre critère important est la disponibilité des données.

Le modèle (3) par exemple n'utilise ni les capacités entre-phases ni les inductances mutuelles qui, en réalité, ne sont pas faciles à déterminer pour une ligne aérienne.

Nous avons pourtant pu observer que pour le cas des modèles (3) et (7) deux effets différents se compensent de manière favorable. La situation des capacités en amont entraîne une estimation trop courte, en revanche en négligeant les inductances mutuelles nous obtenons une estimation trop longue de la distance de défaut. Bien sûr, cette compensation n'est jamais exacte et n'est pas garantie dans tous les cas, mais ce phénomène favorise ce modèle par rapport à d'autres (par exemple (5 et 9)) où ces imprécisions s'ajoutent de manière défavorable.

Pour des estimations rapides, nous avons proposé des modèles très simples. Ils permettent un calcul facile pour obtenir un ordre de grandeur et pourraient être utilisés pour une pré-localisation d'une zone du défaut afin d'effectuer un calcul plus précis uniquement pour un nombre très limité d'éléments.

Nous pouvons négliger dans ce cas-là pour la ligne toutes les capacités du départ en défaut en supposant un défaut franc (modèle 2). Pour le câble il est préférable de les prendre en compte (modèle 3), afin d'obtenir des résultats plus précis. En négligeant toutes les capacités des éléments du départ en défaut par contre nous obtenons des schémas équivalents très simples qui nous permettent de vérifier nos résultats par des diagrammes vectoriels ou des calculs à la main. Nous exploiterons cette possibilité pour l'explication des phénomènes observés dans l'étude paramétrique (chap.5).

En ce qui concerne les éléments de la partie saine, nous allons choisir un modèle qui tient compte des capacités entre phases, par exemple le modèle n°7.

Dans le chapitre 6 nous allons montrer qu'il est possible d'estimer la capacité de la partie saine en utilisant les signaux enregistrés. Une telle approche est plus simple et peut être plus exacte, vu le grand nombre d'éléments de ligne pour lesquels nous devons prendre en compte une incertitude sur les paramètres (chap.5).



Objectif principal	Modèles favorables ligne aérienne	Modèles favorables câble	Remarques
Estimation précise	14, (18)	12, (16)	Equations d'ordre 4 et (5) Connaissances précise des paramètres nécessaires
Structure simplifiée Ordre d'équation réduit et suffisamment précis	3, 7 (4), 8	3 (4)	3,7 cas ligne : compensation de deux imprécisions 4,8 : mieux que 3,7, mais structure plus complexe
Paramètres facile à obtenir et suffisamment précis	3 11, 15 (12), (16)	3 11, 15	3 : structure très simple, peu de paramètres 11,15 : structure relativement simple, équilibrée, peu de paramètres 12,16 : mieux que 11,15, mais plus de paramètres
Première estimation rapide - pré-localisation - calculs à la main	2	3	2 : très simple (défauts francs) 3 : pour câble capacité nécessaire

*Tableau 4.7 : Sélection des meilleurs modèles selon leur application  
(model selection depending on application objective)*

## 4.4 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons pu valider notre approche pour la localisation de défauts. Outre la vérification de la programmation cette validation a confirmé l'hypothèse (Chap.3), que l'oscillation de charge contient une information sur la distance d'un défaut et qu'elle peut être exploitée pour sa localisation.

Nous avons validé notre algorithme en utilisant le logiciel de simulation CIRCUIT. Ce logiciel nous a permis de modéliser un réseau simplifié en conservant les caractéristiques d'un réseau compensé et le départ en défaut, qui consistait en un seul élément, (ligne aérienne ou câble) d'une manière très fine.

Nous avons analysé les résultats de notre approche pour des défauts faiblement résistants ( $0,1 \Omega$ ,  $1 \Omega$ ) à différentes distances (1,5 et 9 km) sur une ligne aérienne et sur un câble.

La fréquence dominante, choisie automatiquement par notre algorithme, correspond aux valeurs théoriques obtenues par les approximations pour le calcul de la fréquence de charge. La variation de cette fréquence en fonction de la distance du défaut et du type de l'élément est cohérente avec les théories développées dans le chapitre 3.

La partie réelle de la distance calculée donne une estimation très précise de la véritable distance en défaut, l'erreur d'estimation maximale est inférieure à 1 % pour des défauts faiblement résistants. Pour cette valeur l'influence de l'incertitude des données n'est pas incluse, car tous les paramètres linéiques ainsi que la résistance de défaut sont connus exactement.

En ce qui concerne l'influence de l'amortissement, provoqué principalement par la résistance du défaut mais aussi par sa distance, nous avons constaté une sensibilité de l'algorithme, plus importante pour un défaut sur un câble. Pour la ligne aérienne l'imprécision de la partie imaginaire de la distance estimée augmente avec l'amortissement des signaux alors qu'elle devrait être nulle.

Grâce à la modélisation fine de la ligne aérienne et du câble avec CIRCUIT nous avons pu effectuer une comparaison de la performance des dix huit modèles de ligne proposés dans le §.3.3.4.

Nous avons identifié les modèles en "T" et en "PI" comme étant les plus précis. Pour la suite de l'étude paramétrique, nous allons utiliser le modèle en "PI" (n° 14 pour la ligne aérienne et n° 11 pour le câble).

Hormis ces modèles précis mais complexes, nous avons proposé, quelques modèles simplifiés, mais encore suffisamment précis. Nous avons conservé un des modèles les plus simples (n° 2) qui néglige toutes les capacités. Ce modèle n'est pas approprié pour une localisation très exacte mais fournit une précision suffisante pour les premières estimations ou pour la pré-localisation d'une "zone de défaut". Un grand avantage de ce modèle est que sa structure permet des simplifications importantes des schémas équivalents des réseaux complexes. Ceci nous permettra, dans l'étude paramétrique, d'analyser la cause de différents phénomènes en utilisant des schémas vectoriels.

Après la validation de notre approche pour un réseau simple et pour de faibles résistances, il est nécessaire de vérifier son fonctionnement pour des réseaux complexes. L'étude paramétrique suivante doit contribuer à déterminer les limites d'application de l'approche.



## CHAPITRE 5 :

### **Influence des paramètres sur la précision de l'algorithme**



## CHAPITRE 5

### INFLUENCE DES PARAMETRES SUR LA PRECISION DE L'ALGORITHME

#### 5.1 Introduction

Dans les chapitres précédents nous avons présenté une approche pour la localisation de défauts monophasés dans les réseaux de distribution HTA à neutre compensé basée sur l'exploitation d'oscillations transitoires dans les grandeurs électriques mesurées au niveau du poste source. Elle utilise un modèle du réseau entier, composé de différents éléments (lignes aériennes et câbles). Chaque élément peut être représenté par un modèle de ligne approprié. Nous avons comparé différents modèles pour chaque type d'élément. Une liste, avec les modèles à retenir pour la suite de cette étude, a été proposée. La validation et le test des différents modèles de ligne ont été réalisés à l'aide du logiciel de simulation CIRCUIT. Nous avons utilisé un réseau de test simplifié avec un seul élément comme départ en défaut et des capacités concentrées représentant la partie saine du réseau. Pour les défauts francs et pour une modélisation exacte des paramètres de réseau, nous avons obtenu une grande précision de l'algorithme. Par contre, nous avons pu constater une grande influence du traitement du signal sur les résultats lorsque la résistance de défaut était plus élevée.

Après la validation de l'approche pour un réseau simplifié, nous allons examiner son fonctionnement dans le cas d'un réseau de taille réelle. Nous nous intéressons en particulier à l'influence de différents paramètres sur la précision de l'algorithme. Sa sensibilité vis-à-vis d'un changement de paramètres réels du réseau ou du défaut doit être étudiée ainsi que celle vis-à-vis de l'incertitude des paramètres linéiques du réseau, des charges ou de l'estimation de la résistance de défaut.

Le troisième point de l'étude paramétrique concerne l'influence du traitement du signal sur la précision.

Nous avons modélisé trois types de réseau de distribution avec le micro-réseau numérique ARENE développé par EDF [Huet.97], [Levacher.97]. Ce simulateur fournit les signaux qui seront évalués par notre algorithme et qui correspondent à un défaut de résistance donnée en un lieu connu. Une comparaison de la distance estimée avec la véritable distance du défaut permet de juger la précision de l'algorithme dans les différents cas.

#### 5.2 Simulation des réseaux de taille réelle avec le microréseau numérique ARENE

##### 5.2.1 Le micro-réseau numérique ARENE

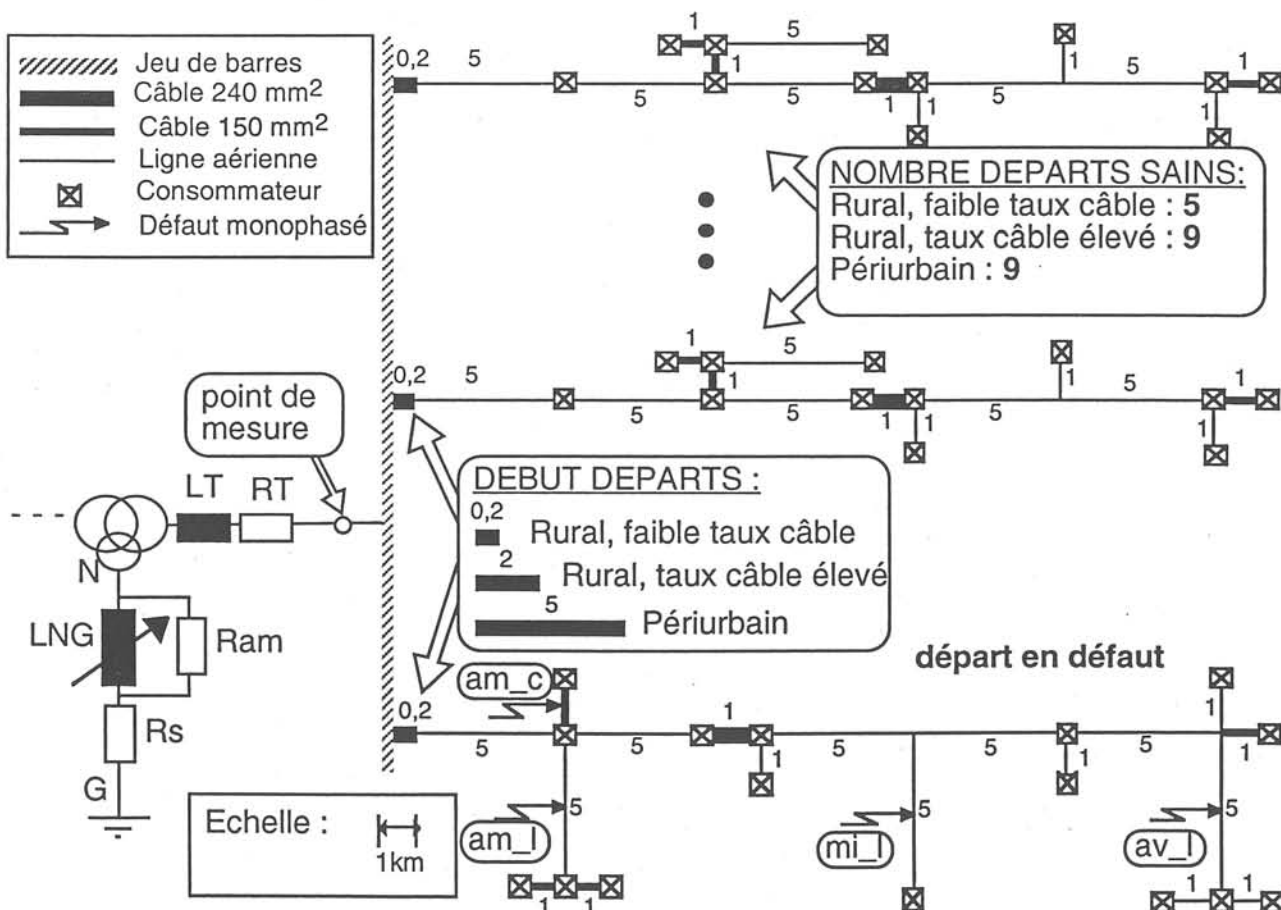
Le micro-réseau numérique ARENE est un simulateur de réseau développé et commercialisé par EDF [Huet.97], [Levacher.97]. Il dispose également d'une application temps réel non utilisée pour nos simulations.

L'utilisation facile et conviviale de ARENE nous a permis la modélisation et l'étude des réseaux de grande taille et à structure réaliste. Les caractéristiques de chaque élément d'un réseau modélisé (source de tension, bobine de compensation, lignes, charges, défauts, etc. ...) sont introduits et modifiables par une interface graphique.

L'utilité d'un tel simulateur pour notre étude paramétrique réside dans la connaissance exacte de toutes les données du réseau lors d'un défaut simulé. Ceci n'est jamais le cas pour des enregistrements de défaut dans un réseau réel.

Nous avons donc utilisé ARENE pour générer des signaux suite à un défaut à distance et à résistance connues. L'exploitation de ces signaux pour notre algorithme de localisation permet alors une analyse de précision en comparant la distance estimée avec la véritable distance de défaut. En modifiant des paramètres soit dans le modèle de ARENE, soit dans notre algorithme, nous avons pu effectuer une étude de sensibilité à certains paramètres. Afin d'obtenir des résultats sans ambiguïté nous avons toujours fait varier un seul paramètre, les autres facteurs restant constants.

### 5.2.2 Les réseaux de test



**Figure 5.1 :** Structure des trois réseaux tests modélisés avec ARENE  
 (les chiffres indiquent les longueurs des tronçons en km)  
 (structure of the three test systems simulated using ARENE)

Comme nous l'avons montré dans le §.3.2, la fréquence de charge lors d'un défaut dépend fortement de la capacité homopolaire du réseau entier. Nous avons donc choisi trois réseaux tests avec des

courants capacitifs différents, correspondants aux types de réseaux représentatifs de EDF. Le tableau 5.1 montre ces caractéristiques. Le courant capacitif dans ces cas-test est complètement compensé par la bobine de neutre (désaccord  $m = 0$ )

Type de réseau	Courant capacitif ( $I_{c,f}=3I_{ho}$ )	$L_{NG}$ (mH)	$f_{charge}$ (Hz) (défaut 10 km)	Nombre de départs	Longueur développée (km)			Eléments (sans charges)	Charges (*77,82 kVA)
					ligne	câble 240 mm <sup>2</sup>	câble 150 mm <sup>2</sup>		
Rural faible taux câble	104 A	352,2	≈250	6	210	7,2	19	89	76
Rural taux câble élevé	285 A *)	128,2	≈150	10	342	30	31	145	124
Péri-urbain	475 A	77,04	≈100	10	342	60	31	145	124

**Tableau 5.1** : Caractéristiques des trois réseaux tests

(\* correspond au courant capacitif du réseau de GUEBWILLER, Alsace, examiné dans le Chapitre 7)  
(*test system characteristics*)

Des réseaux « urbains », composés entièrement de câbles n'ont pas été étudiés, puisqu'il n'est pas envisagé d'appliquer la compensation du neutre à ce type de réseau pour les réseaux d'EDF.

La figure 5.1 montre la structure du réseau "rural à faible taux de câble", que nous avons principalement utilisée pour l'étude paramétrique. Les structures utilisées pour les deux autres réseaux (courant capacitif de 285 A et 475 A) sont également indiquées dans la figure 5.1. Nous avons modifié la capacité des réseaux par l'augmentation du nombre de départs et par une variation de la longueur des câbles principaux. La conservation de la structure du départ en défaut permet une comparaison des trois cas uniquement en fonction du courant capacitif. Comme la structure des départs sains n'intervient dans le calcul du lieu de défaut que par son admittance d'entrée, nous avons choisi des départs sains identiques. Ceci a facilité la modélisation des réseaux avec ARENE, ainsi que l'étude paramétrique avec notre algorithme.

Nous avons modélisé des défauts dans quatre éléments différents du réseau :

- défaut en amont, câble (am\_c)
- défaut en amont, ligne (am\_l)
- défaut au milieu, ligne (mi\_l)
- défaut en aval, ligne (av\_l)

Dans chaque cas nous avons fait varier d'une côté la distance de défaut (10 %, 50 %, 90 % de longueur de l'élément) d'autre côté la résistance de défaut :

- câble : 0,1 Ω, 5 Ω, 10 Ω, 50 Ω
- ligne : 0,1 Ω, 10 Ω, 50 Ω, 150 Ω

Pour la simulation, un seul défaut monophasé est activé à la fois. Les charges sont toutes identiques (5.2.3).

La mesure des signaux (tensions et courants) est effectuée, au poste source au niveau de l'arrivée dans les trois phases du réseau.



### 5.2.3 Les éléments de réseau

Les éléments du réseau consistent en lignes aériennes, câbles (types : câble principal et câble secondaire), charges symétriques et éléments du poste source. Contrairement à la modélisation avec CIRCUIT (Chapitre 4), toute la partie saine du réseau a été modélisée en détail et des charges sont prises en compte.

Afin de modéliser des réseaux avec des propriétés proches d'un exemple réel nous avons choisi des paramètres légèrement différents pour des lignes et des câbles par rapport à ceux utilisés dans le Chapitre 4 (tab. 4.3 et 4.4). Les équations présentées dans le §.4.2.2 pour le calcul des éléments électriques, par contre, restent valables. Ces équations ne sont pas utilisées dans l'algorithme de localisation même, elles servent uniquement à obtenir des données réalistes pour le simulateur ARENE ainsi que pour notre localisation de défaut.

#### 5.2.3.1 Les éléments du poste source

Les éléments du poste source modélisés avec ARENE correspondent à ceux utilisés précédemment pour la modélisation avec CIRCUIT. Nous avons utilisé un transformateur de 30 MVA ( $u_{cc,x}=12\%$ ,  $u_{cc,r}=1\%$ ), représenté par sa résistance  $R_T$  et son inductance  $L_T$  en série avec une source de tension triphasée idéale. Les valeurs pour la résistance d'amortissement ( $R_{am}=577\ \Omega$ ) et la résistance à la terre ( $R_s=0,5\ \Omega$ ) restant les mêmes, seule l'inductance  $L_{NG}$  de la bobine de compensation doit être adaptée à la capacité homopolaire des réseaux tests (éq.4.5 et 4.6). Le tableau 5.2 montre l'ensemble des valeurs des éléments du poste source.

Élément électrique	Symbole	Valeur	Voir équation ou §
Inductance du Transformateur	$L_T$	5 mH	éq. 4.3
Résistance du Transformateur	$R_T$	0,133 $\Omega$	éq. 4.4
Source de tension	$V_n$	11,5 kV (3 ~)	§.4.2.2.1
Résistance d'amortissement	$R_{am}$	577 $\Omega$	§.4.2.2.1
Résistance série à la terre	$R_s$	0,5 $\Omega$	§.4.2.2.1
Inductance de la bobine de compensation	$L_{NG}$	352,2 mH ( $I_{c,ff}=104\text{ A}$ ) 128,2 mH ( $I_c=285\text{ A}$ ) 77,04 mH ( $I_c=475\text{ A}$ )	éq. 4.6

**Tableau 5.2 :** Valeurs des éléments du poste source utilisées pour les simulations avec ARENE  
(parameters of substation elements used for simulations with ARENE)

#### 5.2.3.2 La ligne aérienne

Nous avons défini un type de ligne pour les simulations avec ARENE. Toutes les lignes des réseaux modélisés possèdent les mêmes caractéristiques. Seule leur longueur peut être différente.

Cette ligne est composée de trois phases (diamètre 15,75 mm), chacune à une hauteur moyenne de 7,5 m avec une distance entre phases de  $d_{12}=d_{23}=1,5\text{ m}$  et  $d_{31}=3\text{ m}$ . Elle correspond à un type de ligne aérienne HTA sur les réseaux EDF (voir figure 4.3/type B). Le tableau 5.3 montre les propriétés électriques correspondantes. Pour le calcul de la distance moyenne  $d_{ik}$  entre phases nous avons utilisé l'équation suivante [Feser.92].

$$d_{ik} = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{31}} \quad (5.1)$$

Elément électrique	Symbole	Valeur	Voir équation ou §
Résistivité de la terre	$R'_g$	0,05 $\Omega$ /km	§.4.2.2.3
Résistivité linéique	$R'_p$	0,224 $\Omega$ /km	§.4.2.2.3
Inductivité linéique	$L'_p$	1,5 mH/km	éq.4.10
Inductivité mutuelle	$L'_a$	0,4 mH/km	éq.4.11
Capacité phase-terre	$C'_g$	4,8 nF/km	éq.4.12
Capacité entre phases	$C'_p$	1,8 nF/km	éq.4.13 et éq.4.14

**Tableau 5.3 :** Paramètres linéiques de la ligne modélisée avec ARENE  
(line parameters used for ARENE simulations)

### 5.2.3.3 Les deux types de câble

Nous avons choisi deux types de câble, qui sont souvent utilisés dans des réseaux réels. Le câble principal (240 mm<sup>2</sup>, huile-papier) se trouve souvent directement au début d'un départ pour éviter une concentration des lignes aériennes autour du poste source. Ce type de câble est actuellement abandonné au profit des câbles en polyéthylène (i.e. HN 33-S-23) que nous avons modélisé comme câble secondaire (150 mm<sup>2</sup>). Ces câbles sont souvent utilisés pour réaliser la connexion d'une ou plusieurs charges avec la ligne principale. Les caractéristiques de ces deux types de câble se trouvent dans le tableau 5.4. Puisque les phases de ces câbles sont isolées l'une par rapport à l'autre par des écrans métalliques mis à la terre aux deux extrémités, nous avons négligé la capacité entre phases. En supposant que les inductances mutuelles se compensent partiellement, nous avons pu également les négliger dans un premier temps. Leur prise en compte dans notre algorithme est par contre possible, une fois que ces valeurs exactes sont connues.

Il faut noter que le modèle de câble du simulateur ARENE était encore en phase de développement au moment où nous avons effectué des simulations de réseau. Nous avons donc utilisé le modèle de ligne ARENE avec des paramètres valables pour le câble. Ce modèle de ligne est un modèle en « PI », dont nous avons déjà pu valider l'applicabilité pour le câble dans le Chapitre 4. Pour notre algorithme de localisation nous utilisons bien sûr également le modèle en « PI », pour éliminer une influence d'erreur du modèle sur le résultat pendant l'étude paramétrique.

Elément électrique	Symbole	Valeur câble (240 mm <sup>2</sup> )	Valeur câble (150 mm <sup>2</sup> )	Voir équation ou §
Résistivité à la terre	$R'_g$	0,05 $\Omega$ /km	0,05 $\Omega$ /km	§.4.2.2.4
Résistivité linéique	$R'_p$	0,13 $\Omega$ /km	0,2 $\Omega$ /km	§.4.2.2.4
Inductivité linéique	$L'_p$	0,135 mH/km	0,2 mH/km	éq.4.16
Inductivité mutuelle	$L'_a$	0	0	§.4.2.2.4
Capacité phase-terre	$C'_g$	580 nF/km	225 nF/km	éq.4.15
Capacité entre phases	$C'_p$	0	0	§.4.2.2.4

**Tableau 5.4 :** Paramètres linéiques du câble (artère : 240 mm<sup>2</sup>) et du câble (déviation : 150 mm<sup>2</sup>)  
modélisés avec ARENE  
(cable parameters used for ARENE simulations)

Le courant capacitif des câbles (principal : 6,32 A/km et secondaire 2,5 A/km) est beaucoup plus élevé que celui de la ligne aérienne (0,054 A/km). Ce sont donc les câbles et non les lignes aériennes qui sont importants pour la capacité homopolaire du réseau et en conséquence pour la fréquence d'oscillation de charge.

#### 5.2.3.4 Les charges

Pour la modélisation des charges nous utilisons un modèle R-L en série symétrique dans les trois phases, comme présenté dans le §.3.3.5. Nous utilisons pour les réseaux tests des charges identiques avec une puissance apparente  $S=77,82$  kVA et un facteur de puissance  $\cos(\varphi)=0,9$ . La résistance et l'inductance correspondantes sont calculées par notre algorithme selon l'équation (3.38 et 3.39). En raison de leur symétrie, les charges n'influencent que le système direct et inverse, leur admittance homopolaire est nulle.

#### 5.2.4 Simulation d'un défaut monophasé avec ARENE

Le simulateur ARENE permet l'utilisation des différentes caractéristiques d'un défaut. Nous nous sommes limités sur le cas le plus simple, l'enclenchement d'une résistance réelle et constante à un moment donné sur une phase du réseau. Dans notre cas, nous avons choisi une auto-extinction du défaut environ 40 ms après son amorçage. Après ce temps, le simulateur choisit automatiquement le moment du passage à zéro du courant de défaut pour modéliser l'extinction de l'arc électrique. La figure 5.2 montre les signaux obtenus par la simulation d'un défaut franc ( $R_{\text{def}}=0,1 \Omega$ ) au point « am\_1 » (fig.5.1). Nous pouvons distinguer trois étapes :

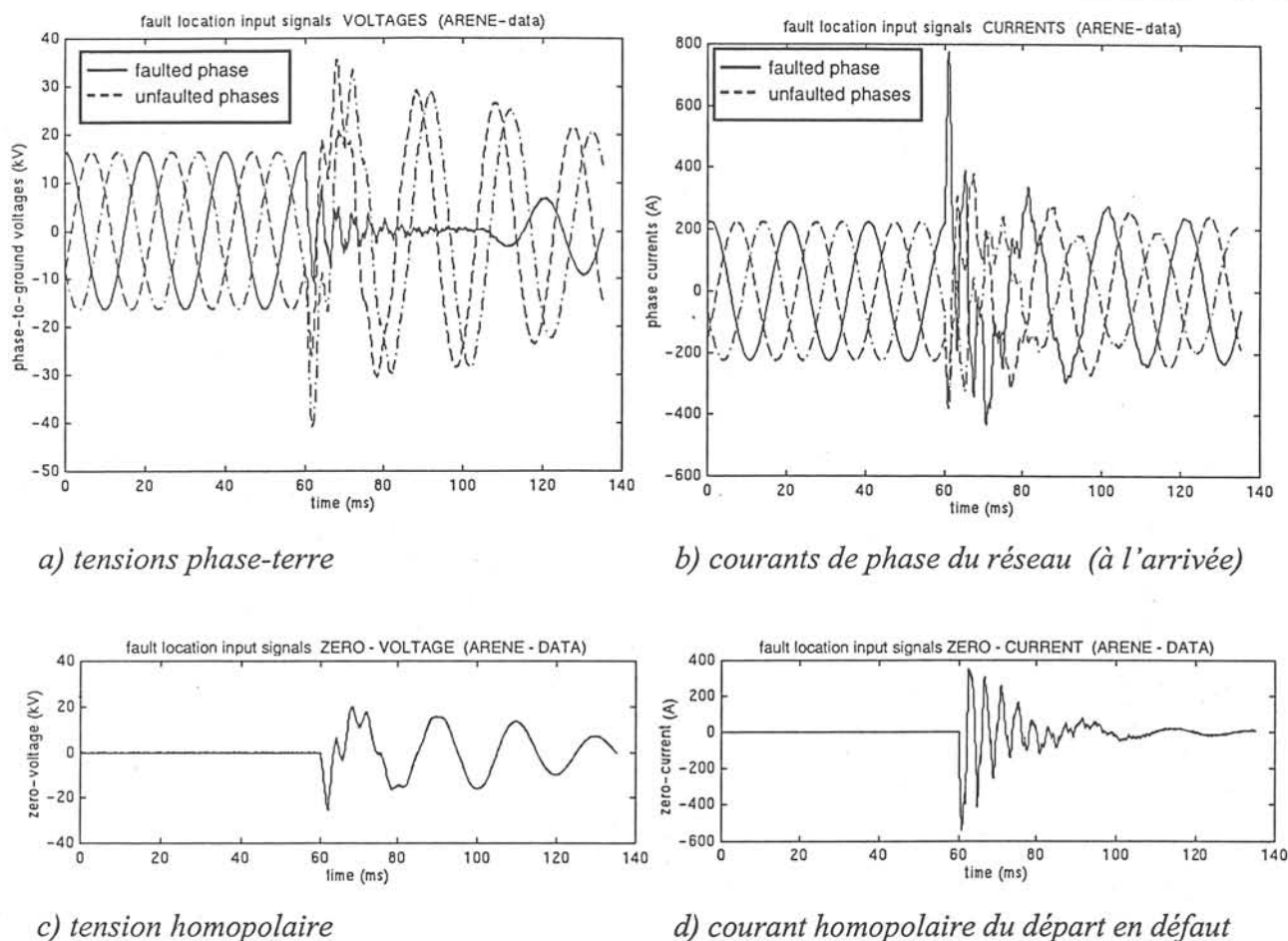
- 1.) système établi avant amorçage du défaut
- 2.) oscillations lors de l'apparition d'un défaut monophasé
- 3.) rétablissement du système initial après l'extinction du défaut

Avec l'apparition d'un défaut, la composante 50 Hz de la tension de la phase en défaut chute, celles des deux phases saines augmentent par un facteur de  $\sqrt{3}$ .

Concernant les hautes fréquences nous constatons en accord avec la théorie des oscillations libres (3.2), que deux oscillations se superposent, l'oscillation de charge ( $\approx 250$  Hz) et l'oscillation de décharge ( $\approx 600$  Hz). La fréquence de charge correspond relativement bien aux valeurs théoriques (éq. 3.3). La fréquence de décharge, associée à la propagation d'ondes, par contre, serait plus élevée en réalité. En effet, le simulateur ARENE n'utilise pas la propagation des ondes pour les lignes courtes.

Egalement en correspondance avec les théorie des oscillations libres, la figure 5.3 montre que les tensions de l'oscillation de charge sont en phase. En revanche, le courant de charge de la phase en défaut et des deux phases saines sont opposés. Ceci confirme le transport de l'énergie de charge à travers du transformateur et non à travers de la bobine de compensation (3.2.3).

Après l'extinction du défaut ( $t \approx 105$  ms) nous constatons une augmentation lente de la tension dans la phase en défaut.



**Figure 5.2 :** Signaux d'un défaut auto-extincteur simulés avec ARENE  
 (durée :  $\approx 40$  ms,  $R_{\text{def}}=0,1 \Omega$ , distance : 7,7 km (am\_1 ; réseau rural faible taux câble))  
 (self-extinguishing earth fault simulated using ARENE)

### 5.3 Facteurs limitant la précision de l'approche

La précision de notre approche peut être limitée par les sources d'erreur indiquées dans la figure 5.3. Nous pouvons classer ces erreurs dans trois groupes principaux :

- erreurs venant des paramètres réels du réseau (1)
- erreurs dans le traitement du signal (2-6)
- erreurs dans le modèle du réseau ou à cause de l'incertitude des paramètres modélisés (7-12)

Dans ce chapitre nous allons étudier la sensibilité de notre approche vis-à-vis d'une variation de ces paramètres. A la place du réseau réel nous avons utilisé le simulateur ARENE. De cette manière nous disposons de tous les paramètres du réseau modélisé, et nous pouvons exclure la partie « acquisition des signaux » (2,3) de notre étude de précision, puisque le simulateur fournit directement des signaux numériques. Les erreurs provenant des capteurs de signaux ne font pas partie des phénomènes à étudier dans le cadre de cette thèse. Nous estimerons par contre leur influence comme très faible

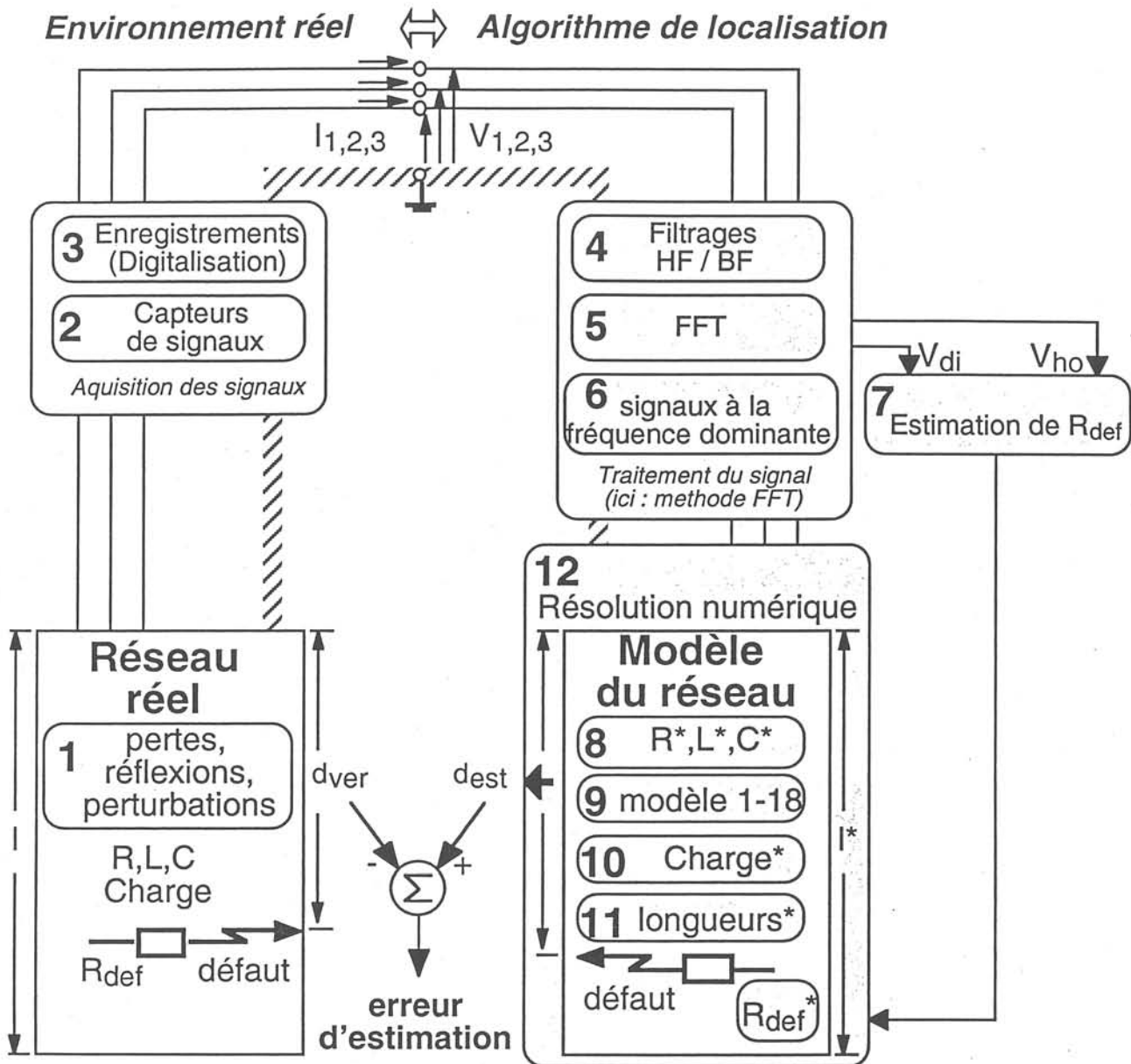


Figure 5.3 : Sources d'imprécision possibles pour la localisation de défauts  
(possible error sources of the fault location approach)

lorsque nous exploitons des fréquences relativement basses. Par ailleurs, l'utilisation éventuelle de capteurs optiques dans l'avenir pourrait apporter une précision très élevée.

L'influence du modèle de ligne ou de câble (9) a déjà été discuté dans le Chapitre 4.

Pour l'étude de l'influence des autres paramètres, nous considérons d'abord la valeur complexe de la distance de défaut calculée.

Pour chercher une relation entre la distance dans un plan complexe  $\underline{d}$  et les vecteurs d'impédances dans un autre plan complexe  $\underline{Z}$  nous considérons d'abord le cas simplifié d'un défaut peu résistif dans une ligne aérienne, dont nous négligeons ses capacités. Nous supposons que la ligne est le seul élément du réseau. Lors d'un défaut monophasé, les trois vecteurs tension, pour la fréquence de charge, possèdent la même phase. Les tensions directe et inverse du système sont donc égales à zéro et nous pouvons simplifier le schéma électrique de la ligne en défaut (fig. 5.4).

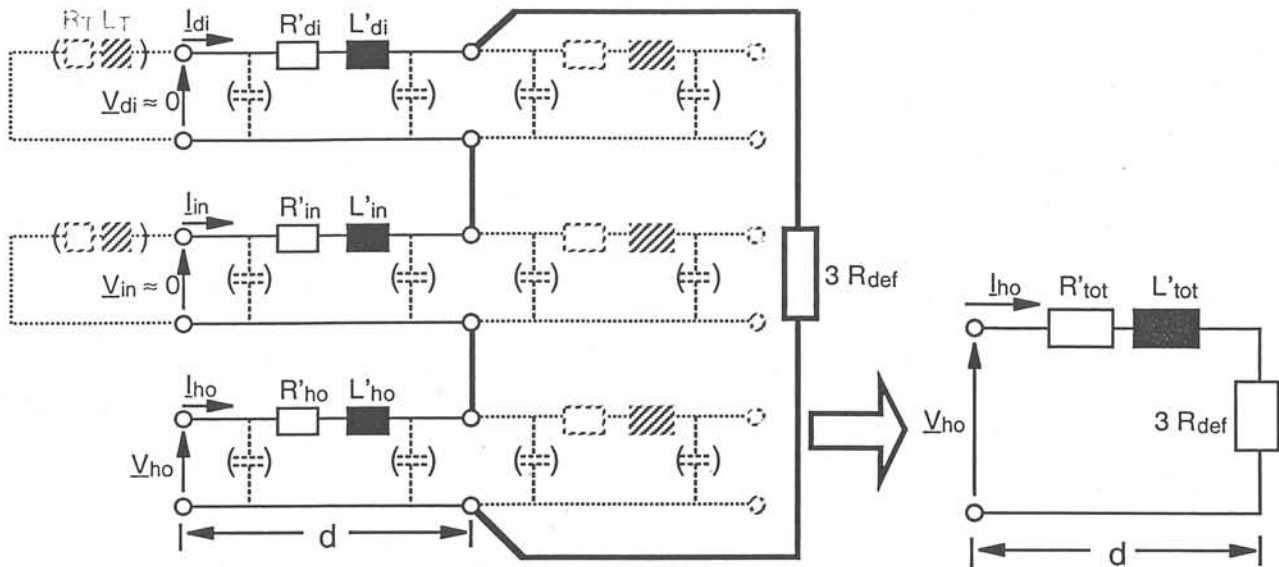


Figure 5.4 : Schéma simplifié d'une ligne seule en défaut  
(simplified equivalent circuit of a faulted line)

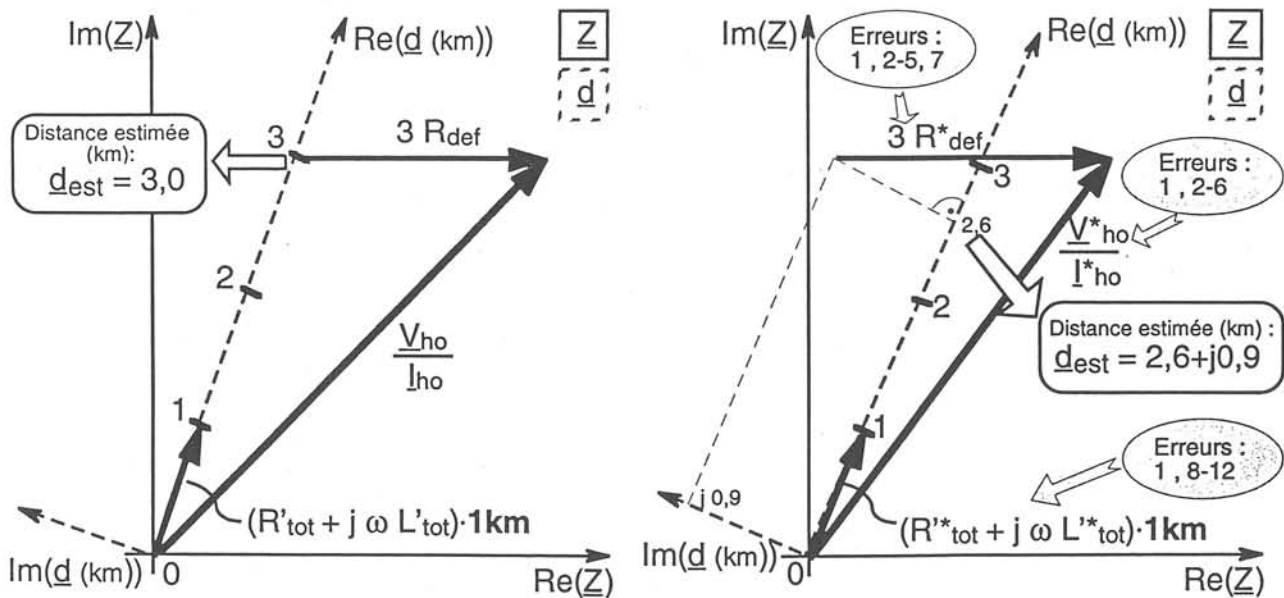
Dans ce cas simplifié, nous obtenons une relation très simple pour le calcul de la distance  $d$  ( $=L_{ho}/L_{ho}'$ ) du défaut :

$$\frac{V_{ho}}{I_{ho}} = (R'_{tot} + j\omega L'_{tot}) d + 3 R_{def} \quad (5.2)$$

$$L'_{tot} = L'_{di} + L'_{in} + L'_{ho} \quad (5.3.a)$$

$$R'_{tot} = R'_{di} + R'_{in} + R'_{ho} \quad (5.3.b)$$

où  $V_{ho}$  et  $I_{ho}$  sont des vecteurs exprimés pour la fréquence de charge et  $\omega = 2\pi f_{charge}$ .



a) distance réelle avec données exactes

b) distance complexe avec données erronées

Figure 5.5 : Plans complexes pour le calcul de la distance de défaut  
(valables pour le schéma simplifié (figure 5.4))  
(complex plane for fault distance calculation, valid for simplified equivalent circuit)

La figure 5.5.a montre le diagramme vectoriel correspondant à l'équation 5.2 pour un défaut à une distance  $d=3$  km.

La figure 5.5.b par contre, représente le diagramme vectoriel obtenu pour le même défaut, mais en utilisant des données erronées. Nous avons indiqué quelle source d'erreur peut agir sur quel vecteur.

Nous définissons un deuxième plan complexe pour la distance  $d$ , qui doit être en réalité une valeur réelle. Ce plan  $\underline{d}$  dont l'origine est identique à celui du plan  $\underline{Z}$  des impédances est déphasé d'un angle qui dépend des paramètres linéiques.

Nous constatons, que les influences d'erreur peuvent aboutir à des distances estimées complexes. Leur partie réelle ne correspond plus forcément à la véritable distance de défaut.

Dans notre algorithme nous utilisons d'une part des modèles de ligne plus complexes, d'autre part des réseaux avec un grand nombre d'éléments. En conséquence, la construction des diagrammes vectoriels correspondants devient trop compliqué pour une étude paramétrique analytique.

Nous avons donc étudié la sensibilité quantitative de notre algorithme par simulation, avec une variation pas à pas des paramètres importants. Nous utilisons les diagrammes du cas simplifié, pour des explications qualitatives des différents phénomènes, le principe restant le même pour une ligne simple que pour un réseau complexe.

## 5.4 Influence des paramètres réels du réseau

Pour l'étude de l'influence des paramètres réels du réseau nous avons essayé de réduire au maximum l'influence des autres sources d'erreur. Nous avons choisi les mêmes paramètres linéiques et le même modèle de ligne ("PI") pour notre algorithme que celui employé par le simulateur ARENE. De même, la véritable résistance de défaut (i.e. celle utilisée dans la simulation) a été introduite dans notre algorithme. Pour réduire les erreurs dans la partie "traitement du signal" nous avons choisi des conditions favorables pour tous les paramètres, excepté pour le paramètre en cours d'étude. Ainsi nous avons utilisé un défaut franc et proche et une fréquence de charge élevée pour réduire l'influence avec des phénomènes à la fréquence fondamentale.

### 5.4.1 Influence de la position du défaut

Nous avons comparé les résultats de localisation (tableau 5.5) dans les trois cas de défaut (figure 5.6) du réseau "Rural, faible taux câble". L'augmentation de la distance de défaut aboutit, comme expliqué dans le §.3.2, à deux phénomènes : La fréquence de charge diminue (éq.3.3) et l'amortissement des oscillations augmente (éq.3.10). Ces deux phénomènes peuvent avoir une influence d'erreur sur la partie traitement du signal, comme nous allons voir dans le §.5.5 et le Chapitre 6.

Le résultat obtenu pour un défaut éloigné de 28,7 km de distance montre par contre, que l'influence de l'amortissement par la résistance linéique ( $\approx 0,25 \Omega/\text{km}$ ) n'est pas trop importante. Une erreur d'estimation de 170 m représente un bon résultat vis-à-vis de la grande distance et de la taille du réseau. Nous constatons par contre que l'influence de la fréquence analysée par rapport à la taille de la

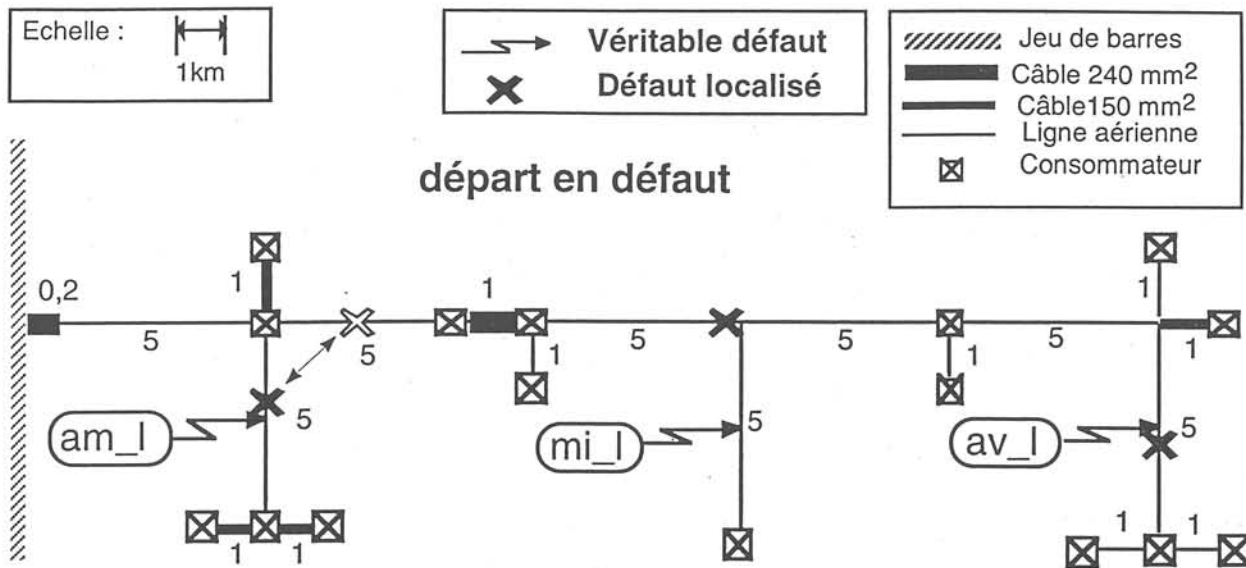


Figure 5.6 : Positions des défauts étudiés dans le réseau "Rural, faible taux câble"  
 (véritable défaut/distance = défaut/distance dans la simulation)  
 (studied fault positions in the "rural system with low cable sharing")

Lieu	Véritable distance (km)	Distance estimée (km)	Erreur (km)	Fréquence de charge Hz
am_l	7,70	7,60	- 0,10	250
mi_l	18,70	16,1	- 2,6 0*)	200 *)
av_l	28,70	28,87	+ 0,17	150

Tableau 5.5 : Résultats de localisation en fonction du lieu du défaut  
 (\*) + 1,23 km / 175 Hz avec une fenêtre de 40 ms  
 (fault location results depending on the fault distance)

fenêtre d'observation ( $T_{fen} = 20$  ms dans tous les cas) joue un rôle plus important. Pour le défaut à 18,7 km de distance par exemple, nous avons pu améliorer l'erreur d'estimation de - 2,6 km à + 1,23 km avec une fenêtre plus grande, où la fréquence dominante identifiée par la transformation de Fourier était de 175 Hz.

En conséquence, l'influence de la position du défaut sur l'erreur de l'estimation peut être réduite avec une optimisation du traitement du signal. Avec l'optimisation de cette partie nous pouvons localiser des défauts à toutes les distances nécessaires. Comme indiqué dans la figure 5.6 nous avons obtenu, comme attendu (3.3.3.8) des solutions ambiguës dans d'autres éléments du réseau. Nous examinerons ce phénomène de manière plus détaillée dans le §.5.4.6. Les problèmes liés à la localisation des défauts dans un câble seront également discutés en détail dans ce paragraphe.

Pour les autres réseau test (courant capacitif : 285 A et 475 A) nous avons obtenus des résultats comparables. La fréquence de charge a été moins élevée dans ces cas (§.5.4.3).



5.4.2 Influence de la résistance de défaut

Résistance de défaut ( $\Omega$ )	Véritable distance (km)	Distance estimée (km)	Erreur (km)	Fréquence de charge (Hz)
0,1	7,7	7,599	- 0,101	250
10	7,7	8,0	0,3	250
50	7,7	15,22	7,52	250

Tableau 5.6 : Résultats de localisation en fonction de la résistance de défaut  
(*fault location results depending on the fault resistance*)

Nous constatons que notre algorithme fournit des résultats acceptables pour une résistance de défaut de 10  $\Omega$ . Pour les résistances de 50  $\Omega$  par contre, nous obtenons déjà une telle imprécision que le défaut n'a pas pu être localisé dans l'élément concerné (longueur 5 km).

Nous devons, par contre, considérer que la plupart des défauts monophasés ont une résistance inférieure à 30  $\Omega$  (2.3). De plus, il faut noter que nous avons retenu uniquement la valeur de la résistance au lieu du défaut même, la résistance de retour de terre a été prise en compte séparément.

La résistance de défaut est le facteur principal responsable pour l'amortissement des signaux. Au delà d'une certaine limite, l'amortissement des signaux est tellement élevé que leur exploitation est rendue impossible. Nous pouvons alors considérer que l'influence de la résistance de défaut peut être réduite avec un traitement du signal adapté.

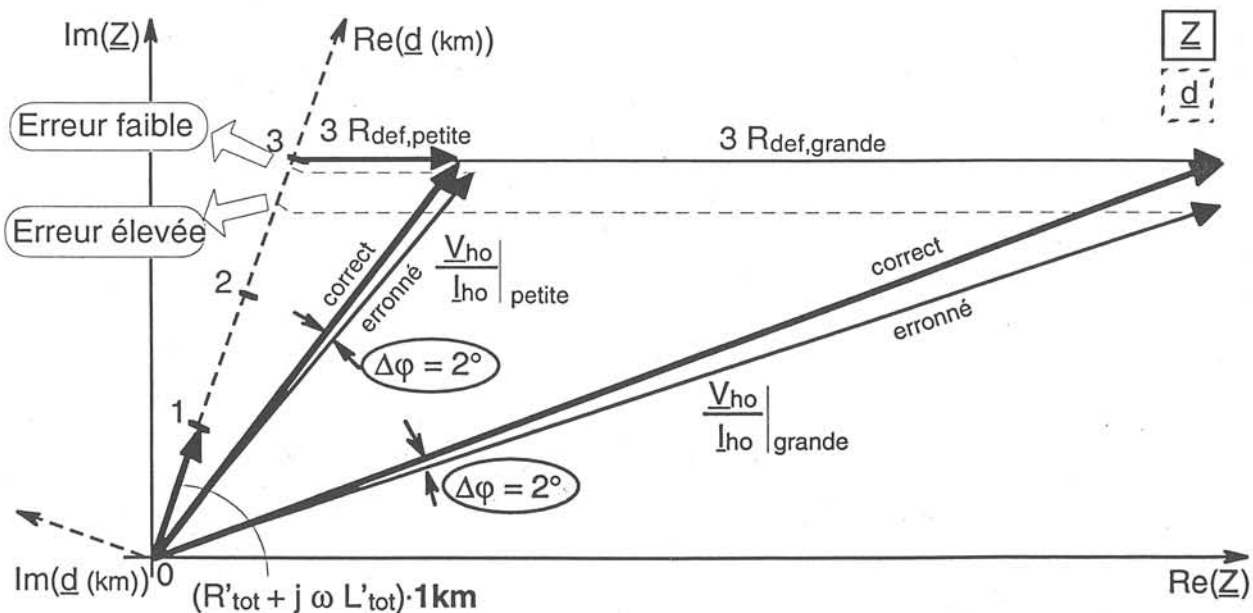


Figure 5.7 : Schéma simplifié pour l'influence de la résistance de défaut sur la précision  
(*simplified phasor diagram explaining the fault resistance's influence on the accuracy*)

Pour l'appréciation de la résistance de défaut sur la précision de l'estimation de la résistance de défaut, trois phénomènes sont à considérer :

- 1.) L'utilisation de la FFT pour des signaux amortis implique une erreur de l'amplitude et de la phase des vecteurs de tension et de courant. Cette erreur augmente avec le taux d'amortissement (5.5), et donc avec la résistance de défaut.
- 2.) Plus un signal est amorti, plus son spectre devient large autour de la fréquence dominante. Pour des résistances de défaut très élevées, il peut exister une interférence spectrale des phénomènes à la fréquence fondamentale et à la fréquence de charge. Ceci peut empêcher le choix correct de la fréquence dominante (5.5). Par ailleurs, la superposition des spectres "dilatés" introduit une erreur supplémentaire.
- 3.) Une résistance de défaut élevée mène à un très grand vecteur  $\underline{V/I}$  utilisé dans le calcul de la distance de défaut. Une petite erreur de phase dans ce vecteur aboutit à une plus grande imprécision de la distance estimée par rapport à celle obtenue pour une résistance de défaut faible. La figure 5.7 montre ce phénomène à l'aide du cas simplifié, présenté dans le §.5.3.

### 5.4.3 Influence de la capacité homopolaire du réseau

Réseau	Capacité homopol. ( $\mu\text{F}$ )	Courant capacitif (A)	Variable distance (km)	Distance estimée (km)	Erreur (km)	Fréquence de charge (Hz)
Rural faible taux câble	9,59	104,34	7,7	7,60	- 0,101	250
Rural taux câble élevé	26,24	285,55	7,7	8,20	+ 0,496	150
Périurbain	43,66	475,15	7,7	7,07	- 0,628	125

**Tableau 5.7 :** Résultats de localisation en fonction de la capacité homopolaire du réseau  
(*fault location results depending on the system's zero-sequence capacitance*)

Le tableau 5.7 montre que l'influence de la capacité homopolaire du réseau sur l'estimation de la distance de défaut est relativement faible. Par contre, la fréquence de l'oscillation de charge diminue avec l'augmentation de la capacité homopolaire (voir §.3.2.3). Les faibles imprécisions autour de la valeur exacte sont dues à une mauvaise adaptation de la taille de la fenêtre d'observation à la fréquence de charge. La taille de la fenêtre a été choisie pour l'oscillation de 250 Hz.

D'autre part, nous avons retrouvé, dans le cas du réseau "périurbain", l'effet de l'interférence des spectres expliqué dans le §.5.4.2 précédent. En effet, avec une fenêtre d'observation plus petite, nous avons obtenu une fréquence dominante de 100 Hz et une erreur de distance de + 3,34 km à la place de - 0,628 km.

Le problème d'influence s'aggrave, si un défaut résistif éloigné doit être localisé dans un réseau très capacitif (§5.4.1 et 5.4.2).

### 5.4.4 Influence des charges

Pour analyser l'influence des charges nous avons employé un réseau simplifié (figure 5.8) avec seulement deux charges concentrées aux deux extrémités du départ. Les capacités, représentant la partie saine de ce réseau ont été choisies de façon à ce que son courant capacitif corresponde à celui

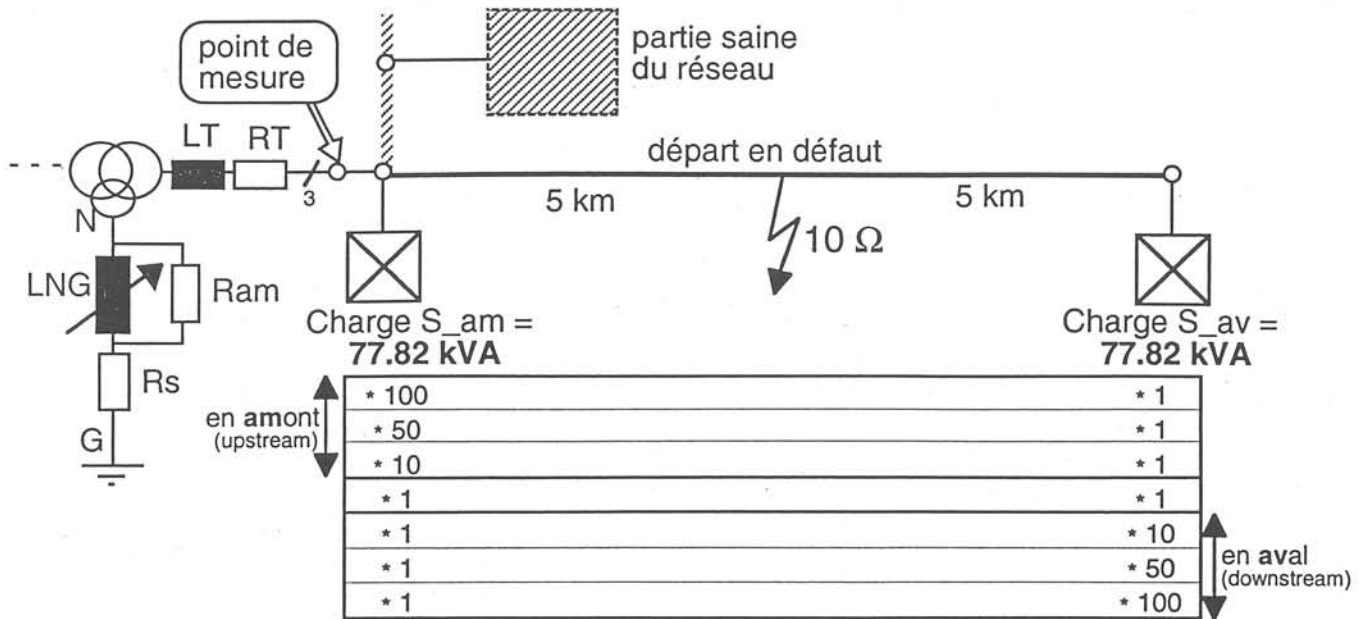


Figure 5.8 : Circuit équivalent simplifié pour l'influence des charges  
(simplified equivalent circuit explaining the loads influence on the accuracy)

du réseau "Rural, faible taux câble". Le comportement des oscillations lors d'un défaut monophasé équidistant est donc comparable. Nous avons fait varier les charges comme indiqué dans la figure 5.8 pour comparer leur influence sur le résultat. La structure du réseau et les valeurs des charges ont été adaptées dans notre algorithme de localisation.

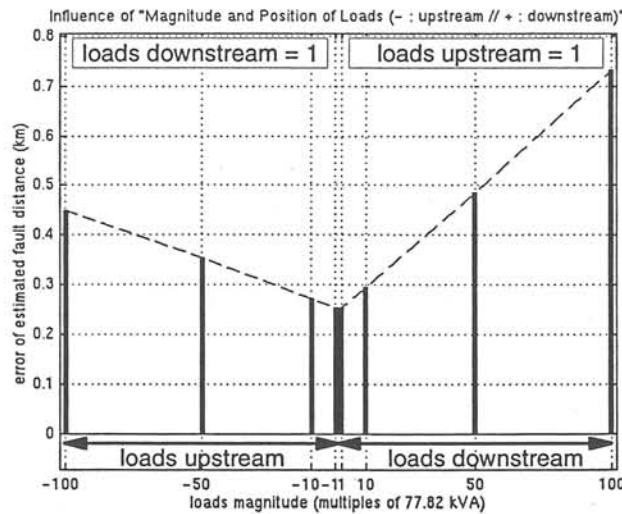


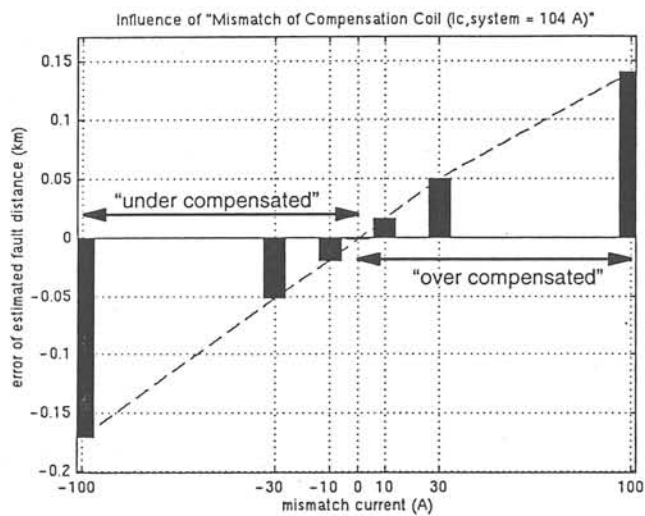
Figure 5.9 : Résultats de localisation en fonction des charges en amont et en aval  
(fault location results depending on the upstream and downstream loads)

La figure 5.9 montre une augmentation linéaire de l'erreur de calcul avec la charge, qui est par contre relativement faible, même pour les charges très élevées. Le facteur de puissance des charges était de 0,9 pour la fréquence de 50 Hz. Pour la fréquence de l'oscillation de charge, par contre, qui était de 275 Hz, la partie imaginaire de l'impédance de surcharge augmente d'un facteur 5,5 et nous obtenons un facteur de puissance  $\cos\phi(275\text{Hz})=0,35$ . La charge représente donc principalement une inductance avec une faible résistance en série dans le système direct et inverse. Le système homopolaire n'est pas

concerné (3.3.5). En conséquence, la charge influence légèrement la fréquence de charge, mais beaucoup moins son amortissement. Ceci explique son influence relativement faible sur la précision de l'algorithme.

Le fait que l'influence des charges en aval (av) est plus élevée que celle des charges en amont (am) s'explique par une réaction différente de la partie "traitement du signal" en fonction du placement de l'impédance de la charge. L'erreur initiale de 0,25 km, vient de l'influence de la résistance de défaut, qui était de 10 Ω. Elle ne doit pas être prise en compte pour des considérations d'influence de charge.

### 5.4.5 Influence du désaccord du réseau



$I_{des}(A)$	$I_{NG,bob}(A)$	$L_{NG}(H)$	$f_{res}(Hz)$
- 100	4,34	8,461	10,2
- 30	74,34	0,494	42,2
- 10	94,34	0,390	47,5
0	104,34	0,352	50
10	114,34	0,321	52,3
30	134,34	0,274	56,7
100	204,34	0,179	70,1

Tableau 5.8 : Fréquences de résonance en fonction du désaccord (resonance frequency depending on the mismatch)

Figure 5.10 : Résultats de localisation en fonction du désaccord (fault location results depending on the mismatch)

L'influence du désaccord du réseau est un aspect important en pratique, car les paramètres du réseau (symétrie, capacité, ...) peuvent changer entre deux actualisations de l'inductance neutre-terre [Leitloff.94.b].

Un inconvénient des méthodes classiques de localisation, basées sur l'exploitation de la fréquence fondamentale consiste en leur sensibilité vis-à-vis de l'accord du réseau. L'avantage de notre algorithme, par contre, est l'exploitation des signaux à des fréquences plus élevées, qui sont très peu influencés par une variation de l'inductance neutre-terre. La figure 5.11 explique cette différence de sensibilité entre les signaux à 50 Hz et ceux à 300 Hz en fonction d'une variation des courbes de résonances dans la plage de fréquence indiquée dans le tableau 5.8.

Comme le montre la figure 5.10, le fonctionnement de notre algorithme dépend très peu du courant de désaccord. Le diagramme montre des imprécisions faibles, même pour des cas extrêmes des courants de  $\pm 100$  A dans un réseau avec un courant capacitif de 104 A. La corrélation linéaire entre l'imprécision de l'algorithme et le désaccord peut être expliquée par une influence de la variation des grandeurs électriques à 300 Hz ou bien à 50 Hz sur la partie traitement du signal.

Son influence peut néanmoins devenir plus forte pour des réseaux très surcompensés si la fréquence de charge est plus faible (défaut éloigné, réseau très capacitif).

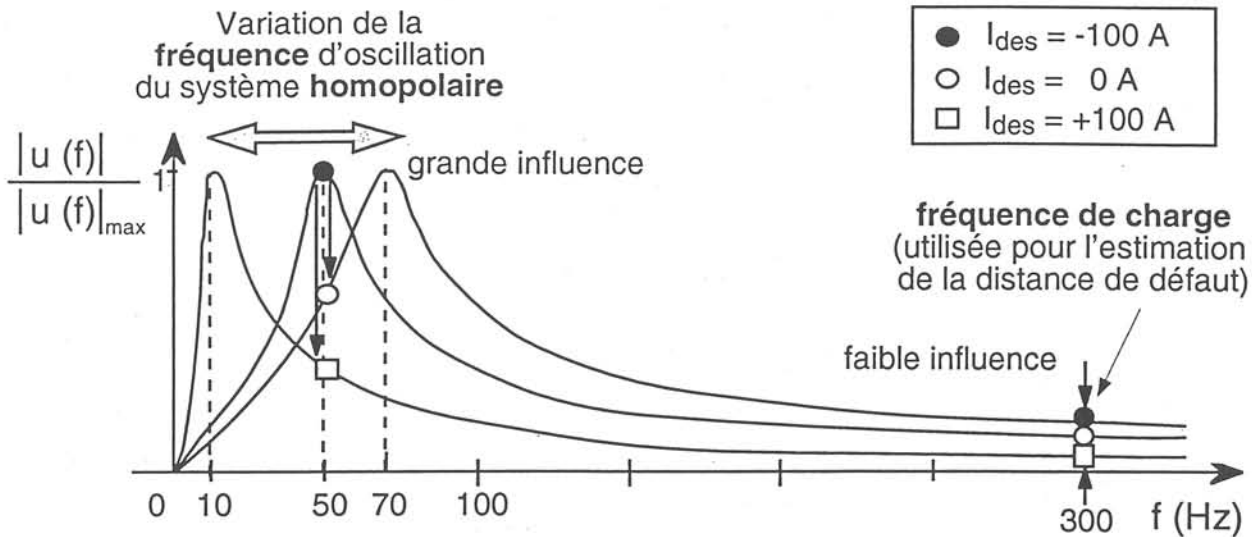


Figure 5.11 : Principe de l'influence des spectres des oscillations de résonance sur des signaux à des fréquences différentes  
 (principle of system's zero-sequence resonance frequency influence signals at other frequencies)

#### 5.4.6 Influence du type de l'élément en défaut

Dans notre approche il existe deux types d'éléments : la ligne aérienne et le câble. Concernant la localisation de défauts dans ces deux types nous avons constaté une sensibilité différente de l'algorithme vis-à-vis de l'influence de nombreux paramètres. Ce phénomène peut être expliqué en utilisant le schéma simplifié d'une ligne en défaut (figure 5.4).

En considérant uniquement l'oscillation de charge nous pouvons négliger les capacités du départ en défaut. Il en est le même pour le cas d'un câble. Le courant de charge passe principalement à partir de la résistance de défaut, à travers l'inductance et la résistance linéique du départ en défaut dans les capacités de la partie saine du réseau (3.2).

Pour une fréquence de charge de 200 Hz, nous obtenons les impédances suivantes selon les paramètres linéiques d'une ligne aérienne (tableau 5.3) et d'un câble 150 mm<sup>2</sup> (tableau 5.4).

ligne aérienne	câble 150 mm <sup>2</sup>
$R'_{tot,l} = 0,82 \Omega/km$	$R'_{tot,c} = 0,75 \Omega/km$
$X'_{tot,l} = 5,65 \Omega/km$	$X'_{tot,c} = 0,75 \Omega/km$

Pour expliquer les différents sensibilités, nous étudierons un départ, composé d'une ligne aérienne de 4 km en série avec un câble de 2 km de longueur. Le schéma simplifié (figure 5.12) montre les deux cas considérés ; un défaut au milieu de la ligne (A) et un défaut au milieu du câble (B).

Dans les deux cas nous considérons un défaut de 10  $\Omega$  de résistance. Nous supposons en plus que sa valeur est estimée à 12  $\Omega$ , soit 20 % trop élevée. Dans le diagramme vectoriel (figure 5.13) selon l'équation 5.2 nous obtenons une orientation différente des plans complexes de la distance de défaut pour la ligne (A) et le câble (B).

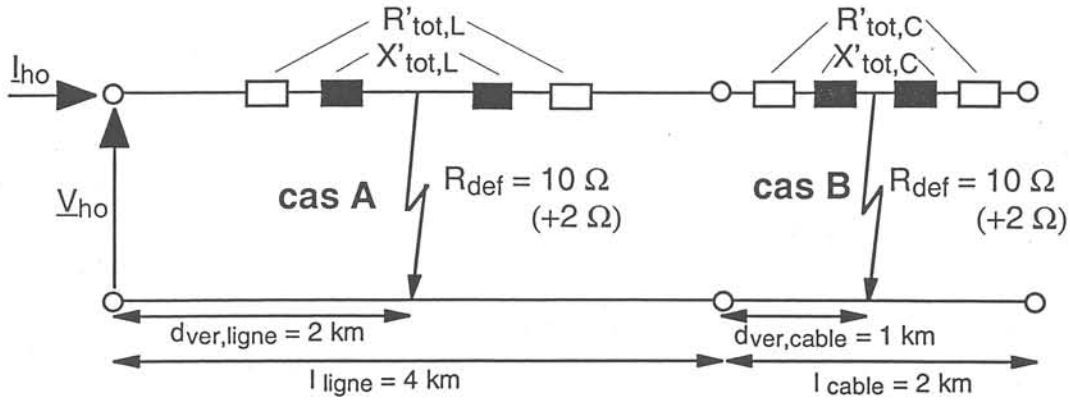


Figure 5.12 : Schéma simplifié du départ d'exemple  
(simplified circuit of the feeder example)

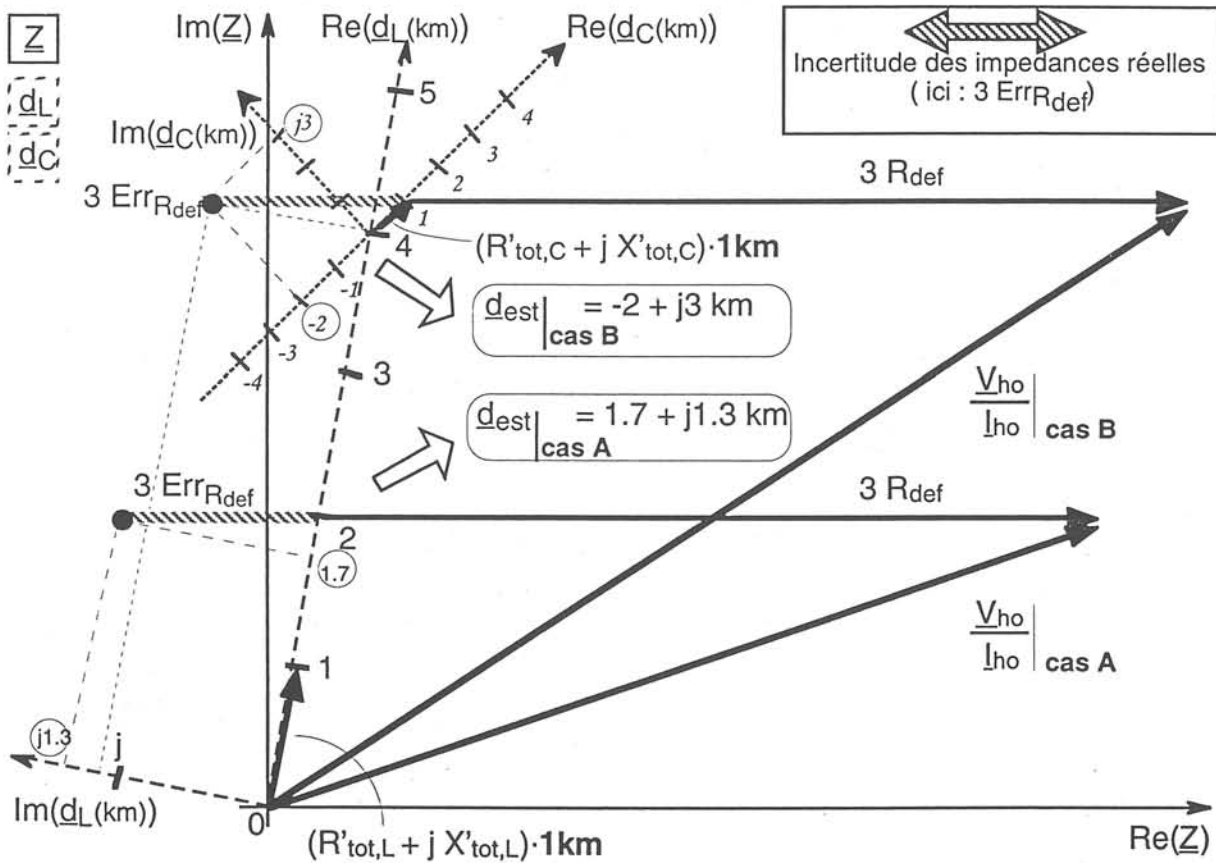


Figure 5.13 : Plans complexes  $Z$ ,  $d_L$ ,  $d_C$  pour le calcul de la distance de défaut sur la ligne aérienne (A) et sur le câble (B) ( $R_{def} = 10 \Omega$ ,  $Err_{R_{def}} = 2 \Omega$ )  
(complex planes  $Z$ ,  $d_L$ ,  $d_C$  for the fault distance calculation on the line (A) and on the cable (B))

Dans notre algorithme nous considérons la partie réelle de la distance estimée comme la distance de défaut. Le diagramme vectoriel montre que nous obtenons un résultat relativement précis (1,8 km) pour le défaut dans la ligne aérienne (A), même si la résistance de défaut a été mal estimée. L'orientation favorable du plan complexe  $d_L$  de la ligne provoque une faible influence de l'imprécision des résistances réelles sur la partie réelle de la distance estimée. En revanche, l'influence sur sa partie

imaginaire est plus élevée. La localisation d'un défaut dans une ligne est plutôt sensible aux imprécisions des impédances imaginaires.

Dans le cas B du câble, nous constatons une forte influence de l'imprécision d'une résistance réelle sur la distance estimée. Sa partie réelle est concernée aussi bien que sa partie imaginaire ( $d_{est} = -2 + j2$  km). Ceci est dû à la inclinaison de  $45^\circ$  du plan complexe  $\underline{d}_c$  par rapport au plan  $\underline{Z}$ .

Par conséquent, la localisation d'un défaut dans un câble est aussi sensible vis-à-vis des imprécisions des impédances réelles que celles des impédances imaginaires.

Un deuxième phénomène rend la localisation de défaut dans un câble plus difficile que dans une ligne aérienne. Les impédances linéiques d'un câble sont très faibles par rapport à celles des lignes aériennes et surtout par rapport à la moyenne des résistances de défauts attendues. Une faible imprécision dans une des données peut donc provoquer une grande erreur d'estimation.

Dans notre exemple l'erreur était de 3 km, ce qui a empêché la localisation du défaut dans l'élément concerné. La figure 5.13 montre, par contre, que nous allons retrouver ce défaut de câble à 3,8 km de distance sur la ligne aérienne, soit 200 m avant la connexion du câble. Il faut noter que les échelles de distances pour la ligne et le câble ne sont pas identiques.

Dans cet exemple nous avons utilisé la résistance de défaut comme paramètre imprécis. Nous allons montrer que l'amortissement des signaux provoque des imprécisions plutôt de la partie réelle du vecteur  $\underline{V}_{ho}/\underline{I}_{ho}$ , déterminée dans la partie "traitement du signal". L'influence d'une telle erreur est comparable avec le cas étudié, i. e. avec une erreur sur l'estimation de la résistance de défaut.

### 5.4.7 Influence de la structure du réseau

Nous localisons des défauts dans des réseaux à topologie complexe. Un départ se compose normalement de plusieurs éléments de types différents, connectés en série ou en bifurcations. Le bouclage en mailles fermées n'existe pas pour les réseaux de distribution français.

Nous avons donc étudié le comportement de notre algorithme vis-à-vis des structures simples mais caractéristiques (figure 5.14). La partie saine a été simplifiée (5.4.4 ou 6.4) pour un courant capacitif de 104 A. La fréquence de charge était de 275 Hz environ et la résistance de défaut était de  $5 \Omega$  dans tous les cas.

Concernant les structures en chaîne (a) nous avons constaté une bonne précision pour les défauts dans les lignes aériennes (a1-a3), même s'il est très éloigné. Pour les défauts dans les câbles, par contre, nous avons souvent observé une estimation trop courte de la distance, qui est due aux raisons discutées au paragraphe précédent (5.4.6).

Pour les bifurcations homogènes (b,c) nous avons obtenu des résultats ambigus, comme attendu dans le §.3.3.3.8. Si la bifurcation est symétrique (b) les distances estimées sont identiques pour l'élément en défaut et pour l'élément voisin. L'erreur d'estimation dans le câble (b2) se reproduit de la même manière sur l'élément voisin.

Si les bifurcations sont asymétriques, que ce soit à cause des longueurs d'éléments différents (c1) ou à cause d'une différence des charges (c2), la différence des deux distances ambiguës est très faible.

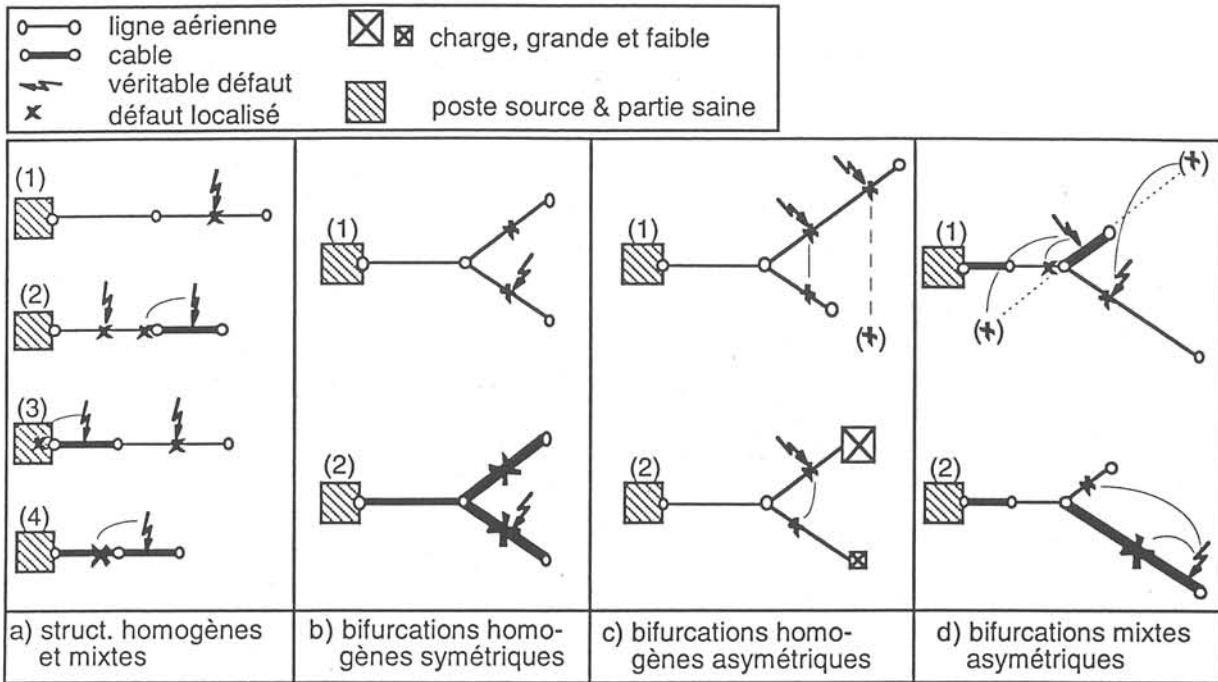


Figure 5.14 : Structures caractéristiques pour le test de l'algorithme  
(characteristic structures used for algorithm testing)

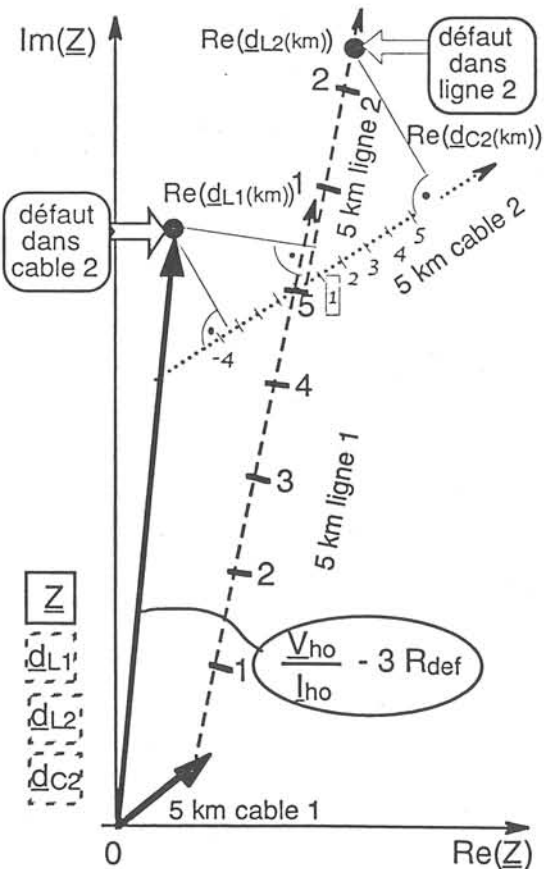


Figure 5.15 : Plan complexe simplifié pour la localisation des défauts de la structure d1  
(simpl. complex plane for fault location in structure d1)

Élément en défaut	Véritable distance (km)	Distances (km) calculées dans l'élément		
		Ligne 1	Ligne 2	Câble 2
câble 2	2,5	5 + 0,53	+ 0,48	- 3,7
ligne 2	2,5	5 + 2,53	2,41	+ 4,3
ligne 2	7,5	5 + 8,56	+ 8,13	(+23,13)

Tableau 5.9 : Distances estimées par l'algorithme pour les défauts de la structure d1  
(algorithm estimated fault distances for structure d1)



Ceci s'explique par le fait que le courant de charge passe principalement par le chemin direct entre le défaut et le poste source. Les branches secondaires n'ont qu'une très faible influence sur le résultat. Dans le cas du défaut éloigné de la structure c1 nous avons pu confirmer la réduction de l'ambiguïté par la structure même (3.3.3.8). Le défaut n'est localisé que sur le véritable élément en défaut, parce que l'élément voisin est trop court.

Pour les bifurcations mixtes et asymétriques les phénomènes précédents peuvent se superposer.

Pour le défaut dans le câble (d1) on calcule une distance négative sur le câble pour des raisons discutées en 5.4.6. Le défaut est par contre localisé à la fin de la ligne précédente et au début de la ligne aérienne. Le tableau 5.9 montre les résultats de l'algorithme et permet une comparaison avec ceux obtenus par l'exploitation manuelle du diagramme vectoriel (figure 5.15).

Le défaut sur la ligne de la même structure est bien localisé sans ambiguïté. La distance calculée dans le câble pour ce défaut est très élevée (fig. 5.15).

En revanche, il est possible qu'un défaut éloigné sur un câble (d2) soit retrouvé également dans une ligne voisine courte. Les différentes échelles de distance (figure 5.15) modifient le principe de la réduction de l'ambiguïté.

## 5.5 Influence du traitement du signal

Dans l'étude des paramètres réels du défaut et du réseau (5.4) nous avons souvent constaté une influence sur la précision de l'algorithme, que nous avons expliquée comme un phénomène lié au traitement du signal.

Ces paramètres ont eu une influence sur l'amplitude, la fréquence et la phase des signaux exploités ainsi que sur leur amortissement. Dans ce paragraphe nous allons montrer la corrélation entre ces grandeurs caractéristiques et des paramètres de la partie traitement du signal.

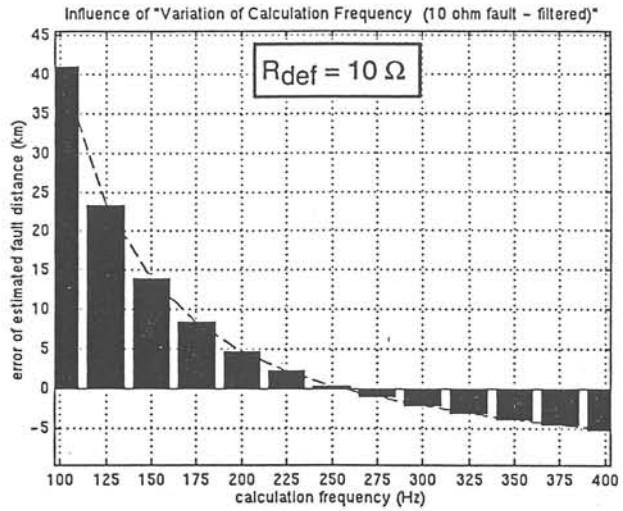
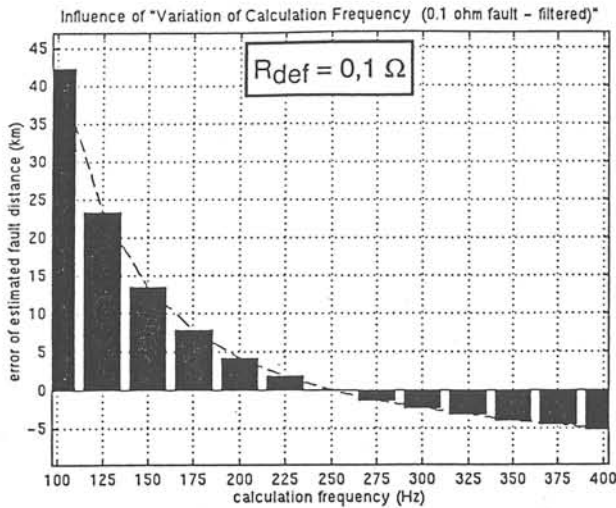
### 5.5.1 Influence des paramètres de la transformation de Fourier

Le lieu de défaut et la capacité homopolaire de la partie saine déterminent principalement la fréquence de charge qui est choisie comme fréquence de calcul, mais d'autres paramètres comme les charges peuvent aussi influencer cette fréquence.

Dans notre algorithme nous déterminons la fréquence dominante par une analyse spectrale des signaux (3.3.2). La distance entre deux raies dépend de la taille de la fenêtre d'observation (éq.5.4).

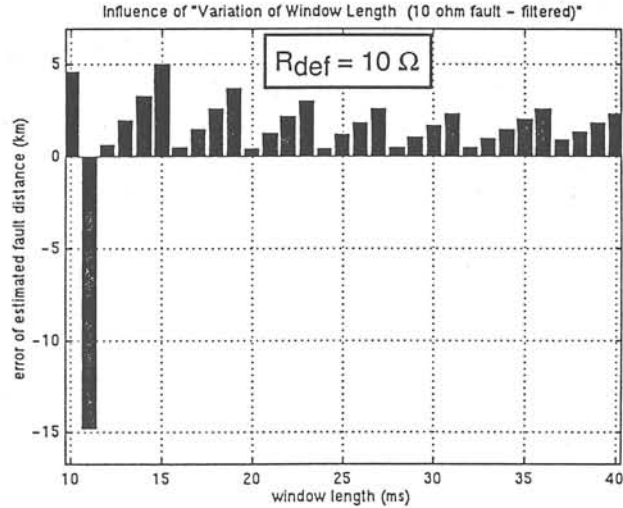
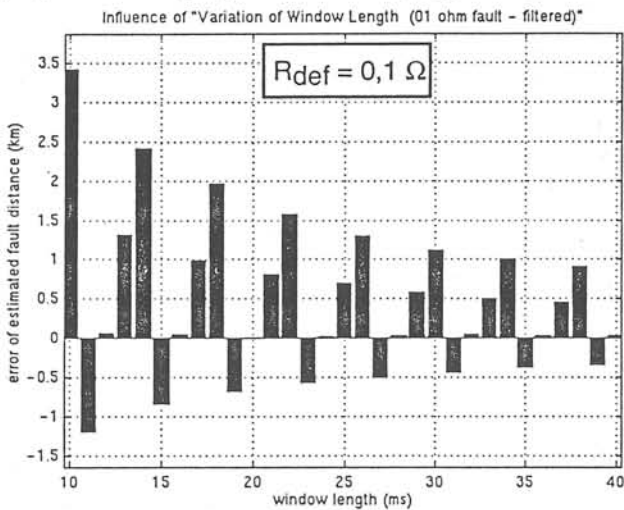
$$\Delta f_{raie} = \frac{1}{T_{fen}} \quad (5.4)$$

Pour une fenêtre de 20 ms nous obtenons donc une distance fréquentielle de 50 Hz entre deux raies et de 25 Hz pour une fenêtre deux fois plus large. Il peut arriver que la véritable fréquence de charge se trouve entre deux raies et nous acceptons une imprécision en prenant une des deux raies voisines. D'autres effets, comme l'interférence de deux phénomènes dans le spectre, peuvent également contribuer à la détermination d'une fréquence de calcul différente que la fréquence de charge.



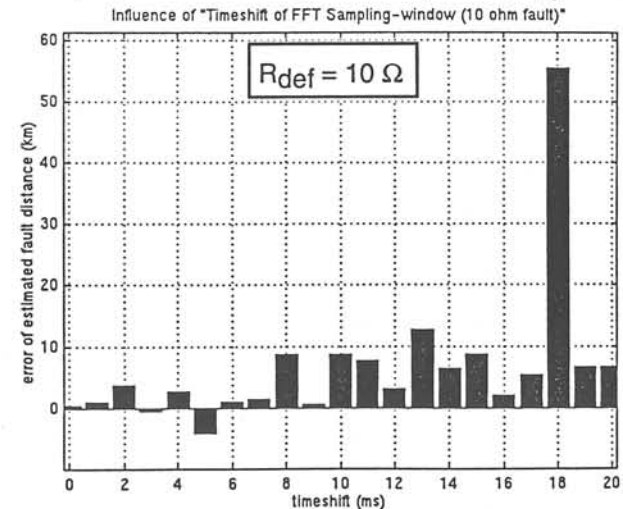
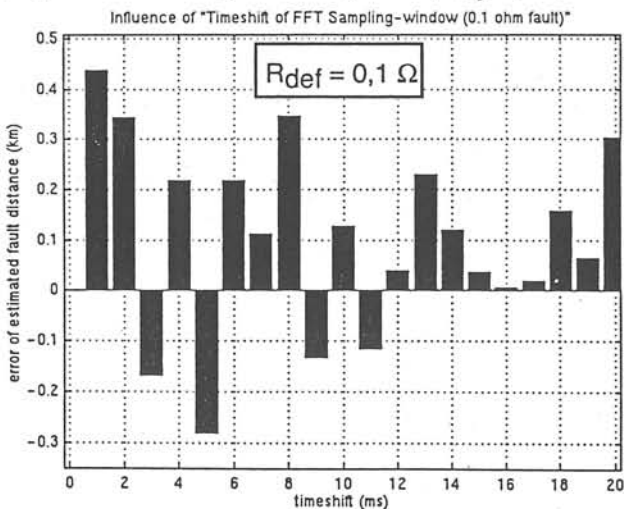
a) Influence de la fréquence de calcul ( $R_{def}=0,1 \Omega$ )

b) Influence de la fréquence de calcul ( $R_{def}=10\Omega$ )



c) Influence de la longueur de la fenêtre ( $R_{def}=0,1 \Omega$ )

e) Influence de la longueur de la fenêtre ( $R_{def}=10\Omega$ )



e) Influence de la position de la fenêtre ( $R_{def}=0,1 \Omega$ )

f) Influence de la position de la fenêtre ( $R_{def}=10\Omega$ )

Figure 5.16 : Résultats de localisation en fonction des paramètres de la Transformation de Fourier (si non variés: timeshift = 0, window length = 40 ms (a,b) et 20 ms (e,f), calculation frequency = 250 Hz)  
 (fault location results depending FFT parameters)

Dans la figure 5.16 a et b nous avons fait varier artificiellement la fréquence de calcul pour étudier son influence sur la précision. La fenêtre d'observation a commencé à l'apparition du défaut avec une

longueur de 40 ms. Nous obtenons dans les deux cas la meilleure précision pour la fréquence de 250 Hz, qui a été choisi automatiquement par notre algorithme. En calculant avec les fréquences des raies voisines nous déterminons une imprécision d'environ un ou deux kilomètres. Les résultats ne montrent pas une grande différence pour un défaut franc de  $0,1 \Omega$  (a) et un défaut résistif de  $10 \Omega$  (b). Dans la figure 5.16 c et d nous avons utilisé la fréquence dominante de 250 Hz pour le calcul mais nous avons fait varier la longueur de la fenêtre par pas de 2 ms. Le début de la fenêtre était l'instant d'apparition du défaut.

Nous constatons une forte influence de ce paramètre sur la précision de l'algorithme. Cette influence est encore plus nette pour une résistance de défaut de  $10 \Omega$ . Les courbes montrent une grande régularité qui est liée à la longueur d'onde de l'oscillation de charge, qui est de 4 ms. Pour chaque longueur de fenêtre qui est un multiple de cette longueur d'onde, nous obtenons une bonne estimation de la distance de défaut. Ce phénomène explique pourquoi une variation des grandeurs de réseau, qui déterminent la fréquence de charge, influence la précision de l'algorithme, si la fenêtre d'observation est fixe.

Dans la figure 5.16 e et f nous avons fait varier la position de la fenêtre d'observation en utilisant une longueur fixe de 20 ms. Pour le défaut franc de  $0,1 \Omega$  (5.16 e) nous observons des imprécisions irrégulières de quelques centaines de mètres au maximum. Pour le défaut résistif de  $10 \Omega$  par contre, les imprécisions sont beaucoup plus élevées. Plus la position de la fenêtre est décalée par rapport à l'amorçage du défaut, plus l'amortissement des signaux est avancé et l'imprécision augmente.

Ces exemples montrent la difficulté du choix optimal de la fenêtre d'observation. D'une part il est favorable d'utiliser des fenêtres larges pour obtenir une plus grande résolution en fréquence, d'autre part, nous perdons de l'information sur les signaux amortis, en utilisant des fenêtres trop larges ou décalées en temps. Dans la pratique, il faut également prendre en compte, que des défauts peuvent disparaître par auto-extinction de l'arc électrique. L'inclusion des phénomènes d'extinction du défaut dans la fenêtre d'observation peut causer des imprécisions supplémentaires. L'instant d'extinction d'un défaut est aléatoire.

### 5.5.2 Influence de l'amortissement sur l'estimation des vecteurs d'entrée

L'amortissement de l'oscillation de charge dépend de la résistance de défaut (5.4.2) mais aussi de la distance de défaut (5.4.1). Dans de nombreuses simulations nous avons constaté une influence de ces paramètres sur la distance estimée. Notamment la partie imaginaire de la distance calculée pour le défaut dans une ligne aérienne a été concernée, ainsi que la partie réelle et imaginaire de la distance d'un défaut dans un câble. Avec le diagramme vectoriel (figure 5.13) nous avons pu montrer qu'une telle erreur d'estimation est due à une imprécision de la composante réelle d'un vecteur utilisé dans l'équation 5.2.

Nous avons étudié ce phénomène avec l'exemple d'une imprécision de la résistance de défaut.

L'étude suivante montre que c'est en particulier la composante réelle du vecteur  $\underline{V}_{h0}/\underline{I}_{h0}$ , représentant l'impédance d'entrée du circuit (figure 5.12), qui varie en fonction de l'amortissement. Sa composante imaginaire est beaucoup moins influencée.

Pour la vérification de cette hypothèse, nous avons calculé les valeurs discrètes ( $f_{ech}=10$  kHz) d'une tension et d'un courant sinusoïdal amortis par une exponentielle décroissante à un taux d'amortissement variable. La figure 5.17 montre ces signaux artificiels correspondants aux équations 5.5 a,b.

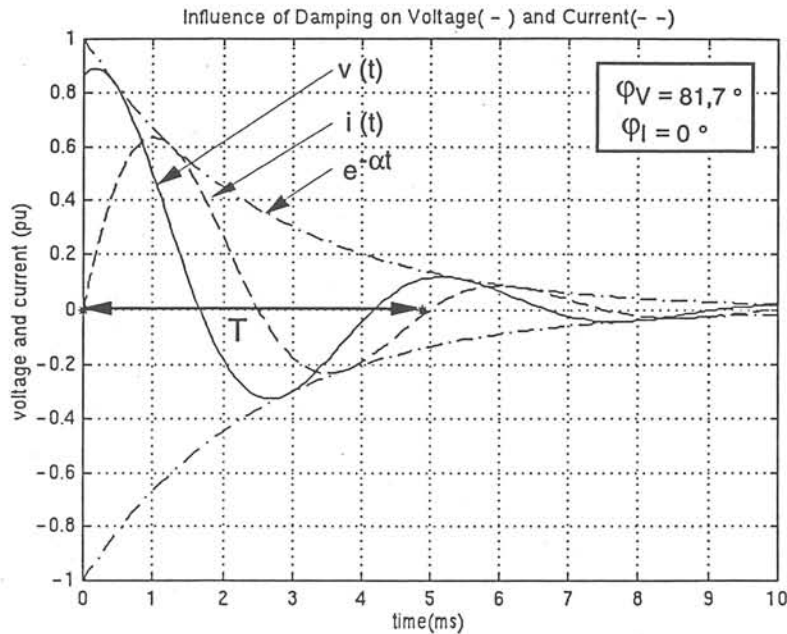


Figure 5.17 : Signaux artificiels pour l'étude de l'influence de l'amortissement  
 ( $\varphi_V = 81,7^\circ$ ,  $\varphi_I = 0^\circ$ ,  $f_0 = 200$  Hz,  $T = 5$  ms,  $\alpha \cdot T = 2$ )  
 (artificial signals for damping influence study)

$$v(t) = V \cdot \sin(\omega_0 t + \varphi_V) \cdot e^{-\alpha t} \quad (5.5.a)$$

$$i(t) = I \cdot \sin(\omega_0 t + \varphi_I) \cdot e^{-\alpha t} \quad (5.5.b)$$

Comme pour notre algorithme de localisation nous avons calculé les spectres correspondants à l'aide d'une FFT. Les étoiles dans la figure 5.17 indiquent le début et la fin de la fenêtre d'observation. En prenant l'amplitude et la phase de la raie dominante nous obtenons les vecteurs complexes de la tension  $\underline{V}$  et du courant  $\underline{I}$  et pouvons ensuite calculer l'impédance  $\underline{V}/\underline{I}$  correspondante.

Pour des signaux non amortis ( $\alpha=0$ ) nous obtenons :

$$\frac{\underline{V}}{\underline{I}} = \frac{V}{I} \cdot e^{j(\varphi_V - \varphi_I)} \quad (5.6)$$

Pour des signaux amortis ( $\alpha > 0$ ) nous n'utilisons pas les mêmes signaux pour le calcul, mais leurs composantes sinusoïdales à la fréquence  $f_0$  de la série de Fourier. Il faut noter que la série de Fourier n'existe que pour les signaux répétitifs. Dans notre cas nous déterminons donc le spectre d'un signal, dont le signal de la fenêtre d'observation représente une période.

En faisant varier la variable  $\alpha$  par des petits pas nous pouvons étudier l'influence du taux d'amortissement sur la partie réelle et la partie imaginaire de l'impédance  $\underline{V}/\underline{I}$  calculée à l'aide de la FFT.

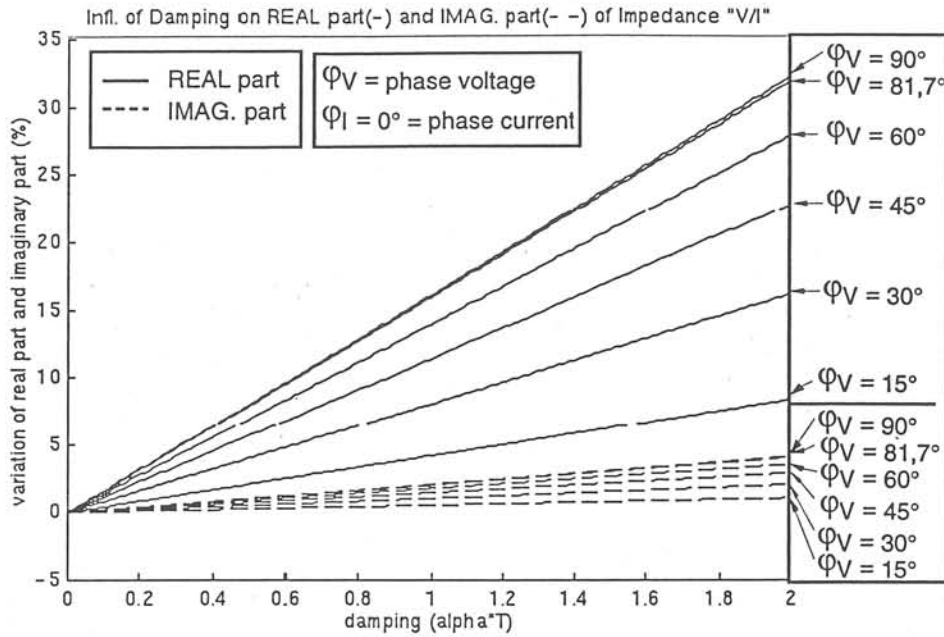


Figure 5.18 : Influence du taux d'amortissement sur la variation de l'impédance  $\underline{V}/\underline{I}$  par rapport à l'impédance  $\underline{V}/\underline{I}$  des signaux non amortis

(damping factor influence on input impedance  $\underline{V}/\underline{I}$  variation referred to the  $\underline{V}/\underline{I}$  impedance of non damped signals)

La figure 5.18 montre cette influence pour différents couples de déphasage  $\phi_V$ , de  $\underline{V}/\underline{I}$  que nous avons définies de la manière suivante :

$$\Delta \text{Re} \left\{ \frac{\underline{V}}{\underline{I}} (\alpha) \right\} = \frac{\text{Re} \left\{ \frac{\underline{V}}{\underline{I}} (\alpha) \right\} - \text{Re} \left\{ \frac{\underline{V}}{\underline{I}} (\alpha=0) \right\}}{\left| \frac{\underline{V}}{\underline{I}} (\alpha=0) \right|} \cdot 100 \% \quad (5.7.a)$$

$$\Delta \text{Im} \left\{ \frac{\underline{V}}{\underline{I}} (\alpha) \right\} = \frac{\text{Im} \left\{ \frac{\underline{V}}{\underline{I}} (\alpha) \right\} - \text{Im} \left\{ \frac{\underline{V}}{\underline{I}} (\alpha=0) \right\}}{\left| \frac{\underline{V}}{\underline{I}} (\alpha=0) \right|} \cdot 100 \% \quad (5.7.b)$$

Nous constatons une variation significative de la partie réelle en fonction du taux d'amortissement. Comme attendue (§.4.2.4) la partie imaginaire est beaucoup moins influencée. Ceci confirme notre hypothèse que des imprécisions du traitement de signal à cause de l'amortissement influencent beaucoup moins la localisation de défauts dans des lignes que dans les câbles. Ceci est dû aux différents angles d'inclinaison des plans complexes d'une ligne et d'un câble (§.5.4.6).

Pour des considérations de l'influence de la résistance de défaut, qui est la principale cause pour l'amortissement, il faut également prendre en compte le phénomène lié avec celui expliqué dans la figure 5.7. Plus la résistance de défaut augmente, plus l'angle de déphasage  $\phi$  entre  $\underline{V}$  et  $\underline{I}$  devient petit. En revanche, plus le défaut est éloigné plus l'angle  $\phi$  augmente à cause de l'inductance des lignes. La figure 5.18 montre également l'influence de l'angle  $\phi$  sur l'estimation de l'impédance  $\underline{V}/\underline{I}$ .

## 5.6 Influence de l'incertitude des paramètres modélisés

Pour l'application de l'algorithme à un réseau réel, il est important de connaître sa sensibilité vis-à-vis de l'incertitude des paramètres modélisés. Dans la pratique nous ne disposons que des estimations des véritables paramètres linéiques, des charges et des longueurs d'éléments. Il est évident que ces imprécisions dans les données aboutissent aux erreurs d'estimation de la distance de défaut.

Afin d'obtenir une évaluation quantitative de ces phénomènes, nous avons utilisé les simulations ARENE d'un défaut de  $0,1 \Omega$  de résistance au lieu "am\_1" du réseau "Rural, faible taux câble". Tous les paramètres du réseau test étant connus, nous avons utilisé les mêmes paramètres pour la modélisation du réseau dans notre algorithme, excepté le paramètre dont nous avons étudié la sensibilité par rapport à son incertitude. En faisant varier ce paramètre par pas de quelques pour-cent de sa valeur correcte, nous avons obtenu les diagrammes de sensibilité de l'algorithme.

### 5.6.1 Influence de l'erreur d'estimation de la résistance de défaut

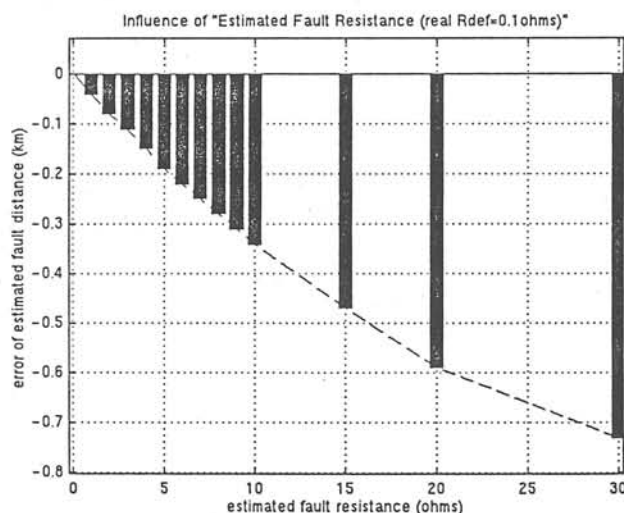


Figure 5.19 : Résultat de localisation en fonction de l'erreur d'estimation de la résistance de défaut  
(*fault location results depending on the fault resistance estimation error*)

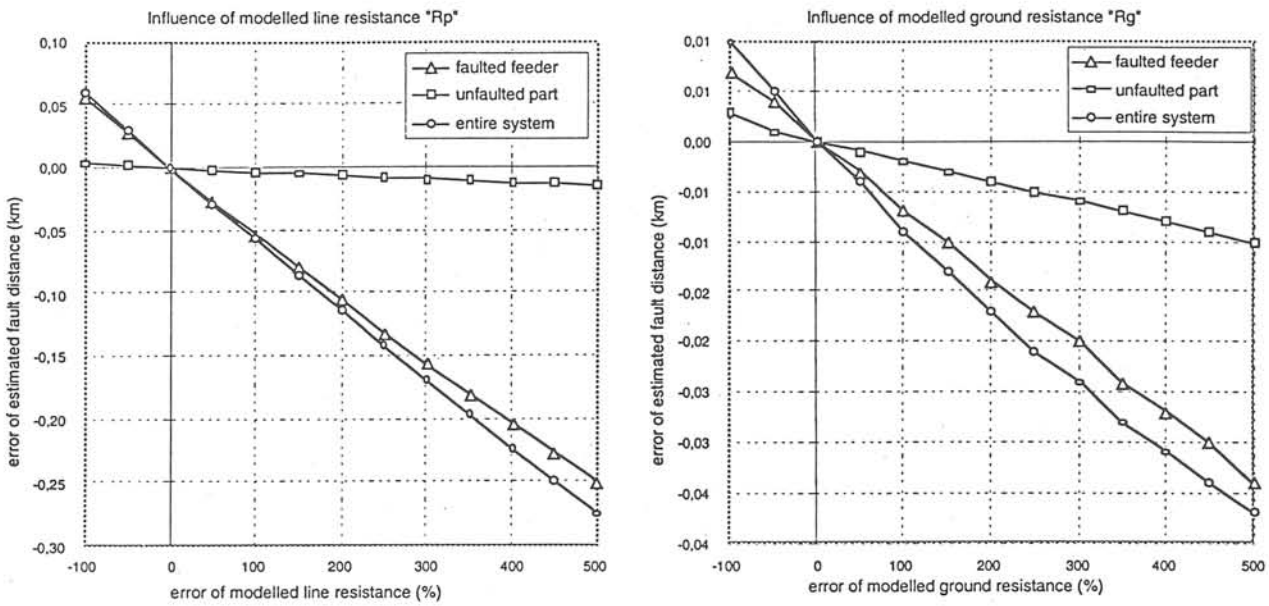
Nous utilisons une approche simplifiée pour l'estimation de la résistance de défaut (3.3.6). Cette approche exploite également des signaux à 50 Hz qui peuvent être faiblement erronés par la partie traitement du signal (figures 5.3 et 5.5.b).

Nous obtenons donc forcément une erreur dans l'estimation de la résistance de défaut.

Par des considérations théoriques (5.4.6), nous savons que la localisation dans une ligne aérienne dépend souvent peu de l'incertitude de la résistance de défaut.

La figure 5.19 confirme cette hypothèse. Même pour des valeurs très erronées pour la résistance du défaut nous obtenons encore un résultat acceptable. Normalement l'erreur d'estimation de la résistance de défaut est inférieure de 5 à 10 Ohm.

### 5.6.2 Incertitude de la résistance linéique et de la résistivité de la terre



a) résistance linéique

b) résistivité de la terre

Figure 5.20 : Résultat de localisation en fonction de l'incertitude des résistances (fault location results depending on the resistance uncertainty)

Pour la résistivité de la terre nous utilisons une valeur moyenne (5.2.3 et 4.2.2.3). Sa valeur exacte dépend en pratique de plusieurs facteurs, comme la qualité et l'humidité du sol etc. ... La résistivité linéique est normalement bien connue. Elle est notée dans les fiches techniques pour chaque type de conducteur (annexe 10.3). Elle peut par contre également varier en fonction des paramètres aléatoires, comme par exemple la température du conducteur. L'incertitude de ces paramètres influence uniquement la partie réelle du vecteur ( $R'_{tot} + j\omega L'_{tot}$ ) dans la figure 5.5. Comme pour l'incertitude de la résistance de défaut nous attendons en conséquence une faible influence sur la précision de l'algorithme.

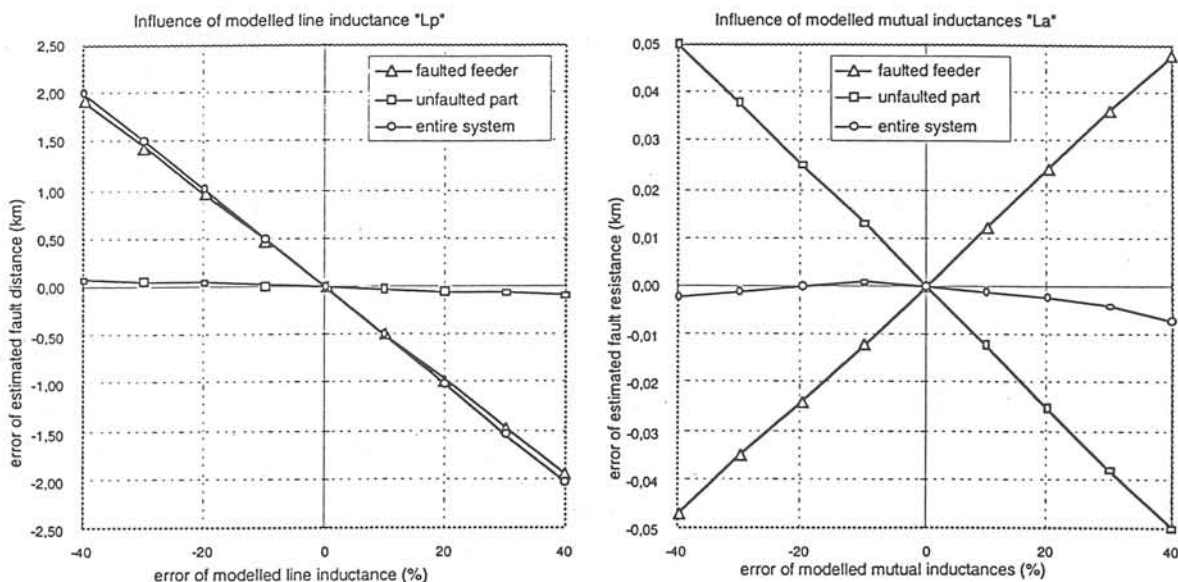
La figure 5.20 confirme cette hypothèse. Nous constatons que l'influence de la résistivité du départ en défaut est plus importante que celle de la partie saine du réseau. Ceci s'explique par le phénomène de l'oscillation de charge (3.2.3). L'influence de la résistivité de la terre est négligeable à cause de sa faible valeur de  $0,05 \Omega/\text{km}$ .

### 5.6.3 Incertitude de l'inductance linéique et des mutuelles

L'inductance linéique et les mutuelles dépendent principalement de la géométrie de la ligne et des conducteurs (4.2.2.3). Les valeurs moyennes des inductances sont connues. Les valeurs réelles par contre peuvent varier en fonction de la résistivité de la terre, du vent qui peut modifier la distance entre conducteurs et de la température qui influence la hauteur des conducteurs par rapport au sol.

La figure 5.21.a montre une forte influence de l'incertitude des inductances linéiques de départ en défaut sur la précision de l'algorithme.

Nous pouvons expliquer cette influence importante à l'aide du diagramme vectoriel simplifié (figure 5.22) qui est basé sur les mêmes conditions que celui de la figure 5.5. La seule différence consiste en



a) l'inductance linéique

b) inductances mutuelles

Figure 5.21 : Résultats de localisation en fonction de l'incertitude des inductances (fault location results depending on the inductance uncertainty)

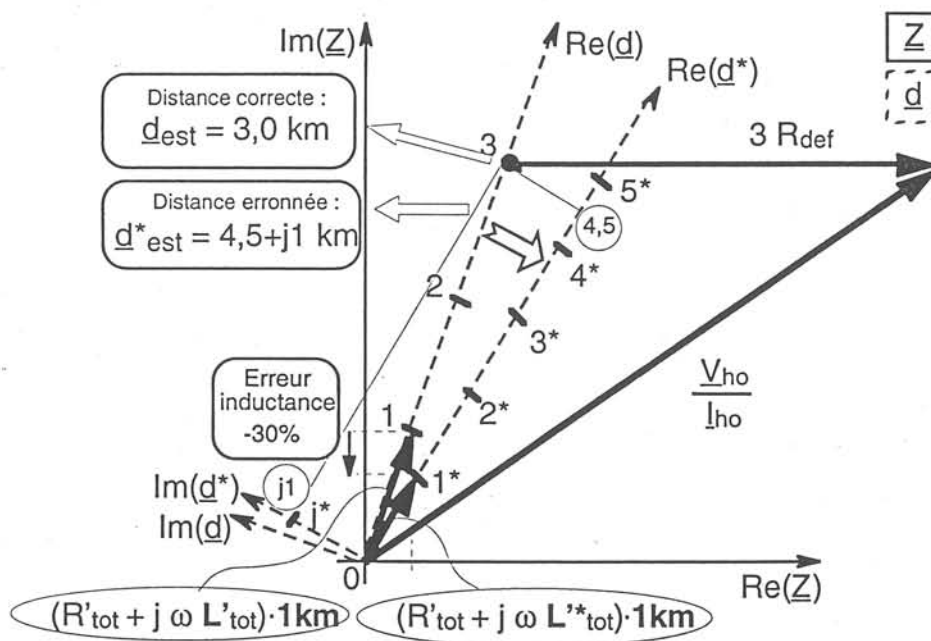


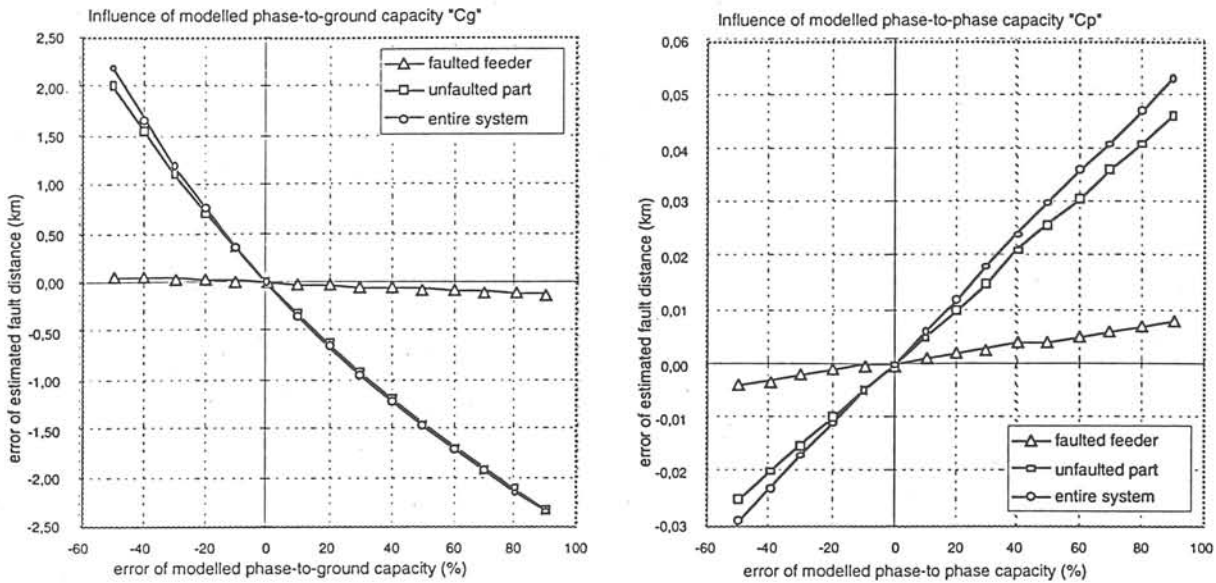
Figure 5.22 : Changement du diagramme vectoriel pour une incertitude de l'inductance linéique de - 30 % (phasor diagram change due to impedance uncertainty)

fait, que cette fois-ci nous faisons varier l'impédance linéique (- 30% dans le diagramme). Comme le diagramme le montre, cette variation de l'inductance aboutit à une modification du vecteur  $(R'+j\omega L')$  en module et en phase, les autres vecteurs restant invariables. En conséquence, l'échelle et l'orientation de l'axe réel pour l'estimation de la distance sont modifiés et le défaut est localisé avec imprécision. Plus le vecteur initial de l'impédance linéique était orienté vers l'ordre imaginaire, plus cette imprécision est importante.

L'influence de l'incertitude des impédances linéiques de la partie saine est très faible, ainsi que l'influence des mutuelles (figure 5.21.b).



### 5.6.4 Incertitude des capacités phase-terre et entre-phases



a) capacités phases-terre

b) capacités entre-phases

Figure 5.23 : Résultats de localisation en fonction de l'incertitude des capacités (fault location results depending on the capacitance uncertainty)

Les capacités phases-terre et entre-phases d'une ligne aérienne dépendent, comme les inductances, de la géométrie de la ligne et des conducteurs (4.2.2.3). Ces valeurs peuvent s'écarter des valeurs moyennes (annexe 10.3), pour les mêmes raisons que pour les inductances (5.6.3). Pour les câbles, qui ont des capacités beaucoup plus importantes, ces valeurs sont normalement plus stables (annexe 10.3). Pour les câbles, une incertitude existe visant plutôt leur longueur, que nous allons étudier séparément (5.6.5).

Les capacités des deux phases saines du système entier contribuent à l'oscillation de charge. L'influence de l'incertitude des capacités des départs sains (partie saine) sur la précision de l'algorithme est beaucoup plus élevée que celle du départ en défaut (figure 5.2.3).

Ceci est dû au fait que la capacité du départ en défaut est plus faible que celle du réseau entier. En revanche, il faut prendre en compte que la corrélation entre la capacité et l'erreur d'estimation de la distance n'est pas tout-à-fait linéaire. Cette non-linéarité explique pourquoi la somme des erreurs obtenues pour le départ en défaut et ceux obtenus pour la partie saine ne correspondent pas exactement aux erreurs du réseau entier.

L'incertitude des capacités entre-phases influence très peu le résultat, parce que la capacité du réseau est en majorité déterminée par les capacités phase-terre des câbles. Leur capacité entre-phases est négligeable pour des câbles monopolaires. Pour un réseau composé purement de lignes aériennes, les capacités entre-phases seront plus importantes que pour un réseau partiellement câblé.

Les résultats présentés dans la figure 5.23 justifient notre approche simplifiée qui néglige les capacités du départ en défaut (figure 5.4).

Dans la figure 5.24, nous avons examiné l'incertitude des capacités des lignes aériennes, les capacités des câbles restant fixes. Cet exemple est important pour la pratique parce que ce sont uniquement les capacités des lignes aériennes qui varient aléatoirement en fonction des conditions climatiques. Nous

constatons une influence beaucoup moins importante comparée avec la variation des capacités du réseau entier.

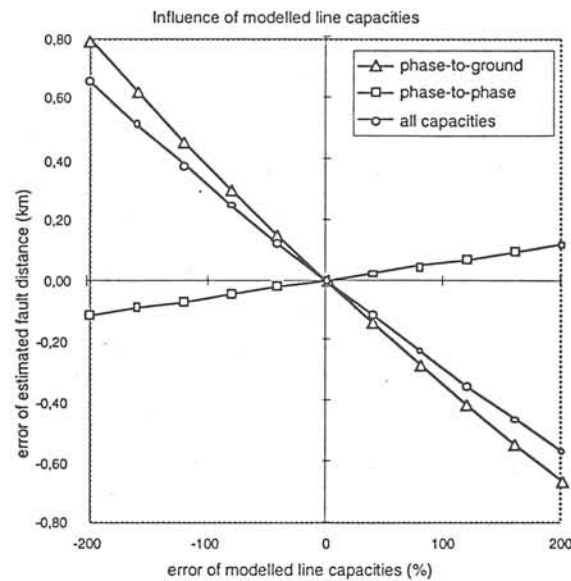


Figure 5.24 : Résultats de localisation en fonction de l'incertitude des capacités des lignes aériennes (fault location results depending on the capacity uncertainty for overhead lines)

### 5.6.5 Incertitude de la longueur des câbles

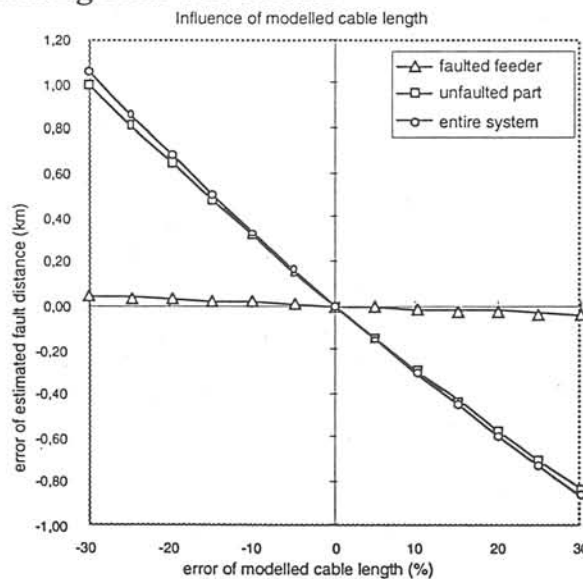
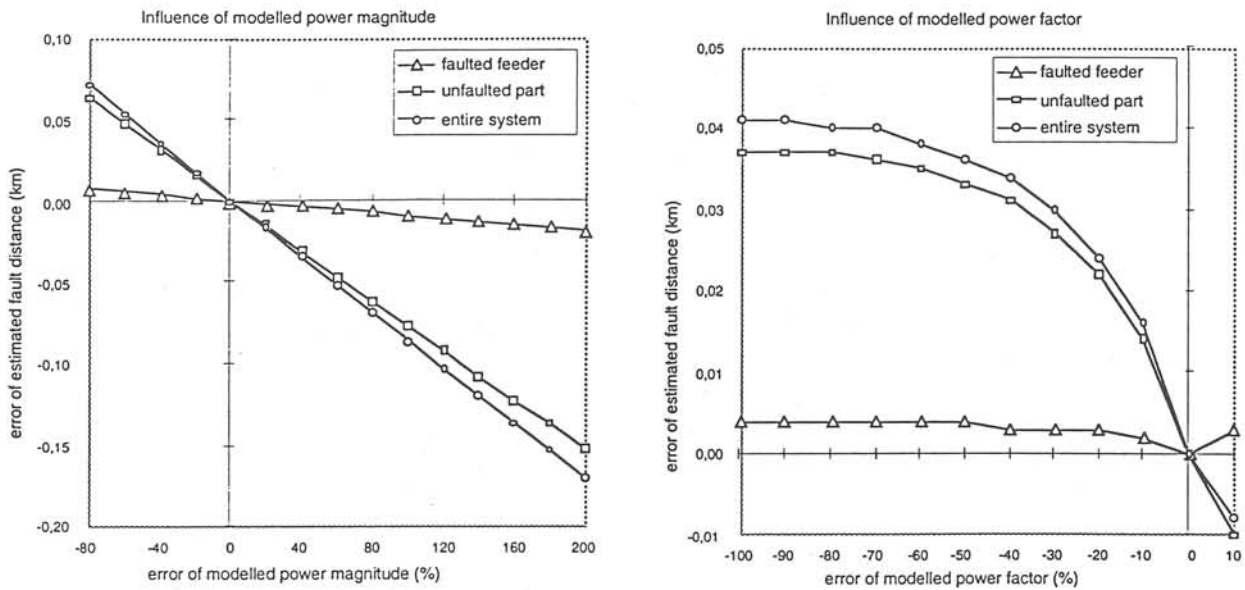


Figure 5.25 : Résultats de localisation en fonction de l'incertitude de la longueur des câbles (fault location results depending on the cable length uncertainty)

La longueur des câbles souterrains est souvent plus difficile à déterminer que la longueur des lignes aériennes. La figure 5.25 montre l'influence d'une estimation erronée des câbles sur la précision de notre algorithme. L'incertitude de la longueur des câbles aboutit d'une part à une incertitude de l'impédance des câbles dans le départ en défaut. D'autre part elle cause une incertitude de la capacité du réseau entier. Nous constatons que pour notre cas, l'influence sur la capacité est dominante. Ceci s'explique d'un côté par des impédances linéiques faibles du câble et d'un autre côté par la forte contribution d'un câble à la capacité du réseau.

### 5.6.6 Incertitude des charges



a) puissance apparente  $S$

b) facteur de puissance  $\cos \varphi$

Figure 5.26 : Résultats de localisation en fonction de l'incertitude des charges (fault location results depending on the uncertainty of load)

Nous ne connaissons pas les charges pendant le défaut mais nous pouvons utiliser des estimations basées sur l'évaluation des signaux à 50 Hz avant l'apparition du défaut (6.5.3).

La figure 5.26 montre que ni l'incertitude de la puissance apparente, ni l'incertitude du facteur de puissance n'influencent gravement la précision de l'algorithme. Nous constatons que l'influence des charges du départ en défaut est plus faible. Ceci s'explique par le nombre plus élevé des charges dans le départ sain. D'autre part il faut noter que l'incertitude des charges en aval d'un défaut n'intervient pas dans le calcul de la distance. Pour la partie en aval nous n'utilisons que des grandeurs homopolaires (3.3.3.5). Le modèle des charges n'utilise que les systèmes direct et inverse (3.3.5).

## 5.7 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons pu valider notre approche pour des réseaux de taille réelle. En utilisant le simulateur de réseaux ARENE, développé par EDF, nous avons étudié l'influence de différents paramètres sur la précision de notre algorithme.

Dans cette étude de sensibilité nous avons examiné trois classes de paramètres :

- les paramètres réels du réseau et du défaut,
- les paramètres du traitement du signal,
- et l'incertitude des paramètres modélisés.

Nous avons effectué une analyse quantitative, basée sur des courbes de résultat, obtenues par simulation avec notre algorithme pour différents paramètres.

Nous avons complété cette analyse par des considérations qualitatives, basées sur la construction et l'interprétation des diagrammes vectoriels simplifiés. Ces considérations théoriques nous ont permis

d'expliquer des phénomènes liés à la localisation de défauts et de détecter les points forts ainsi que les points faibles de notre approche.

En ce qui concerne les paramètres réels du réseau et du défaut, nous avons constaté partiellement une influence importante sur la partie traitement du signal. La résistance de défaut a été identifiée comme le facteur principal, responsable de l'amortissement des signaux. En revanche, la fréquence de l'oscillation de charge diminue avec une augmentation de la distance de défaut ou de la capacité du réseau. Plus la fréquence devient petite, plus il est difficile au niveau traitement du signal d'éviter une interférence entre les phénomènes à la fréquence de charge et à la fréquence fondamentale.

L'influence d'autres paramètres réels du réseau comme le désaccord, les charges ou la structure s'est révélée très faible.

Nous avons trouvé par contre une grande sensibilité de l'algorithme vis-à-vis des défauts dans un câble où une localisation exacte est très difficile. Ce phénomène est dû aux faibles inductances linéiques du câble. Etant donné que, dans la pratique, la plupart des défauts câble se trouvent statistiquement sur les boîtes de jonction dont la position est connue, cette faiblesse de l'algorithme n'est pas très gênante. L'algorithme localise alors un tel défaut dans la ligne aérienne très près du point de connexion du câble défaillant.

Dans l'analyse des paramètres du traitement du signal nous avons pu prouver que la localisation d'un défaut dans une ligne aérienne est très précise et beaucoup moins influencée par l'amortissement des signaux.

Concernant l'incertitude des paramètres modélisés, nous avons obtenu des résultats très satisfaisants. L'incertitude des résistances réelles ainsi que l'incertitude des charges et des longueurs des câbles influencent seulement très peu la précision de l'algorithme. L'influence de l'incertitude des inductances des lignes aériennes et la capacité des câbles est plus importante. Nous disposons par contre de valeurs relativement faibles qui ne subissent pas de grandes variations aléatoires.

Cette étude paramétrique a montré que notre approche développée pour la localisation de défauts peut être appliquée sous des conditions réelles à un réseau de distribution. Nous pouvons accepter quelques imprécisions dans les données pour localiser l'élément en défaut ou au moins une zone précise dans laquelle il trouve le défaut avec une grande probabilité.

Cette étude a également montré que la partie traitement du signal peut être encore améliorée afin de pouvoir localiser des défauts plus résistifs. Dans l'état actuel nous pouvons localiser des défauts de  $10 \Omega$  avec une précision satisfaisante. La résistivité de la terre s'ajoute encore à cette valeur en fonction de la distance du défaut. Une telle résistance de défaut représente statiquement la bonne moyenne des défauts monophasés.

Cette étude paramétrique nous a également amené à voir quels paramètres peuvent être négligés complètement afin d'obtenir une variante de l'algorithme, moins précise mais nécessitant moins de données.



# CHAPITRE 6 :

## Optimisation de l'algorithme



## CHAPITRE 6

### OPTIMISATION DE L'ALGORITHME

#### 6.1 Introduction

La validation avec CIRCUIT ainsi que l'étude paramétrique avec ARENE ont montré que notre approche est en principe applicable. Elle nécessite par contre un grand nombre de données pour lesquelles nous devons prendre en compte des erreurs d'incertitude. De plus nous avons constaté une sensibilité non négligeable de la partie traitement du signal notamment pour les défauts dont la résistance est supérieure à  $10 \Omega$ .

Dans certains cas défavorables plusieurs sources d'erreur peuvent s'ajouter et provoquer une fiabilité insuffisante.

Dans ce chapitre nous allons proposer des méthodes pour l'optimisation de l'algorithme. Leur objectif est l'amélioration des points les plus sensibles de l'approche ainsi que la réduction de l'incertitude des données.

Nous examinerons des alternatives ou des variantes modifiées pour une partie de notre approche et nous comparerons les résultats obtenus dans les deux cas.

Nous présenterons ensuite des conceptions qui n'ont pas été intégrées directement dans l'algorithme. Quelques-unes ont servi pour obtenir des conditions optimales pour la validation et l'étude paramétrique. D'autres sont des propositions concrètes pour l'amélioration de l'approche dans l'avenir.

Dans une première partie nous étudierons les possibilités pour l'optimisation du traitement du signal. Hormis des modifications de la méthode appliquée utilisant la FFT, nous présenterons une deuxième alternative pour l'exploitation des signaux.

Les résultats des deux méthodes sont comparés avec l'approche classique qui exploite la fréquence fondamentale.

Ensuite nous montrerons comment l'estimation de la résistance de défaut peut être améliorée.

Une méthode pour la correction de la distance estimée, basée sur les considérations théoriques de l'étude paramétrique peut servir à augmenter la précision du résultat pour les défauts amortis et les incertitudes importantes de la résistance de défaut.

La dernière partie de ce chapitre traite des simplifications possibles pour notre approche. Nous présenterons une méthode qui consiste à remplacer toute la partie saine du réseau par un modèle équivalent très simple. Cette simplification n'implique pas forcément des imprécisions supplémentaires, elle peut même être plus précise car elle permet l'exploitation des signaux mesurés pour l'acquisition des paramètres au lieu d'utiliser des valeurs moyennes des bases de données.

Cette méthode a déjà été utilisée dans quelques simulations précédentes ; elle sera validée dans ce chapitre.



Enfin nous utiliserons les connaissances acquises par la comparaison des modèles de ligne (chapitre 4) et par l'étude paramétrique (chapitre 5) pour simplifier encore le modèle du réseau. Nous obtenons deux approches qui utilisent des signaux disponibles pour le départ en défaut. Une considère la partie saine du réseau uniquement dans les systèmes direct et inverse, l'autre évite complètement sa prise en compte. En étant éventuellement moins précise, ces approches représentent néanmoins des outils pratiques; nous allons utiliser la première pour la validation expérimentale dans le chapitre 7. Elle nécessite beaucoup moins de paramètres et évite de rechercher en détail les propriétés d'un grand nombre d'éléments du réseau réel. Par contre, l'optimisation du temps de calcul est un critère secondaire pour ces simplifications. Un temps de calcul de 1-2 minutes utilisé pour la localisation d'un défaut dans un réseau de taille réelle est suffisamment rapide (station HP 712 et MATLAB 5).

## 6.2 Optimisation du traitement du signal

### 6.2.1 Méthode : Transformation de Fourier

La transformation de Fourier est définie pour des signaux périodiques. A cause des résistances contenues dans nos systèmes, nous obtenons des signaux amortis, donc non périodiques. L'application de la transformation de Fourier dans un tel cas ne fournit pas le spectre du signal lui-même, mais le spectre d'un signal périodique dont la partie contenue dans la fenêtre d'observation représente une période. D'autres imprécisions peuvent s'ajouter lorsque la fréquence de l'oscillation examinée n'est pas connue à l'avance et nous risquons de choisir une longueur mal adaptée pour la fenêtre d'observation. L'influence d'autres fréquences dans le signal peut également contribuer à une détermination erronée de l'amplitude et de la phase de l'oscillation examinée.

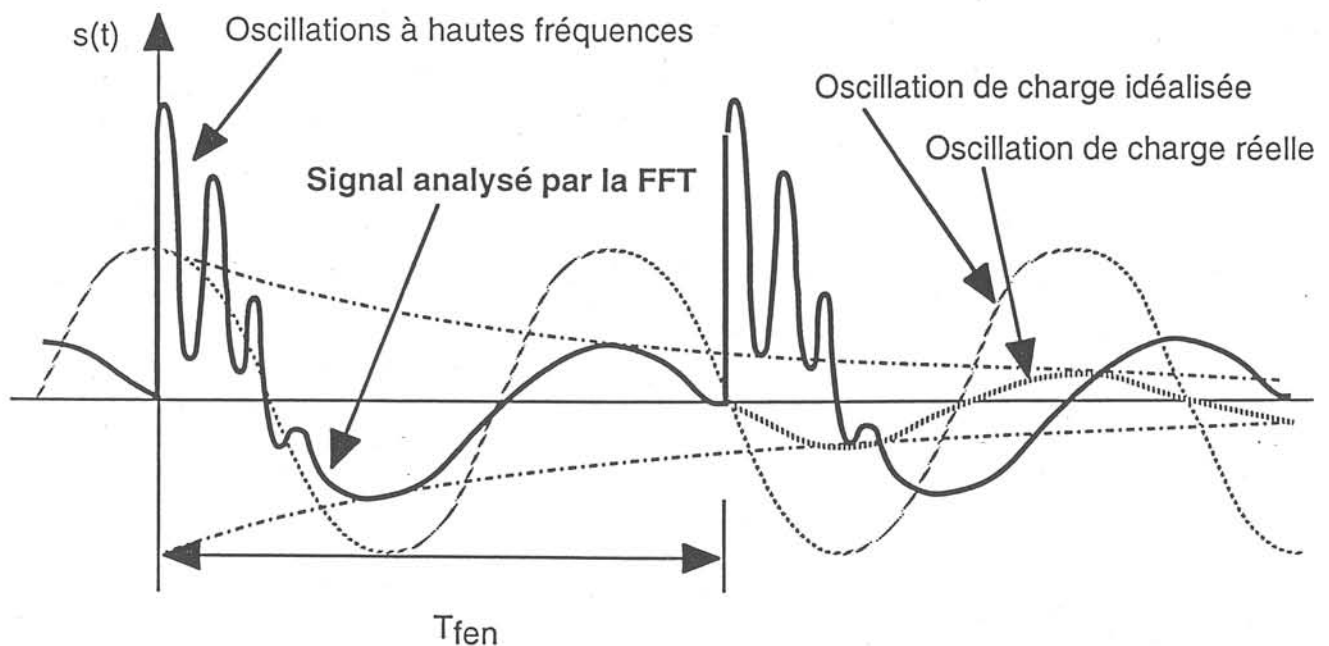


Figure 6.1 : Exemple pour un mauvais traitement du signal avec la FFT non optimisée  
(Example for non optimized signal processing using the FFT)

La figure 6.1 donne un exemple pour un tel cas défavorable et montre quel est le signal analysé par la FFT à la place de l'oscillation de charge idéalisée.

Dans l'étude paramétrique nous avons pu montrer que cette erreur de la FFT disparaît partiellement lorsqu'on applique le même traitement du signal à tous les signaux exploités. Cette erreur influence plutôt la partie imaginaire de la distance estimée que sa partie réelle qui est choisie pour la localisation de défauts.

Il reste malgré tout une imprécision gênante et surtout une grande sensibilité de l'algorithme vis-à-vis du bon choix de la fenêtre d'observation.

Dans les paragraphes suivants nous présentons des méthodes qui peuvent être utilisées pour augmenter la fiabilité de l'algorithme et partiellement intégrées pour optimiser automatiquement le traitement du signal avec la FFT.

### 6.2.1.1 Optimisation de la fenêtre d'observation

Puisque la fréquence de charge dépend de la capacité du réseau mais aussi de la distance de défaut (éq. 3.3), non connue au départ, nous ne pouvons pas prévoir à l'avance la longueur optimale de la fenêtre d'observation.

Il existe par contre la possibilité d'analyser les signaux en deux étapes :

dans une première étape nous utilisons une fenêtre d'observation large (i.e. 40 ms) et nous déterminons la fréquence dominante.

Dans une deuxième étape nous répétons l'analyse des signaux en utilisant une fenêtre d'observation adaptée à la fréquence dominante (éq. 6.1).

$$T_{\text{fen,opt}} = n \cdot \frac{1}{f^*} \quad (\text{avec } n = 1,2,(3) \dots) \quad (6.1)$$

Nous avons constaté qu'il est souvent favorable pour des signaux faiblement amortis d'examiner deux périodes ( $n=2$ ). Avec un taux d'amortissement plus élevé nous devons éviter de choisir des fenêtres trop larges. La méthode présentée (§.6.3.1.3) peut être utilisée pour réaliser une distinction automatique en utilisant une valeur seuil pour l'amortissement.

Il faut néanmoins considérer qu'en utilisant une largeur de fenêtre adaptée à la fréquence de charge mais non à la fréquence fondamentale nous obtiendrons un spectre très large autour de la raie à 50 Hz qui pourrait entraîner des interférences spectrales, non supprimables par un simple filtrage (§.6.3.1.2).

### 6.2.1.2 Filtrage des signaux

La superposition des oscillations à hautes fréquences peut aboutir à une déformation du signal analysé par la FFT (fig. 6.1), conduisant à une analyse erronée de l'oscillation de charge. Ceci est notamment le cas si des oscillations à hautes fréquences se trouvent à une extrémité de la fenêtre provoquant une amplitude très différente du premier et du dernier point de la fenêtre d'observation.

Le même effet est d'ailleurs obtenu par l'influence de l'oscillation fondamentale, si la longueur de la fenêtre ne correspond pas à un multiple de 20 ms.

Un moyen efficace pour éviter ces effets de bord est le filtrage des signaux. Nous utilisons deux filtres à une fréquence fixe dans notre algorithme (§.3.3.2.1).

La fréquence des oscillations à hautes fréquences est par contre aléatoire car elle dépend également de la distance du défaut et d'autres paramètres du réseau (§.3.2.2).

Pour l'optimisation du filtrage des signaux nous pouvons utiliser la pré-estimation de la fréquence de charge (§.6.2.1.1) puis choisir automatiquement la fréquence des filtres en fonction de l'oscillation de charge. Nous essayons de réduire la bande de fréquence passante à un minimum sans influencer l'oscillation de charge. Des valeurs seuils peuvent être trouvées en fonction de la caractéristique des filtres.

Théoriquement, il serait également possible d'adapter l'ordre du filtre pour obtenir une caractéristique plus raide pour le cas où les fréquences propres de deux phénomènes deviennent trop proches. Mais cette adaptation variable du filtre entraîne une influence sur le retard des signaux, qui doit être prise en compte dans nos calculs.

### 6.2.1.3 Considération des interférences spectrales

Il est important de noter que le filtrage des signaux peut uniquement contribuer à un traitement du signal amélioré lorsqu'il s'agit d'éviter les effets de bord concernant la fenêtre d'observation. En revanche nous ne pouvons pas réduire l'erreur obtenue par l'interférence des raies spectrales de deux phénomènes très proches en fréquence (fig. 6.2). Ceci est uniquement possible par des méthodes de soustraction en temps ou en fréquence.

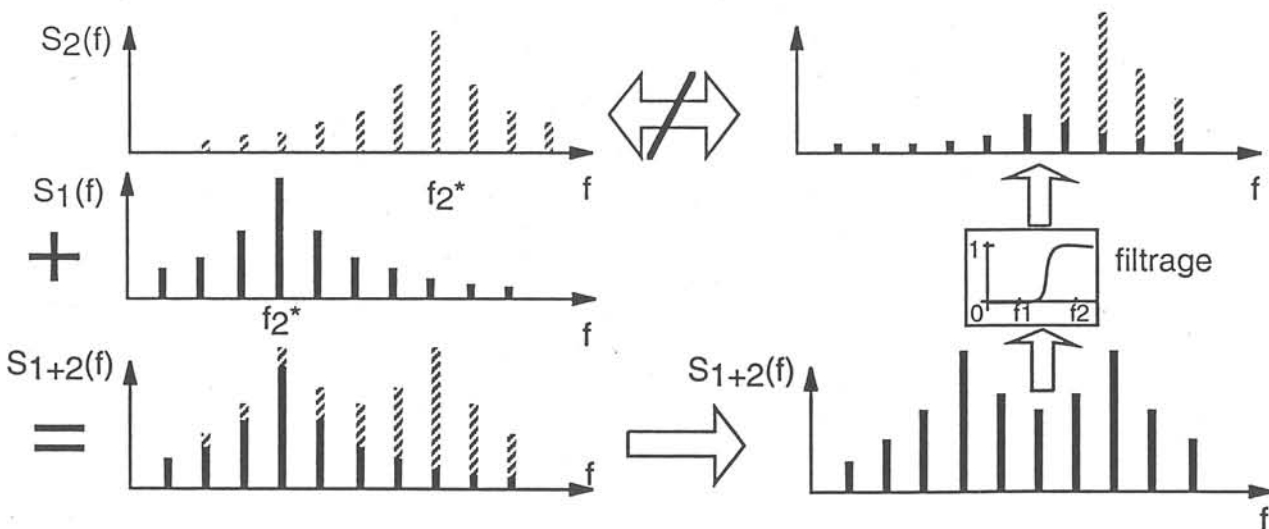


Figure 6.2 : Schéma d'exemple pour l'interférence spectrale de deux phénomènes non corrigibles par l'application des filtres  
(example diagram explaining spectral interference not correctable by filtering)

La figure 6.3 montre la représentation en temps-fréquence pour deux défauts modélisés avec ARENE sur le "réseau rural à faible taux câble"; un défaut franc ( $0,1 \Omega$ ) (fig.6.3.a-b) et un défaut de  $10 \Omega$  de résistance (fig.6.3.c-d). Nous avons obtenu ces courbes en utilisant la FFT avec des fenêtres glissantes.

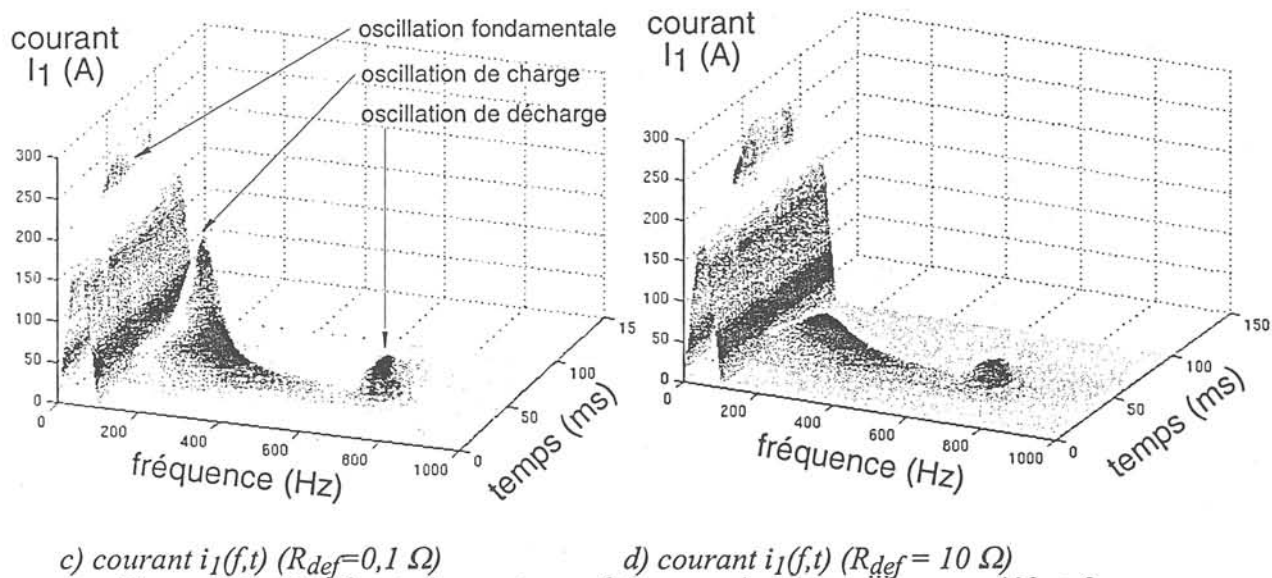
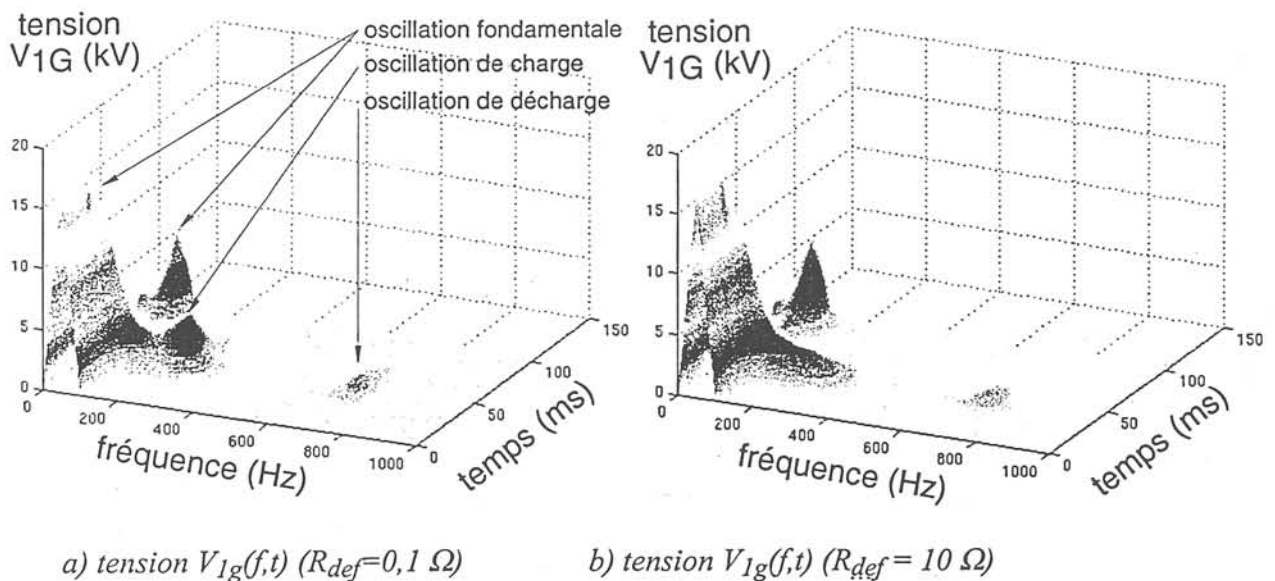


Figure 6.3 : Représentation en temps-fréquence des signaux pour un défaut franc et un défaut plus résistif  
 (time-frequency-diagrams of oscillation phenomena for a sound fault and a 10 Ω fault)

Il s'agit de la tension et du courant non filtrés de la phase en défaut. Nous pouvons reconnaître la variation de fréquence fondamentale avec l'amorçage du défaut (60 ms). Nous observons également le phénomène de charge ( $\approx 250$  Hz) et de décharge ( $\approx 600$  Hz). Pour le défaut franc le phénomène décharge est bien représenté dans les deux signaux. Pour le défaut de  $10 \Omega$  par contre nous constatons déjà une légère interférence avec la fréquence fondamentale que nous ne pouvons pas corriger par un filtrage. Pour un défaut plus résistif cette interférence est encore plus élevée.

Une possibilité pour éviter ce problème serait d'enlever le phénomène à 50 Hz par une soustraction des signaux temporels, ce qui n'est pas facile car les grandeurs à 50 Hz changent également pendant un temps de transition après l'amorçage d'un défaut.

Une autre approche consiste à faire une soustraction des raies spectrales. Pour cela la fenêtre doit être adaptée à la fréquence de charge (éq. 6.1) pour obtenir dans le cas idéalisé d'un signal non amorti une seule raie spectrale. Dans ce cas idéalisé nous pourrions enlever la moyenne des deux raies voisines de la raie à la fréquence de charge en supposant que la partie supprimée a été ajoutée par le phénomène à 50 Hz. De l'autre côté, même avec une fenêtre adaptée et sans le phénomène à 50 Hz, pour une oscillation de charge amortie nous obtenons une contribution des raies autour de la fréquence de charge. En appliquant la méthode de division proposée dans ce cas nous obtiendrons une raie estimée trop petite. Une possibilité de corriger cette erreur consiste à réajuster la partie enlevée en supplément qui représente la moyenne des deux raies voisines de l'oscillation amortie seule, sans interférence avec d'autres phénomènes. Cette différence en fonction du taux d'amortissement peut être déterminée analytiquement ou par simulation.

**6.2.1.4 Application de la transformation de Fourier aux signaux amortis**

Un signal amorti est toujours un signal non périodique. Par conséquent, un phénomène amorti n'est jamais représenté par une seule raie spectrale, par la FFT, même si la fenêtre d'observation est bien adaptée à la fréquence dominante de cette oscillation.

Pour une fenêtre bien adaptée (éq. 6.1) et pour un taux d'amortissement donné, nous obtenons des effets de bord différents en fonction de la phase du signal. Le spectre d'un signal analysé, obtenu en utilisant la FFT, dépend de la phase du signal, ou de la position de la fenêtre d'observation. Vu que les tensions et les courants exploités dans notre approche sont toujours déphasés, il est évident que nous ne pouvons pas complètement enlever l'imprécision de la FFT en calculant le rapport  $V/I$  des signaux. Au contraire, l'imprécision de cette impédance dépend de l'angle de déphasage de la fenêtre d'observation et du taux d'amortissement (§.5.5).

Nous avons essayé, de compenser l'amortissement des signaux par une fonction de correction.

Dans un premier temps nous avons calculé les taux d'amortissement pour chaque signal filtré en utilisant les trois premiers maxima locaux de l'oscillation de charge (fig.6.4).

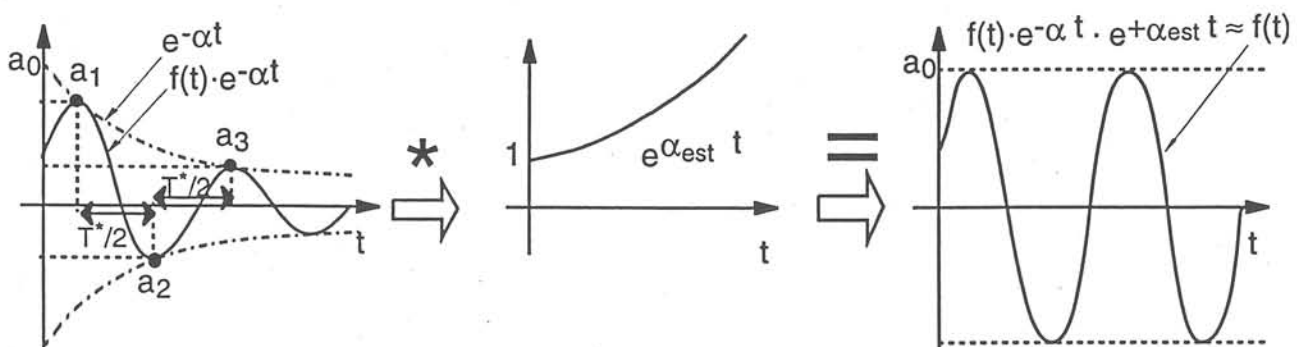


Figure 6.4 : Principe de la "compensation" de l'amortissement  
(principle of the damping "compensation" method)

Nous avons défini une valeur moyenne :

$$\alpha_{est} = \frac{1}{2} \left[ \frac{1}{T^*} \cdot \ln\left(\frac{a_1}{a_3}\right) + \frac{1}{T^*/2} \cdot \ln\left(\frac{a_1}{a_2}\right) \right] \tag{6.2}$$

Par multiplication du signal amorti par une exponentielle caractérisée par le facteur  $\alpha_{est}$  nous avons reconstitué approximativement l'oscillation de charge sans amortissement. Normalement, nous devrions obtenir pour chaque signal le même taux d'amortissement. Une légère différence est due aux imprécisions de mesure, de filtrage et l'interférence des spectres qui n'est pas identique pour chaque signal.

Les résultats obtenus par notre algorithme avec ces signaux reconstitués ont montré que cette méthode peut en principe être appliquée pour les défauts plus résistifs. Par contre lorsqu'il s'agit des défauts très résistifs, l'oscillation de charge est amortie très tôt et nous ne pouvons pas reconstituer correctement une période entière. Au contraire, le signal obtenu peut s'approcher d'une fonction très erronée comme indiquée dans la figure 6.4. Dans ce cas-là nous obtenons une mauvaise estimation de la distance. En revanche des valeurs seuils concernant les maxima utilisés pour le calcul de l'amortissement peuvent être utilisées pour décider si cette méthode sera appliquée ou non.

### 6.2.1.5 Fenêtrage des signaux amortis

Le "fenêtrage" des signaux avant l'application de la FFT est un outil connu pour éviter les effets de bord. Les signaux sont multipliés avec une fonction nulle aux deux extrémités de la fenêtre. Nous analysons donc des signaux déformés avec la FFT qui s'approchent également de zéro vers les extrémités de la fenêtre d'observation.

Il existe plusieurs fenêtres standard souvent utilisées pour des problèmes de traitement du signal [Mat\_Sig\_Proc.94]. Une des fenêtres les plus courantes est la "fenêtre de Hanning". Elle utilise la fonction suivante pour la transformation des signaux :

$$\text{hann}(t) = 0,5 \left( 1 - \cos \frac{2\pi}{T_{\text{fen}}} \cdot t \right) \quad (\text{ou } T_{\text{fen}} \text{ est la taille de la fenêtre}) \quad (6.3)$$

Pour la sélection des modèles de ligne (§.4.3) nous avons effectué un grand nombre de simulations en utilisant cette fenêtre. Les résultats obtenus pour les défauts francs ont été plus précis par rapport aux calculs sans fenêtre de Hanning. Ceci par contre n'était pas le cas pour les défauts plus résistifs. La fenêtre de Hanning qui réduit fortement les signaux aux extrémités de la fenêtre, supprime pour un défaut résistif la seule partie du signal qui pourrait être exploitée. Une amélioration possible consiste à placer l'instant d'amorçage du défaut au milieu de la fenêtre. Afin d'obtenir un signal symétrique par rapport à ce point la partie du signal avant le défaut peut être remplacée par l'image symétrique inversée de la partie après l'amorçage du défaut.

Nous avons constaté en conclusion que les fenêtres standard peuvent contribuer à réduire les imprécisions dues aux effets de bord mais en revanche, la déformation des signaux par ces fenêtres dépend également de leurs phases. Nous obtenons par conséquent une imprécision dans le calcul de l'impédance  $V/I$  (§.6.2.1.4). Plus le nombre de périodes du signal comprises dans la fenêtre est faible, plus cette imprécision est importante.

## 6.2.2 Méthode : Transformation de Prony

Notre approche pour la localisation nécessite une méthode de traitement de signal qui transforme des signaux temporels d'entrée en vecteurs complexes à une fréquence fixe (fig.3.10). Cette méthode doit déterminer correctement les amplitudes et les phases de ces vecteurs, même s'il s'agit de signaux amortis.

Jusqu'à présent nous avons utilisé une méthode classique, la transformation de Fourier, qui par contre n'est pas définie pour des signaux amortis.

Notre algorithme permet sans modification importante de remplacer la partie traitement du signal précédente par une méthode quelconque qui exploite les mêmes données à l'entrée et qui fournit des vecteurs nécessaires à la sortie.

A EDF, plusieurs méthodes de traitement du signal ont été utilisées pour la caractérisation de défauts [Allouche.97]. Une méthode qui semblait être très appropriée, notamment pour l'analyse des signaux amortis, est la "transformation de Prony" [Chaari.95], [Prony.1795]. Nous avons intégré cette méthode comme une option dans notre algorithme afin de tester sa performance en comparaison avec la méthode utilisée jusqu'à présent.

Par ailleurs, il était très utile pour le développement du logiciel d'avoir deux approches de traitement du signal différentes à disposition. De cette manière nous avons plus facilement pu distinguer les origines de diverses imprécisions de l'algorithme.

Pour l'avenir il serait intéressant de vérifier dans quelle mesure d'autres méthodes comme par exemple la théorie des ondelettes [Heydt.97], [Terwiesch.98] peuvent être utilisées et quelle est leur influence sur la précision de l'algorithme.

### 6.2.2.1 Extension de l'approche aux signaux amortis

Avant d'appliquer une méthode basée sur des sinusoides amorties nous devons vérifier si notre approche de localisation reste valable pour des signaux autres que des sinusoides purs.

La forme générale d'un signal amorti peut être exprimée de la manière suivante :

$$s(t) = S_0 \cdot e^{-\alpha t} \cdot \cos(\omega t + \varphi) \quad (6.4)$$

Chaque signal d'entrée doit être transformé en un vecteur complexe (éq. 6.5).

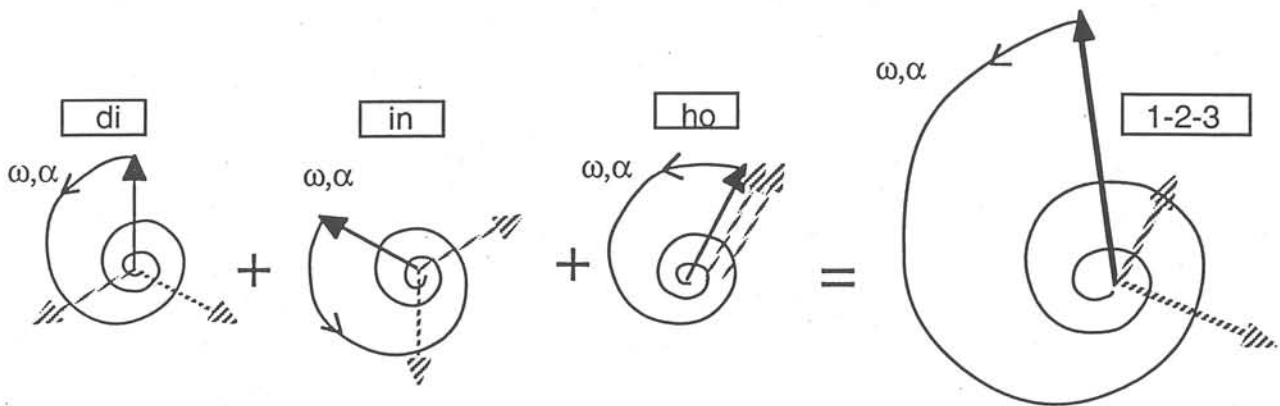
$$\underline{S} = S_0 \cdot e^{j(\omega t + \varphi)} \cdot e^{-\alpha t} = \underline{S}_0 \cdot e^{-\alpha t} \quad (6.5)$$

Dans l'équation 6.5  $\underline{S}_0$  représente le vecteur initial au moment  $t_0$  où l'amplitude n'a pas encore été réduite par l'amortissement.

Dans le pas suivant notre approche transforme ces vecteurs de phase en composants symétriques. Cette transformation a été définie pour des sinusoides purs à une fréquence fixe. L'équation 6.6 montre que cette transformation est également valable pour des signaux amortis à la condition que la fréquence ainsi que le taux d'amortissement soient identiques pour les trois vecteurs de phase ( $\underline{S}_{0,1}$  ;  $\underline{S}_{0,2}$  ;  $\underline{S}_{0,3}$ ). Ceci est garanti pour l'oscillation de charge (fig.3.4).

$$\begin{bmatrix} \underline{S}_{0,di} \\ \underline{S}_{0,in} \\ \underline{S}_{0,ho} \end{bmatrix} \cdot e^{-\alpha t} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{S}_{0,1} \\ \underline{S}_{0,2} \\ \underline{S}_{0,3} \end{bmatrix} \cdot e^{-\alpha t} \quad (6.6)$$

Nous obtenons donc les trois systèmes symétriques (fig.3.2) avec la seule différence que les amplitudes de tous les vecteurs diminuent sous forme de spirales avec le temps (fig.6.5). La superposition des trois systèmes donne à tout instant le système triphasé.



*Figure 6.5 : Généralisation de la méthode des composantes symétriques pour la représentation des systèmes triphasés asymétriques et amortis  
(generalization of of the symmetrical-components transformation for damped signals)*

De la même façon nous pouvons vérifier l'application de la théorie des quadripôles aux signaux amortis. Ici, il est important de noter que les signaux de tension et de courant possèdent le même taux d'amortissement à la fréquence de charge, lorsqu'ils sont déterminés par le même circuit oscillatoire (fig.3.4).

Les signaux amortis à l'entrée d'un quadripôle aboutissent aux signaux à la sortie qui possèdent le même amortissement (éq.6.7).

$$\begin{bmatrix} \underline{V}_2 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} \cdot e^{\alpha t} = [\underline{B}] \cdot \begin{bmatrix} \underline{V}_1 \\ \underline{I}_1 \end{bmatrix} \cdot e^{-\alpha t} \quad (6.7)$$

Nous pouvons donc déterminer toutes les grandeurs nécessaires au lieu de défaut et appliquer l'équation générale pour la localisation (éq.3.34). Pour le calcul de la distance de défaut cette équation utilise le rapport entre tension et courant. Comme le montre l'équation 6.8 pour le cas simplifié (§.5.3), la distance  $d$  estimée ne dépend pas, comme attendu, de l'amortissement des signaux.

$$Z(d) + 3R_{def} = Z' \cdot d + 3R_{def} = \frac{V_{ho}}{I_{ho}} = \frac{V_{0,ho} \cdot e^{-\alpha t}}{I_{0,ho} \cdot e^{-\alpha t}} = \frac{V_{0,hc}}{I_{0,hc}} \cdot e^{j(\varphi_{V_{ho}} - \varphi_{I_{ho}})} \quad (6.8)$$

Nous avons donc démontré que notre approche est non seulement valable pour des sinusoïdes pures mais également pour des oscillations amorties. Par conséquent des méthodes de traitement du signal peuvent être appliquées qui sont basées sur une telle forme de signal.



### 6.2.2.2 Principe de la transformation de Prony

L'objectif de la méthode de Prony est l'identification d'un signal à une somme de sinusoides exponentiellement amorties selon l'équation (6.9).

$$s(t) = \sum_{k=1}^q S_{0,k} \cdot e^{-\alpha_k t} \cdot \cos(2\pi f_k t + \varphi_k) \quad (6.9)$$

Nous rappelons pour des raisons de comparaison que la série de Fourier est définie d'une manière similaire, sauf qu'elle utilise l'identification d'un signal à une somme de sinusoides pures et d'une composante continue.

Les composantes de la série de Prony dépendent de quatre paramètres caractéristiques, dits "les paramètres de Prony" :

- $S_{0,k}$  : l'amplitude initiale,
- $\alpha_k$  : le taux d'amortissement,
- $f_k$  : la fréquence,
- $\varphi_k$  : la phase initiale.

Ces paramètres prennent en général des valeurs différentes pour chaque composante. Y compris d'ailleurs, l'exponentielle pure ( $f_k=0$ ) et la sinusoides pure ( $\alpha_k=0$ ).

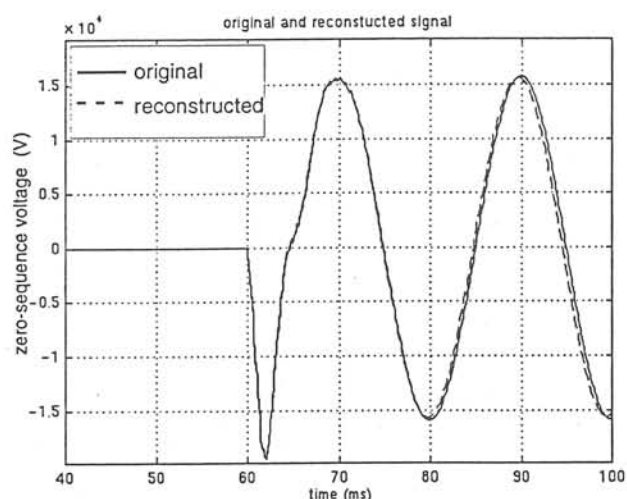
Nous avons utilisé un algorithme existant pour la transformation de Prony et nous l'avons adapté à notre approche. Il a été fourni par EDF (Direction des Etudes et Recherches, Groupe Qualité de la Fourniture et Services des Entreprises). Cet algorithme nécessite comme données d'entrée, un vecteur du signal qui contient les phénomènes que nous voulons identifier ainsi que la fréquence d'échantillonnage et le moment d'apparition du défaut.

En revanche l'algorithme fournit comme résultat les quatre paramètres caractéristiques  $S_{0,k}$ ,  $\alpha_{ki}$ ,  $f_k$ ,  $\varphi_k$  pour chaque composante de la série.

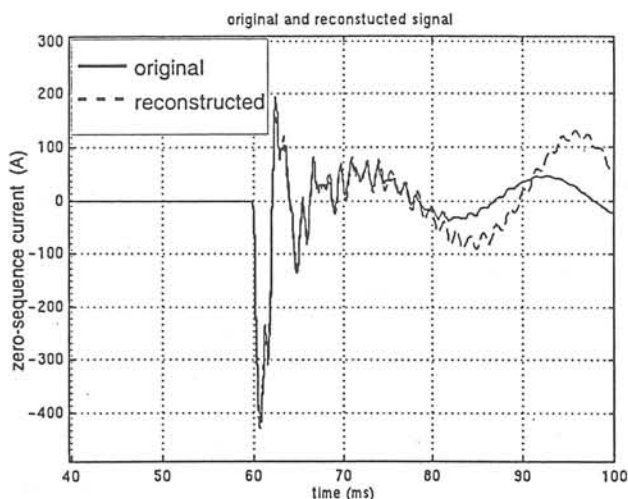
L'ordre  $k$  peut être influencé dans l'algorithme.

Comme nous l'avons montré dans le paragraphe précédent, il suffit pour notre approche de connaître pour chaque signal l'amplitude initiale  $S_{0,i,charge}$  et la phase initiale  $\varphi_{i,charge}$  à la fréquence  $f_{charge}$ . L'algorithme utilisant la transformation de Prony fournit toutes ces informations directement, s'il identifie l'oscillation de charge dans tous les signaux d'entrée. Par conséquent nous disposons des vecteurs complexes pour le calcul de la distance de défaut.

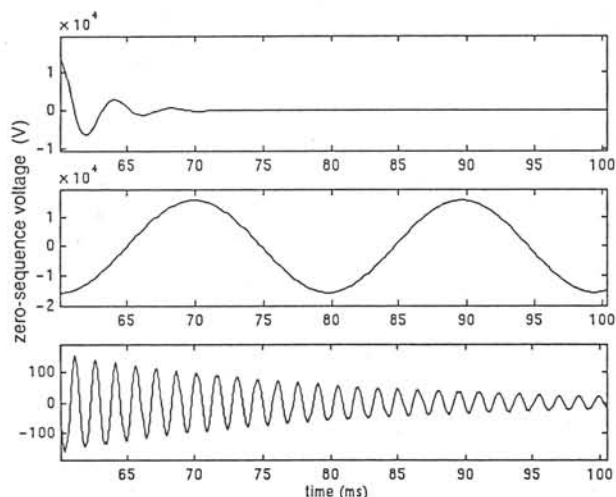
6.2.2.3 Exemple pour la décomposition des signaux caractéristiques



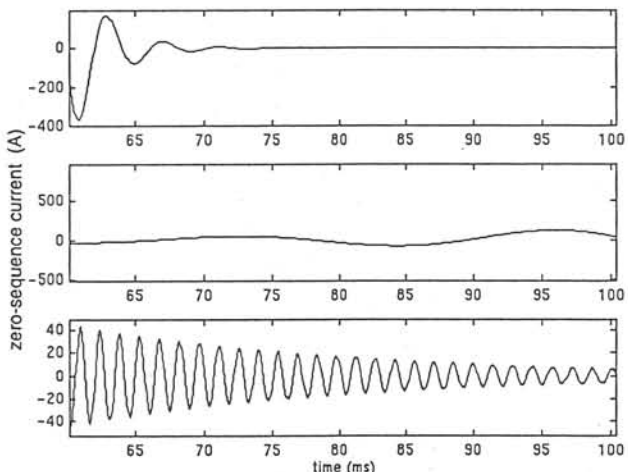
a) tension homopolaire (originale et reconstituée)



b) courant homopolaire (original et reconstitué)



c) composantes de Prony à la tension homopolaire



d) composante de Prony du courant homopolaire

Figure 6.6 : Décomposition des signaux homopolaires avec la méthode de Prony (défaut monophasé de 10 Ω simulé avec ARENE (fig. 6.3.c,d))  
(decomposition of zero-sequence signals using Prony transformation)

Phénomène	$S_{0,k}(V)$	$d_k(s^{-1})$	$f_k(Hz)$	$\varphi_k(^{\circ})$	Phénomène	$S_{0,k}(A)$	$d_k(s^{-1})$	$f_k(Hz)$	$\varphi_k(^{\circ})$
Oscillation fondamentale	15730	$1,750 \cdot 10^{-4}$	50,9	178,0	Oscillation fondamentale	30,4	$3,190 \cdot 10^{-2}$	43,0	171,1
Oscillation de charge	14890	0,400	242,9	-13,4	Oscillation de charge	518,5	0,376	243,8	91,7
Oscillation de décharge	165,2	0,051	671,8	63,2	Oscillation de décharge	45,5	0,049	690,2	118,1

a) tension homopolaire

b) courant homopolaire

Tableau 6.1 : Paramètres de Prony identifiés pour les signaux précédents (fig.6.6)  
(identified Prony parameters for preceding signals)

Dans la figure 6.6 nous avons donné un exemple pour la décomposition des signaux par l'algorithme basé sur la transformation de Prony. Nous avons choisi les signaux de la tension (fig.6.6.a) et du courant homopolaire (fig.6.6.b), enregistrés dans un poste source de EDF lors d'un défaut monophasé. Les figures montrent le signal original (en trait continu) ainsi que les signaux reconstitués (en pointillé) par la somme des composantes de Prony (fig.6.6.c et d).

L'algorithme a été optimisé pour identifier de préférence la première partie du signal dans laquelle nous voulons analyser l'oscillation de charge. L'imprécision de la reconstitution plus tard n'a donc pas d'importance pour notre application.

Nous constatons que la transformation de Prony est appropriée pour identifier les phénomènes lors d'un défaut. Dans les figures 6.6.c et d nous retrouvons exactement les phénomènes développés dans le §.3.2.

Le tableau 6.6 a et b montre les paramètres de Prony correspondants. Nous constatons que nous obtenons, hormis une faible imprécision, les mêmes taux d'amortissement et la même fréquence pour l'oscillation de charge. L'analyse des signaux de phase a également fourni des résultats suffisants. Le tableau 6.2 montre les fréquences et les taux d'amortissement. Nous avons utilisé la fréquence de charge du courant homopolaire comme fréquence de calcul  $f^*$  dans notre algorithme.

	$V_{1g}(t)$	$V_{2g}(t)$	$V_{3g}(t)$	$i_1(t)$	$i_2(t)$	$i_3(t)$	$\bar{f}, \bar{\alpha}$
$f_k$ (Hz)	242,5	243,9	242,8	245,7	245,5	244,1	244,1
$\alpha_k$ (s <sup>-1</sup> )	0,400	0,406	0,393	0,408	0,407	0,417	0,405

Tableau 6.2 : Fréquences de charge et amortissements identifiés dans les signaux de phases  
(*identified phase signals charge frequencies and damping factors*)

#### 6.2.2.4 Avantages, inconvénients et limites d'application de la méthode

La méthode de Prony a certains avantages mais aussi quelques inconvénients par rapport à la transformation de Fourier. Un grand avantage consiste à utiliser des sinusoides amorties pour l'identification d'un signal, car la plupart des phénomènes possèdent une telle caractéristique. Pour notre application, l'exploitation de l'oscillation de charge, cette méthode semble très appropriée car nous devons toujours tenir compte d'une résistance de défaut et des résistances linéiques qui provoquent un amortissement non négligeable de l'oscillation.

Un autre avantage de la transformation de Prony est son calcul relativement exact de la fréquence. En utilisant la transformation de Fourier, uniquement des fréquences à quelques raies fixes ont pu être utilisées. Souvent nous avons eu un problème de décision quand la véritable fréquence était comprise entre deux raies de fréquence et nous avons dû appliquer des critères de sélection relativement complexes pour déterminer finalement la fréquence dominante (§.3.3.2). Ceci est plus facile avec l'algorithme utilisant la transformation de Prony.

En revanche, nous ne devons jamais oublier que la méthode de Prony ne représente qu'un moyen mathématique de décomposer un signal quelconque en un certain nombre de composantes. Il est toujours possible que cet algorithme trouve des solutions absolument valables sur le plan

mathématique mais qui n'ont aucune signification physique pour le phénomène étudié. Dans la plupart des cas, nous avons par contre constaté que la méthode trouve des solutions qui correspondent à nos considérations théoriques (§.3.2). Il serait intéressant de vérifier dans quelle mesure la méthode fournit des résultats fiables dans les cas extrêmes où nous avons rencontré des problèmes en utilisant la FFT (§.6.2.1). Dans ce contexte, il reste à voir en particulier si la méthode de Prony peut séparer proprement deux phénomènes à fréquences proches ou si elle souffre des mêmes problèmes d'interférence que la transformation de Fourier (§.6.2.1.3).

En comparant l'applicabilité des deux méthodes pour notre approche nous devons considérer encore un autre aspect.

Avec la transformation de Fourier nous avons accepté une imprécision due au fait que la méthode n'a pas été définie pour des signaux amortis. En revanche, la transformation de Prony n'est applicable pour notre approche que si la fréquence ainsi que l'amortissement dans tous les signaux de phases sont identiques. Seulement pour ces cas la transformation en composantes symétriques et la théorie des quadripôles peuvent être utilisées de manière appliquée dans notre algorithme.

Nous avons par contre constaté que les taux d'amortissement et la fréquence identifiés par la méthode de Prony ne sont pas tout-à-fait identiques pour tous les signaux (tab.6.2). Cette divergence augmente selon nos observations avec une croissance de la résistance de défaut. En prenant une valeur moyenne pour la fréquence et en négligeant le fait que l'amortissement n'est pas complètement identique, nous comettons forcément une erreur. Il reste à vérifier dans quelle mesure cette erreur influence la précision de notre algorithme. En utilisant les vecteurs initiaux  $\underline{S}_{0,i}$  pour les calculs et non, comme cela est également possible, les vecteurs après un certain temps  $\Delta t$ , nous limitons le risque d'une erreur élevée.

### 6.2.3 Méthode : Exploitation de la fréquence fondamentale pour la localisation

L'exploitation de la fréquence fondamentale est l'approche classique pour la localisation de défauts dans les réseaux de transport et des réseaux de distribution avec le neutre mis à la terre directement ou par une simple résistance. Pour les réseaux à neutre compensé il existe des méthodes qui utilisent la fréquence fondamentale pour la détection des défauts et pour la sélection du départ en défaut [LEITLOFF.94.b].

En revanche, pour les réseaux compensés, l'exploitation de la fréquence fondamentale pour la localisation de défauts est plus difficile. C'est à cette fréquence-là que le courant de défaut, normalement utilisé pour la localisation, est réduit à une valeur très faible par la bobine de compensation (§.2.4.2). Dans un réseau bien accordé, il reste uniquement une composante active souvent inférieure à 50 A. Elle dépend principalement de la résistance  $R_{am}$  montée en parallèle sur la bobine de neutre (§.5.2.3).

Comme ce courant se superpose dans la phase concernée avec le courant de charge, beaucoup plus élevé dans la plupart des cas, il est difficile de baser une approche de localisation sur l'exploitation de

ce phénomène. Si ce courant était plus élevé, son exploitation serait possible de la même manière que nous avons exploité l'oscillation de charge.

Nous avons adapté notre approche par l'utilisation des grandeurs à 50 Hz en modifiant les deux filtres (§.3.3.2.1 et 6.2.1.2) de façon à ne laisser passer que les signaux à 50 Hz en coupant les autres fréquences. En modifiant les paramètres pour la détection de la fréquence dominante (§3.3.2.3) nous obtenons les vecteurs d'entrée des trois phases utilisés pour le calcul de la distance de défaut.

Les éléments du réseau sont aussi déterminés à 50 Hz. Les admittances de charges deviennent alors plus faibles par rapport à l'exploitation de l'oscillation de charge (§.3.3.5) et l'incertitude sur les charges influence par conséquent beaucoup plus la précision de notre algorithme (§.5.4.4). Les résistances linéiques interviennent de manière plus importante dans le calcul par rapport au cas où nous avons utilisé une fréquence plus élevée qui favorisait l'importance des réactances linéiques. L'incertitude de la résistance de défaut (§.5.4.2) et d'autres facteurs qui jouent sur la partie réelle (§.5.5) influencent dans ce cas beaucoup plus la précision de l'algorithme.

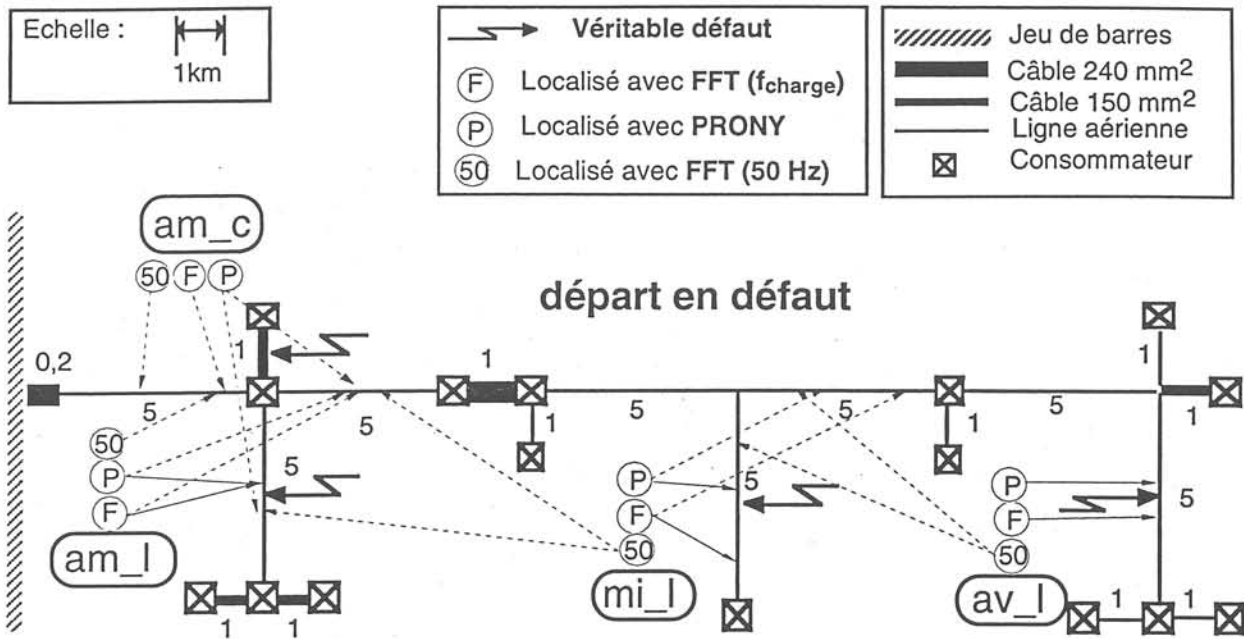
#### 6.2.4 Comparaison des résultats des différentes méthodes

Afin de comparer les trois méthodes (FFT, Prony, 50Hz) nous utilisons l'exemple du réseau "Rural, faible taux câble" modélisé avec ARENE (§.5.2.2) dans le cas d'un défaut franc ( $0,1 \Omega$ ) et un défaut plus résistif ( $10 \Omega$ ) en trois positions différentes du réseau (am\_1, mi\_1, av\_1). Nous avons également appliqué les méthodes dans le cas du défaut dans le câble secondaire (am\_c), même si une localisation dans ce cas est plus difficile (§.5.4.6).

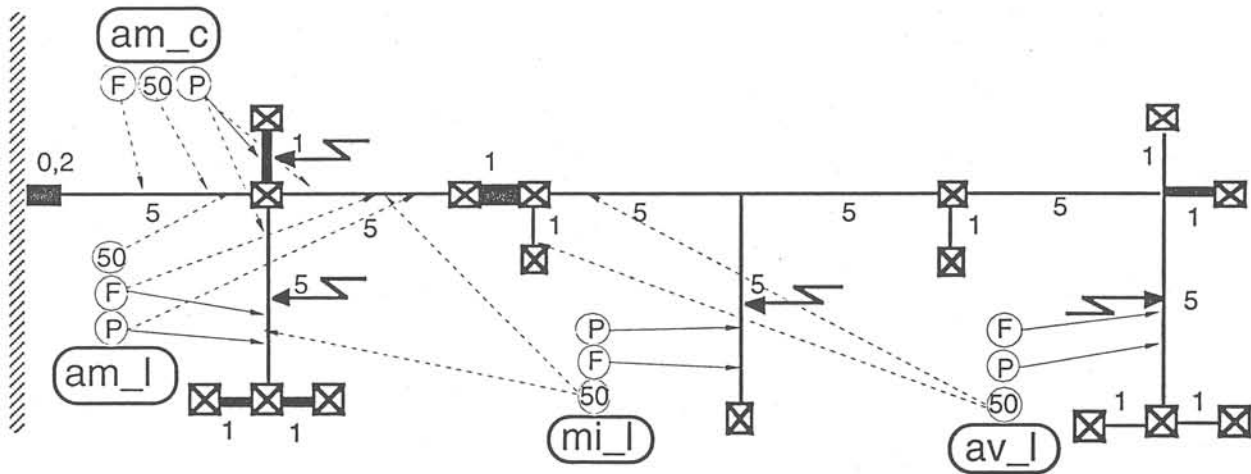
Pour des défauts près des bifurcations nous avons obtenu des résultats ambigus (§.3.3.3.7), (en pointillé, fig.6.7). Les imprécisions que nous observons dans les différents cas pour les distances estimées sont principalement dues à la méthode de traitement du signal choisie et pas à l'incertitude sur les paramètres car toutes les données sont connues pour le réseau modélisé (§.5.2.3), y compris la résistance de défaut. Pour la méthode exploitant l'oscillation de charge à l'aide de la FFT, "F", nous avons utilisé des optimisations de la fenêtre d'observation (§.6.2.1.1) et des filtres (§.6.2.1.2). Les algorithmes basés sur la méthode de Prony, "P", et l'exploitation de la fréquence fondamentale, "50", utilisent les mêmes signaux d'entrée et les mêmes données que celui exploitant l'oscillation de charge.

En comparant les résultats nous constatons que, comme attendu, la précision est dans tous les cas plus élevée pour un défaut franc. La méthode Prony et la méthode exploitant l'oscillation de charge avec la FFT fournissent par contre des résultats satisfaisants même pour le défaut  $10 \Omega$  éloigné.

L'exploitation de la fréquence fondamentale, qui donne encore des résultats acceptables pour un défaut proche franc, est insuffisante pour la localisation de défauts plus éloignés.



a) résistance de défaut  $R_{def} = 0,1 \Omega$  (défaut franc)



b) résistance de défaut  $R_{def} = 10 \Omega$

Figure 6.7 : Comparaison des trois méthodes de traitement du signal à l'exemple du réseau "Rural, faible taux câble"  
(comparison of three signal processing methods for the rural distr. system having low cable sharing")

### 6.3 Optimisation de l'estimation de la résistance de défaut

Pour l'estimation de la résistance de défaut nous avons utilisé l'approche simplifiée, présentée dans le §.3.3.6. Cette approche, basée sur l'évaluation des tensions à 50 Hz dans le poste source, utilise le rapport des résistances réelles dans le départ en défaut, en supposant que les réactances imaginaires peuvent être négligées dans un réseau compensé.

Dans un premier temps nous avons négligé également les résistances  $R'_p$  et  $R'_g$  des conducteurs et de la terre. Seule la résistance de défaut  $R_{def}$  et la résistance d'amortissement  $R_{am}$  interviennent dans l'équation 3.40.

Pour un défaut éloigné la résistance linéique  $R_p$  et la résistance de la terre  $R_g$  peuvent prendre des valeurs non négligeables et la résistance de défaut est alors estimée trop grande. Une correction

possible de cette approximation serait de modifier le schéma équivalent simplifié (fig.3.26) de façon à ce que les résistances  $R_p$  et  $R_g$  soient considérées en série avec la résistance de défaut  $R_{def}$  et la résistance d'amortissement  $R_{am}$ . Les résistances  $R_p$  et  $R_g$  dépendent de la distance de défaut elle-même inconnue, nous devons donc résoudre le problème en deux étapes.

Dans une première estimation de la distance, nous utilisons notre approximation simplifiée pour l'estimation de la résistance de défaut. Ensuite nous effectuons une deuxième localisation avec la méthode améliorée en utilisant la distance  $d_{pré}$  déterminée dans la pré-localisation de la première étape (éq.6.10).

$$R_{def} \approx \left( \frac{V_{di}}{V_{h0}} - 1 \right) R_{am} - (R'_p + R'_g) d_{pré} \quad (6.10)$$

Une autre solution serait d'intégrer analytiquement la formule de l'estimation de la résistance dans les équations pour le calcul de la distance; nous disposons de deux équations (3.34 et 6.10) à deux inconnues  $d$  et  $R_{def}$ , une solution est théoriquement possible.

Une deuxième source d'imprécision dans l'estimation de la résistance de défaut est liée au traitement du signal. Pour la tension  $V_{di}$  nous pouvons analyser la période de 50 Hz directement avant le défaut. Pour la tension homopolaire  $V_{h0}$  nous devons par contre mesurer la tension neutre-terre  $V_{NG}$  pendant le défaut.

Nous avons constaté dans de nombreuses simulations que dans le cas d'un défaut franc l'amplitude de la tension  $V_{h0}$  est légèrement plus élevée que celle de la tension  $V_{di}$ , ce qui n'est pas possible avec notre schéma équivalent (fig.3.26). Ainsi nous déterminons une résistance de défaut faible et négative (éq.3.40 et 6.10).

Ce phénomène s'explique par l'interférence spectrale de deux phénomènes proches en fréquence (§.6.2.1.3). L'oscillation de charge qui peut être relativement proche de la fréquence fondamentale ajoute une faible contribution sur la raie spectrale à 50 Hz. Comme nous l'avons déjà expliqué, ce problème ne peut pas être résolu par filtrage mais uniquement par des méthodes de soustraction.

Il faut noter que cette erreur est d'autant plus faible, que l'amplitude de l'oscillation de charge est faible. Nous observons donc une estimation plus précise pour les défauts plus résistants ou en utilisant une fenêtre d'observation décalée en temps pour le calcul de la tension homopolaire. Dans ce cas la possibilité d'extinction du défaut doit être prise en compte.

## 6.4 Méthode de correction de la distance estimée

Pendant la validation de l'approche avec CIRCUIT et aussi dans l'étude paramétrique avec ARENE nous avons souvent estimé une distance complexe alors que la véritable valeur doit être purement réelle. Nous avons expliqué ce phénomène par l'incertitude sur les paramètres ou par l'imprécision dans le traitement du signal.

Dans les paragraphes 5.4 et 5.5 nous avons vu que les deux facteurs d'imprécision les plus importants influencent plutôt la partie réelle du plan complexe  $Z$  des impédances (fig.5.5). Ceci a provoqué une

erreur sur la partie imaginaire de la distance estimée pour un défaut dans une ligne aérienne. Dans le cas d'un câble, la partie réelle et la partie imaginaire sont concernées (§.5.4.6).

En supposant qu'une erreur d'estimation de la distance de défaut est principalement due à une incertitude  $\Delta R$  sur la partie réelle du plan complexe  $\underline{Z}$  et beaucoup moins sur sa partie imaginaire, nous avons développé une méthode de correction de la distance estimée. Au lieu d'utiliser simplement la partie réelle de la distance, nous exploitons également sa partie imaginaire qui contient en fait une information supplémentaire sur la qualité de l'estimation. La figure 6.8 montre que nous pouvons approcher la véritable distance de défaut en utilisant une relation géométrique (éq.6.11) entre les parties réelle et imaginaire de la distance estimée, et l'angle  $\beta$ , déterminé par les paramètres linéiques de l'élément observé.

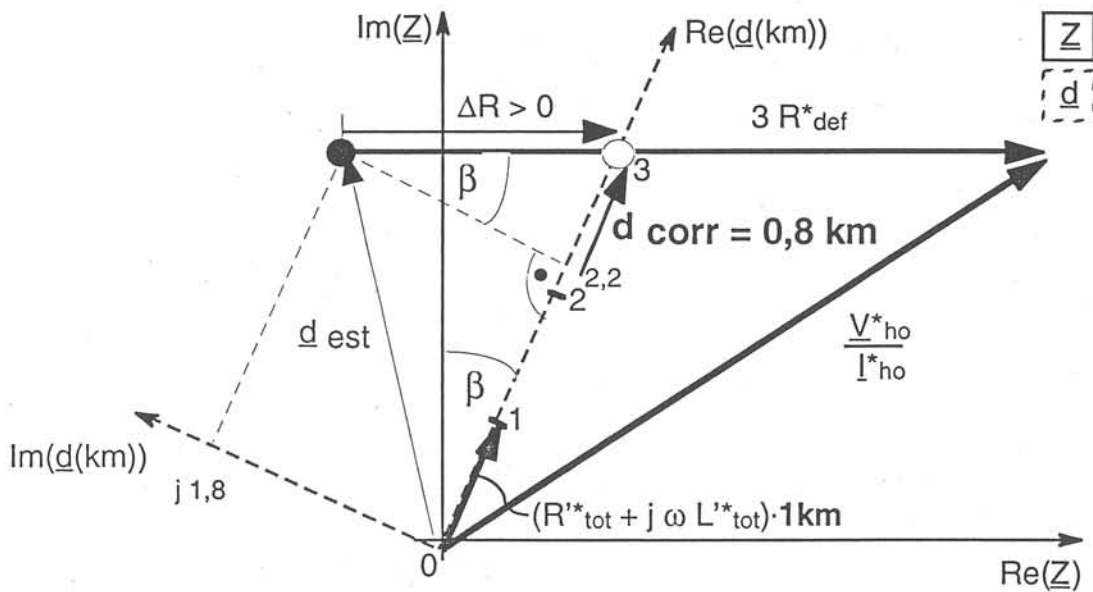


Figure 6.8 : Principe de la méthode de correction de la distance estimée  
(principle of estimated fault distance correction method)

Nous obtenons pour la distance corrigée :

$$d_{\text{corr}} = \text{Re} \{ \underline{d}_{\text{est}} \} + \text{Im} \{ \underline{d}_{\text{est}} \} \cdot \tan \beta \quad (6.11)$$

$$\tan \beta = \frac{R'_p + R'_g}{\omega L'_p} \quad (6.12)$$

Où les paramètres  $R'_p$ ,  $R'_g$  et  $L'_p$  sont ceux de l'élément concerné (fig.5.4) en négligeant les inductances mutuelles qui se composent partiellement dans les trois systèmes pour un défaut monophasé.

Cette méthode de correction peut être appliquée aux lignes, mais aussi aux câbles où nous avons régulièrement constaté une estimation trop faible de la partie réelle de la distance de défaut alors que sa partie imaginaire était positive (§.5.4.6).



Il est important de noter que cette méthode de correction est basée sur l'hypothèse que l'origine de l'erreur d'estimation est due à une imprécision dans la direction réelle du plan  $\underline{Z}$ . Pour une imprécision dans la direction imaginaire l'erreur d'estimation sera aggravée en appliquant cette méthode. Une telle imprécision le long de l'axe imaginaire de  $\underline{Z}$  peut être provoquée, par exemple, par une incertitude sur les inductances linéiques. Dans les cas étudiés nous avons constaté une plus grande imprécision le long de l'axe réel que le long de l'axe imaginaire (§.5.5.2).

## 6.5 Simplification du calcul de la partie saine du réseau

### 6.5.1 Utilité d'une simplification de la partie saine du réseau

Nous utilisons les courants et tensions des phases du réseau complet, à l'arrivée du jeu de barres (§.2.7). Nous devons donc prendre en compte tous les éléments en aval de ce point dans nos calculs, y compris tous les départs sains du réseau.

Plusieurs raisons nous ont amené à simplifier la partie saine du réseau dans le cas où le départ en défaut est supposé connu (§.2.6).

La première est la réduction du temps de calcul en évitant que la routine récursive pour le calcul de l'admittance d'entrée d'une branche scrute toute la partie saine du réseau (§3.3.3.4). Par ailleurs, une éventuelle amélioration de la précision de notre approche est très importante. En utilisant des signaux mesurés pour l'identification des paramètres d'un modèle simplifié, nous pouvons probablement obtenir une meilleure représentation de la partie saine du réseau comme si nous utilisions un modèle exact avec des paramètres imprécis. Une telle imprécision doit toujours être prise en compte vu le grand nombre d'éléments de la partie saine du réseau, connus uniquement par leurs paramètres moyens au moment du défaut. Enfin une raison d'ordre pratique concerne la validation expérimentale développée dans le chapitre suivant. Nous disposons d'une carte géographique, donnant à une échelle connue le positionnement et le type des lignes et des câbles, ainsi que des fiches techniques avec des paramètres géométriques pour les différents types d'éléments, nous avons donc intérêt à limiter cette recherche des paramètres pour la modélisation du réseau sur un minimum nécessaire.

### 6.5.2 Choix d'un modèle équivalent

Pour le choix d'un modèle équivalent, nous devons tenir compte du fait que la caractéristique de l'oscillation de charge doit être conservée. Seules les grandeurs à cette fréquence seront exploitées. Nous avons démontré (§.3.2.3) que ce sont les capacités de la partie saine du réseau ainsi que les inductances du conducteur en défaut et du transformateur qui déterminent principalement la fréquence de charge. L'étude paramétrique (§.5.6) sur l'incertitude des paramètres a confirmé l'hypothèse qu'il faut tenir compte notamment de ces capacités alors que l'influence d'autres paramètres de la partie saine, comme les résistances et inductances linéiques, est plutôt négligeable. Par conséquent, nous avons choisi le modèle suivant (fig.6.9), composé des capacités phase-terre en série avec une charge symétrique concentrée, le point neutre de la charge n'étant pas mis à la terre (§.3.3.5).

Les capacités entre phases n'ont pas été prises en compte, car pour un réseau HTA français typique, la capacité du réseau est principalement déterminée par les câbles, dont les capacités entre phases sont négligeables.

L'étude paramétrique a montré également qu'il serait possible de négliger les charges. Pour ces charges la mise à la terre du neutre n'existe pas, elles interviennent uniquement dans les systèmes direct et inverse dont les tensions sont très faibles. De plus, leurs réactances sont plus élevées pour la fréquence de charge que pour la fréquence fondamentale. Dans nos simulations avec ARENE nous les avons néanmoins prises en compte.

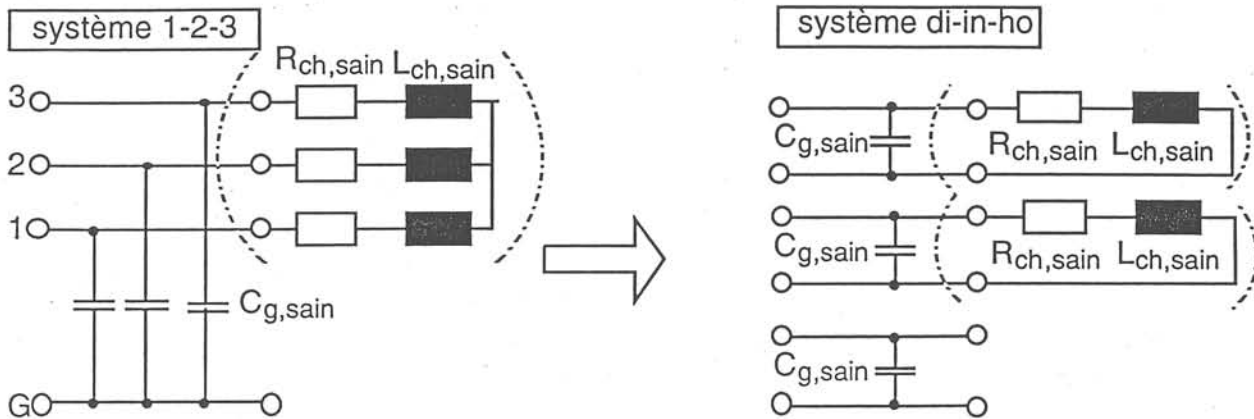


Figure 6.9 : Schéma équivalent pour la partie saine simplifiée du réseau  
(*equivalent circuit of the simplified unfaulted part of the system*)

### 6.5.3 Acquisition des paramètres du modèle équivalent

Dans notre modèle simplifié pour la partie saine du réseau nous devons déterminer la capacité phase-terre  $C_{g,sain}$  et, au cas où nous tenons également compte des charges, l'admittance de l'ensemble de charges de la partie saine ( $1/(R_{ch,sain} + j\omega L_{ch,sain})$ ). Pour l'acquisition de la capacité, qui est le paramètre le plus important, nous pouvons exploiter les courants résiduels  $I_{res,i}$  disponibles pour chacun des  $n$  départs (§.2.7). L'équation 4.7 exprime la relation entre le courant capacitif et la capacité homopolaire de la partie saine dans le cas d'un défaut franc. Puisque nous disposons également de la tension neutre-terre  $V_{NG}$  mesurée dans le poste source, nous pouvons utiliser la forme plus générale de l'équation 4.7 (eq.6.13).

$$I_{C,sain} = 3 \cdot \omega \cdot C_{h0,sain} \cdot V_{NG} \quad (6.13)$$

Sachant que la capacité homopolaire est approximativement égale à la capacité phase-terre d'une phase d'un réseau à taux câble élevé et que  $I_{C,sain}$  représente la somme des amplitudes à 50 Hz des courants résiduels des départs sains nous obtenons le paramètre  $C_{g,sain}$  :

$$C_{g,sain} = \frac{\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq def}}^n I_{res,i}}{3 \omega V_{NG}} \quad (6.14)$$

L'acquisition des paramètres de la charge, par contre, est plus difficile car nous ne disposons pas de courants de phase pour chaque départ. Seuls les courants de phase du réseau entier peuvent être utilisés (§.2.7). Les courants résiduels ne peuvent pas être exploités parce que les charges symétriques interviennent uniquement dans les systèmes direct et inverse (fig.6.9).

Nous calculons d'abord la charge équivalente du système entier et utilisons ensuite un facteur de charge pour chaque départ qui tient compte de la participation moyenne de chaque départ à la charge moyenne du réseau. Bien sûr, cette méthode ne représente qu'une approximation mais elle tient compte des variations de charge en fonction de l'heure, du jour de la semaine, de la température actuelle, etc. ...

Soit la charge de chaque départ est connue dans le poste source en mesurant les courants de phase de chaque départ, soit nous devons déterminer un facteur moyen en effectuant des mesures exceptionnelles à quelques instants caractéristiques [Welfonder.96].

Pour le calcul de l'admittance d'une charge équivalente, en aval d'un point de mesure, nous utilisons l'équation suivante (éq.6.15), que  $I_{di}$  et  $C_g$  soient maintenant des variables pour un départ ou pour le réseau entier.

$$Y_{ch} = \frac{1}{R_{ch} + j\omega L_{ch}} = \frac{I_{di} - j\omega C_g \cdot V_{di}}{V_{di}} \quad (6.15)$$

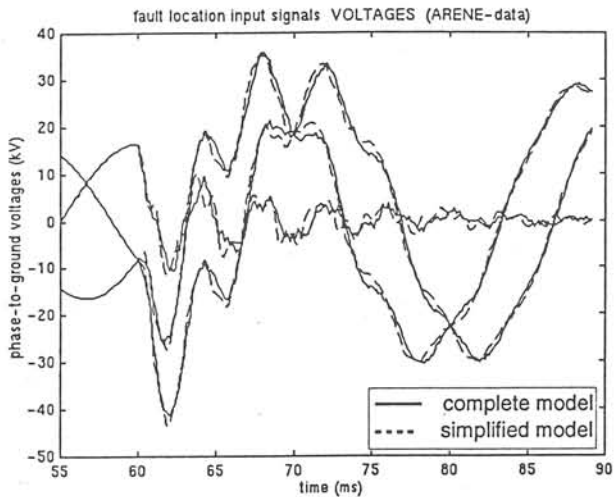
La pulsation  $\omega$  est à 50 Hz et les grandeurs du système direct  $V_{di}$  et  $I_{di}$  sont mesurées dans la période avant l'apparition du défaut en supposant que la charge reste constante pendant 40 ms (i.e. pendant la mesure et ensuite pendant la première période après l'apparition du défaut).

### 6.5.4 Validation

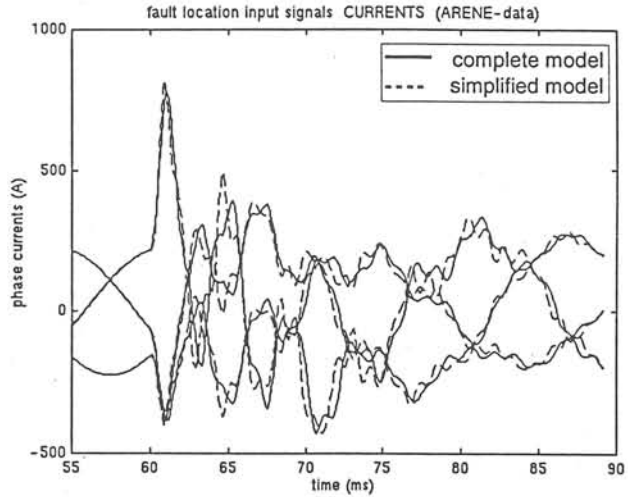
Pour réaliser le modèle de la partie saine du réseau nous avons utilisé le simulateur ARENE sur l'exemple du réseau "Rural, faible taux câble". Nous avons effectué des simulations de défaut en utilisant le modèle complet du réseau entier (§.5.2.2). Puis, nous avons simulé les mêmes défauts dans le réseau simplifié, dont la seule différence par rapport au réseau initial consistait en la représentation de la partie saine par son modèle équivalent.

En enlevant le courant résiduel du départ en défaut  $I_{res,def} = 20$  A du courant capacitif  $I_{C,f} = 104$  A du réseau entier, nous avons obtenu le courant capacitif de la partie saine du réseau  $I_{C,sain,f} = 84$  A. Selon l'équation 4.7 ou 6.14 nous obtenons la capacité phase-terre  $C_{g,sain} = 7,75$   $\mu$ F. Les 60 charges, chacune d'une puissance 70 kW + j34 kVar ont été concentrées en une charge équivalente  $S_{ch} = 4,2$  MW + j 2,04 MVar.

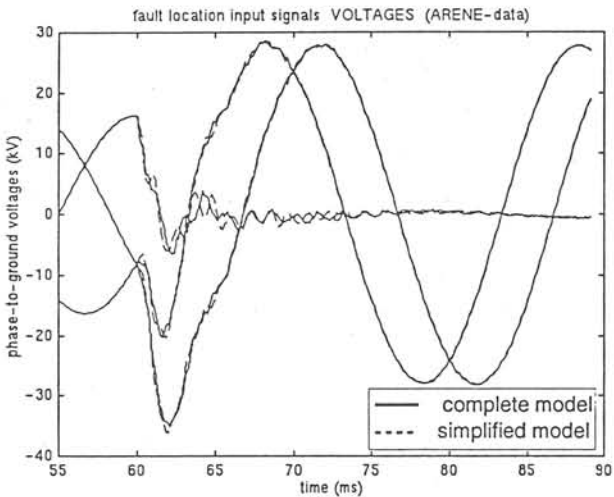
La figure 6.10 représente les tensions phase-terre et les courants de phase obtenus pour la simulation d'un défaut pour le modèle complet (en trait continu) et pour le modèle simplifié (en pointillé). Nous avons choisi un défaut franc (0,1  $\Omega$ ) et un défaut plus résistif (10  $\Omega$ ) au lieu am\_1 du réseau (fig.5.1). Nous constatons que les signaux obtenus dans les deux cas correspondent très bien.



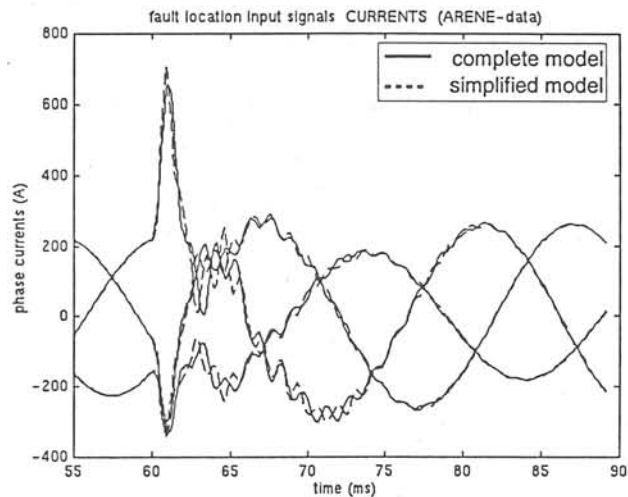
a) tensions phase-terre ( $R_{def} = 0,1 \Omega$ )



b) courants de phase ( $R_{def} = 0,1 \Omega$ )



c) tensions phase-terre ( $R_{def} = 10 \Omega$ )



d) courants de phase ( $R_{def} = 10 \Omega$ )

Figure 6.10 : Comparaison des signaux d'entrée pour le modèle complet et le modèle simplifié  
(input signal comparison obtained by fault simulations using the complete or the simplified model)

Le modèle simplifié ne donne pas seulement une image valable des grandeurs à 50 Hz, pour lesquelles il a été dimensionné, mais il reproduit aussi d'une manière très précise l'oscillation de charge. Nous obtenons uniquement une faible différence dans les oscillations à hautes fréquences, ce qui n'est pas gênant puisqu'elles seront enlevées par filtrage.

Avec cette comparaison nous avons montré que nous obtenons des résultats comparables en utilisant un modèle simplifié pour toute la partie saine du réseau. Ensuite nous allons un pas plus loin et nous vérifions si notre algorithme fournit un résultat satisfaisant dans le cas suivant : nous exploitons des signaux dus à un défaut dans le modèle complet obtenus avec ARENE, mais pour la représentation du réseau dans notre algorithme de localisation nous utilisons le modèle simplifié pour la partie saine.

Le tableau 6.3 compare les distances estimées en utilisant l'un ou l'autre modèle avec la véritable distance du défaut. Nous avons utilisé dans tous les cas la FFT "Standard" avec une fenêtre d'observation fixe d'une longueur de 40 ms.

Résistance de défaut ( $\Omega$ )	Lieu du défaut	Véritable distance (km)	Modèle complet		Partie saine simplifiée	
			Distance estimée (km)	Erreur (km)	Distance estimée (km)	Erreur (km)
0,1 $\Omega$	am_1	7,7	7,63	- 0,07	7,85	+ 0,15
	mi_1	18,7	19,93	+ 1,23	20,16	+ 1,46
	av_1	28,7	28,9	+ 0,2	29,12	+ 0,42
10 $\Omega$	am_1	7,7	9,90	+ 2,2	10,1	+ 2,4
	mi_1	18,7	20,19	+ 1,49	20,42	+ 1,72
	av_1	28,7	28,92	+ 0,22	29,14	+ 0,44

**Tableau 6.3 :** Comparaison des résultats de localisation pour le modèle complet et pour le modèle simplifié

*(comparison of fault location results for the complete or the simplified model used in the location algorithm - fault signals were simulated using the complete model)*

En analysant les résultats nous constatons que l'erreur ajoutée par la simplification de la partie saine est très faible, + 0,2 km environ pour tous les cas.

Par conséquent, nous avons d'une part validé notre modèle de la partie saine du réseau, et d'autre part, mis en évidence l'avantage d'une telle simplification. Il suffit de comparer l'erreur supplémentaire due au modèle équivalent de la partie saine (fig. 5.23) : pour obtenir avec le modèle complet une imprécision inférieure de + 0,2 km nous devons permettre une incertitude maximale de 6 % sur la capacité phase-terre de la partie saine du réseau. Ceci suppose, bien sûr, que les autres paramètres de la partie saine soient connues exactement.

## 6.6 Approches simplifiées exploitant le courant résiduel du départ en défaut

Pour la validation expérimentale surtout vis-à-vis de la localisation de défauts dans un réseau réel (chapitre 7) nous avons essayé de trouver des approches très simples pour une première estimation de la distance. Avec l'objectif d'utiliser le moins de données possibles, nous avons conçu deux approches qui exploitent directement le courant résiduel du départ en défaut.

La première approche simplifiée utilise les courants direct et inverse à l'arrivée du jeu de barres et le courant homopolaire du départ en défaut, égal à un tiers du courant résiduel enregistré pour le départ en défaut. Les tensions phase-terre sont les mêmes pour le départ en défaut ou pour le réseau entier. Nous évitons de considérer la partie saine du réseau dans le système homopolaire (fig. 6.11), nous la prenons en compte dans les systèmes direct et inverse par le modèle équivalent (§.6.5.2). La tension homopolaire à la fréquence de charge est beaucoup plus élevée que les tensions directe et inverse, qui sont au contraire très faibles pour un défaut monophasé. Par conséquent, notre algorithme est plus sensible à une incertitude sur la capacité homopolaire qu'à celle du système direct et inverse. En remplaçant l'utilisation de la capacité homopolaire, estimée pour la partie saine, par l'exploitation du courant homopolaire du départ en défaut, nous pouvons augmenter la précision de l'algorithme. Notre

l'algorithme permet la considération des éléments qui influencent les systèmes direct et inverse mais non la partie homopolaire (i.e. capacité entre-phases).

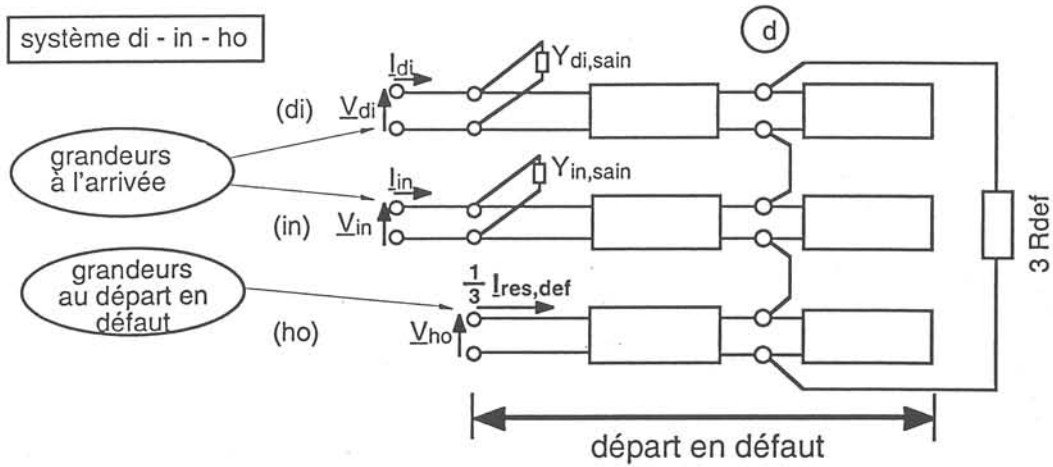


Figure 6.11 : Schéma des grandeurs exploitées dans la première approche simplifiée utilisant le courant résiduel du départ en défaut  
(first simplified approach using the residual current of the faulted feeder)

La deuxième approche simplifiée utilise uniquement des grandeurs et des éléments du départ en défaut et ne nécessite pas d'informations sur la partie saine du réseau. Pourtant cette approche simplifiée est compatible avec l'objectif fixé dans le §.2.7 de ne pas utiliser les courants de phase du départ en défaut. Elle exploite l'oscillation de charge de la tension homopolaire  $V_{ho}$  au jeu de barres de la tension phase-terre  $V_{1g}$  de la phase en défaut et du courant homopolaire  $I_{ho,ref}$  du départ en défaut.

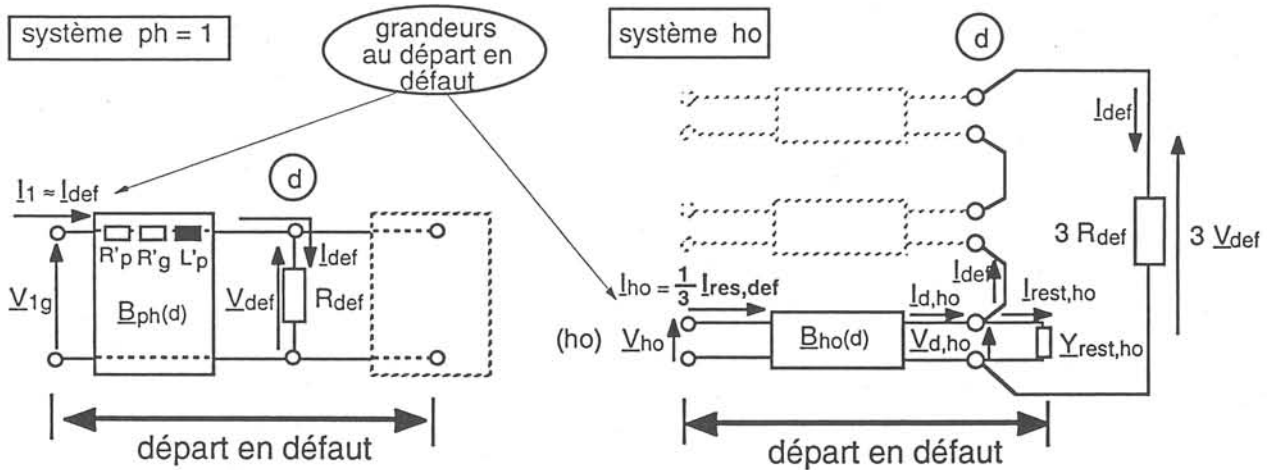


Figure 6.12 : Schémas de phase et homopolaire indiquant les grandeurs exploitées dans la deuxième approche simplifiée (approche hybride)  
(second simplified approach using only signals of the faulted feeder)

Cette approche est basée sur une combinaison des grandeurs de phase et des grandeurs en composantes symétriques. Cette approche hybride permet d'obtenir une équation générale simplifiée pour la localisation sans utiliser les courants de phases.

Dans une première étape nous utilisons un schéma simplifié du conducteur en défaut. Pour la matrice de transmission  $B_{ph}(d)$  nous considérons uniquement les éléments  $R'_p$ ,  $R'_g$  et  $L'_p$  en série. Les autres éléments peuvent être négligés pour le phénomène de charge des phases saines (§.3.2.3 et Chap.5). De

plus nous considérons uniquement des éléments dans la branche principale entre le défaut et le poste source. Toutes les branches secondaires et les charges peuvent être négligées vu que la tension de la phase est relativement faible pour un défaut peu résistif. Avec ces hypothèses le courant de phase  $I_1$  est environ égal au courant de défaut  $I_{def}$  et nous pouvons exprimer la tension de défaut  $V_{def}$  selon l'équation (3.19) de la manière suivante :

$$\underline{V}_{def} = \underline{b}_{ph,11}(d) \cdot \underline{V}_{1g} + \underline{b}_{ph,12}(d) \cdot I_{def} \quad (\text{avec } I_1 \approx I_{def}) \quad (6.16)$$

Dans une deuxième étape nous déterminons le courant de défaut en utilisant le schéma homopolaire. En utilisant la matrice  $\underline{B}_{ho}(d)$  des éléments homopolaires entre le défaut et le poste source, ainsi que l'admittance  $\underline{Y}_{rest,ho}(d)$  de la partie en aval du défaut, nous connaissons toutes les grandeurs homopolaires au lieu de défaut.

$$I_{d,ho} = \underline{b}_{ho,21}(d) \cdot \underline{V}_{ho} + \underline{b}_{ho,22}(d) \cdot \frac{1}{3} I_{res,def} \quad (6.17)$$

$$\underline{V}_{d,ho} = \underline{b}_{ho,11}(d) \cdot \underline{V}_{ho} + \underline{b}_{ho,12}(d) \cdot \frac{1}{3} I_{res,def} \quad (6.18)$$

$$I_{rest,ho} = \underline{Y}_{rest,ho}(d) \cdot \underline{V}_{d,ho} \quad (6.19)$$

$$I_{def} = I_{d,ho} - I_{rest,ho} \quad (6.20)$$

Connaissant toutes ces grandeurs nous faisons le lien entre les deux systèmes analysés :

$$3\underline{V}_{def} = 3R_{def} \cdot I_{def} \quad (= \underline{V}_{d,di} + \underline{V}_{d,in} + \underline{V}_{d,ho}) \quad (6.21)$$

Et nous obtenons l'équation générale pour le cas simplifié :

$$R_{def} = \frac{\underline{b}_{ph,11}(d) \cdot \underline{V}_{1g}}{[\underline{b}_{ho,21}(d) - \underline{Y}_{rest,ho} \cdot \underline{b}_{ho,11}(d)] \underline{V}_{ho} + [\underline{b}_{ho,22}(d) - \underline{Y}_{rest,ho} \cdot \underline{b}_{ho,12}(d)] \frac{1}{3} I_{res,def}} + \underline{b}_{ph,12} \quad (6.22)$$

Cette équation contient uniquement les trois grandeurs d'entrée  $\underline{V}_{1g}$ ,  $\underline{V}_{ho}$ ,  $I_{res,def}$  connues pour le départ en défaut et les coefficients de matrice qui dépendent de la distance  $d$  de défaut. Elle peut être résolue numériquement comme l'équation (3.34). Cette approche est basée sur des simplifications du départ en défaut justifiées par les résultats de l'étude paramétrique, elle permet d'être néanmoins très précise car l'incertitude des paramètres de la partie saine du réseau n'intervient pas du tout dans le calcul. Les simplifications du départ en défaut permettent en plus une utilisation simple dans la validation expérimentale, pour laquelle nous essayons de considérer le moins d'éléments du réseau complexe possible. Par contre, l'intégration de cette dernière approche dans notre algorithme rend une adaptation du calcul des matrices équivalentes nécessaire.

## 6.7 Conclusion

Dans ce chapitre sur l'optimisation de notre algorithme, nous avons présenté des méthodes d'amélioration et des simplifications. L'objectif consistait d'une part à rendre notre approche plus précise et plus fiable, d'autre part à trouver des variantes plus simples, nécessitant moins de données, qui permettent la localisation de défauts même dans les cas où il est difficile de rechercher en détail les paramètres de tous les éléments d'un réseau réel.

Quelques-unes des optimisations ont été déjà intégrées dans notre algorithme qui a permis la comparaison des différentes variantes, d'autres sont des considérations théoriques dérivées des résultats de l'étude paramétrique. Elles peuvent être utilisées pour l'amélioration de l'algorithme.

La partie traitement du signal a été identifiée comme un point sensible de l'approche. Dans un premier temps, nous avons présenté des améliorations possibles de la première méthode utilisée, la FFT exploitant l'oscillation de charge. Une adaptation optimale des filtres à hautes et basses fréquences ainsi que le choix optimal de la fenêtre d'observation peuvent réduire les erreurs dues aux effets de bord de la FFT. Nous avons montré qu'il est possible d'obtenir ces conditions optimales en utilisant une pré-estimation de la fréquence de charge qui permet l'adaptation automatique des paramètres.

Nous avons conçu une méthode qui corrige l'amortissement des signaux et qui contribue de cette manière à une meilleure exploitation de la FFT. Cette méthode est basée sur la multiplication des signaux d'entrée avec l'inverse de leur fonction d'amortissement.

Un phénomène qui ne peut pas être filtré est l'interférence spectrale de deux oscillations à fréquences proches. Nous observons ce phénomène avec la fréquence fondamentale et la fréquence de charge lorsque le défaut est plus résistif ou si la fenêtre d'observation est non adaptée. Nous avons proposé pour ce cas une méthode de soustraction spectrale qui résout théoriquement le problème.

Dans un deuxième temps, nous avons étudié une méthode complètement différente pour la partie traitement du signal. La transformation de Prony identifiant un signal quelconque à une somme des sinusoides exponentiellement amorties, peut être utilisée pour obtenir directement des vecteurs d'entrée pour le calcul de la distance de défaut. Nous avons étendu la transformation des composantes symétriques ainsi que la théorie des quadripôles aux signaux amortis. De cette manière, nous avons identifié les conditions pour l'applicabilité de cette méthode pour notre approche.

La méthode de Prony est très appropriée pour notre problème. Sa performance par contre est également limitée par la résistance de défaut.

Nous avons comparé les résultats de notre algorithme pour l'utilisation des deux méthodes, FFT et Prony, avec une variante, l'exploitation de la fréquence fondamentale.

Notre algorithme permet l'exploitation d'une fréquence quelconque si les filtres sont adaptés. La comparaison des trois méthodes a montré que la méthode de Prony est légèrement plus performante que la FFT exploitant la fréquence de charge. L'exploitation de la fréquence fondamentale est possible pour des défauts francs proches alors que pour un défaut de  $10\Omega$  elle est insuffisante.



En conclusion, nous constatons que la méthode de Prony ainsi que la méthode de FFT fournissent des résultats encourageants. Une optimisation de la partie traitement du signal pourrait encore contribuer à la localisation de défauts plus résistifs et à améliorer davantage la précision de la localisation. Le fait d'avoir deux approches différentes à disposition représente un énorme avantage pour le développement du logiciel.

Pour l'optimisation de l'estimation de la résistance de défaut nous avons présenté une méthode améliorée qui tient compte des résistances linéiques négligées jusqu'alors pour des raisons pratiques, et nous avons identifié un problème de traitement du signal pour des faibles résistances de défaut pouvant également être corrigé grâce à une soustraction spectrale.

Enfin nous avons développé une méthode de correction qui permet d'approcher la véritable distance de défaut à partir d'une distance mal estimée. Cette méthode corrige des erreurs dues à l'incertitude sur les résistances réelles comme la résistance de défaut, ainsi que des erreurs du traitement du signal lorsque celles-ci aboutissent également à une incertitude des grandeurs réelles plutôt que des grandeurs imaginaires.

Finalement nous avons présenté trois variantes pour la simplification du réseau. L'objectif était d'accepter des erreurs faibles dues à un modèle simplifié et d'obtenir en revanche une réduction importante de l'incertitude pour les données de l'algorithme.

Dans une première étape nous avons donc concentré toute la partie saine dans une capacité et une charge. Leurs valeurs ont été acquises en exploitant la fréquence fondamentale. La validation de cette méthode a montré des résultats très satisfaisants.

La deuxième étape n'utilise même plus ce modèle équivalent pour la partie homopolaire, mais exploite directement le courant résiduel du départ en défaut. La partie saine est prise en compte uniquement dans les systèmes direct et inverse, où une incertitude des paramètres influence beaucoup moins la précision de l'algorithme.

Dans la troisième étape nous avons présenté une approche hybride qui utilise à la fois des grandeurs de phases et des grandeurs homopolaires. Cette approche simplifiée utilise uniquement des grandeurs et des éléments du départ en défaut, indépendante de toute incertitude de la partie saine.

## CHAPITRE 7 :

### **Validation expérimentale**



## CHAPITRE 7 VALIDATION EXPERIMENTALE

### 7.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons valider notre approche avec des enregistrements de défaut, acquis dans un réseau de distribution de EDF. Nous utiliserons la méthode d'estimation de la résistance de défaut et les approches simplifiées pour la modélisation de la partie saine du réseau et du départ en défaut (Chapitre 6). Trois cas de défaut caractéristiques seront étudiés :

- défaut auto-extincteur réamorçant sur une déviation câblée (boîte de jonction d'un câble)
- défaut auto-extincteur sur une ligne aérienne,
- défaut permanent résistif sur une ligne aérienne.

Nous montrerons la topologie réelle des départs concernés et nous présenterons différents modèles simplifiés pour leur prise en compte dans notre algorithme.

Les cartes du réseau et des fiches d'incident, indiquant l'origine, le type et le lieu de défaut nous permettent de déterminer leur véritable distance. La comparaison avec les distances estimées par notre algorithme est alors possible. Une telle comparaison n'est possible que pour des défauts permanents et auto-extincteurs réamorçants dont la position est connue (recherche et réparation).

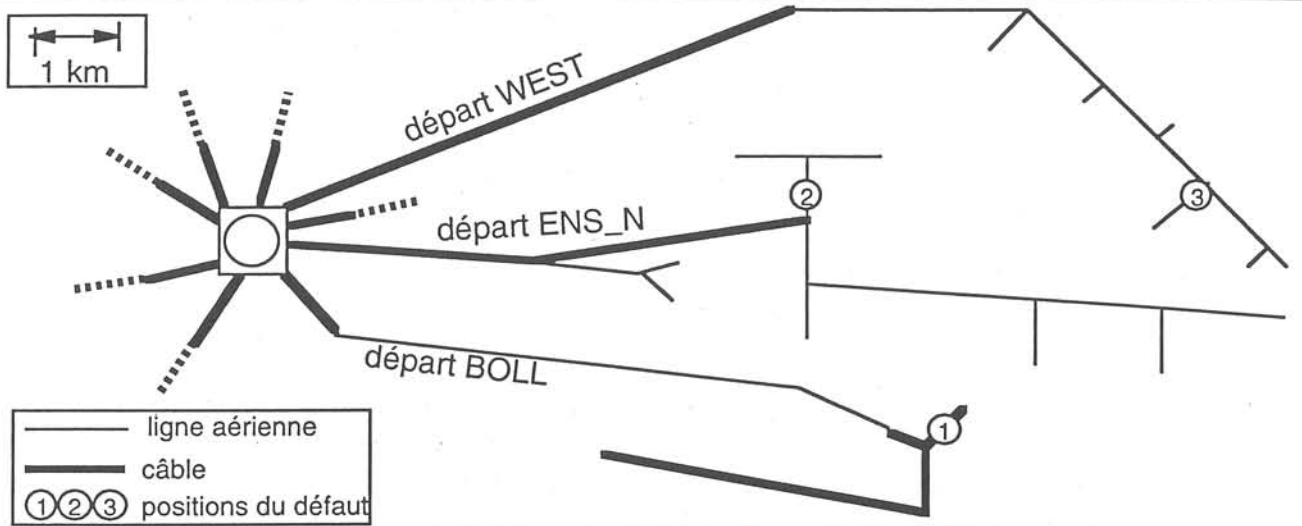
### 7.2 Topologie et données du réseau de Guebwiller

Le réseau alimenté par le poste source de Guebwiller est un réseau de distribution HTA (20 kV) à neutre compensé, qui est composé de huit départs.

Ce réseau rural alimente à la fois des petits et plus grands villages ainsi que des clients éloignés et géographiquement isolés. Sa structure est en conséquence fortement arborescente. Il s'agit d'un réseau mixte, constitué de lignes aériennes et de câbles. Il s'agit d'un réseau rural à taux de câble élevé (fig.7.1). Le début des départs est dans la majorité des cas réalisé par un câble (0,5-5 km). La distribution d'électricité dans des zones rurales éloignées se fait par contre souvent par des lignes aériennes avec quelques courtes déviations câblées.

Le courant capacitif du réseau est d'environ 280 A.

Un perturbographe a été installé dans le poste source pour enregistrer les courants homopolaires des départs et du réseau ainsi que les tensions et courants de l'arrivée du jeu de barres et la tension neutre-terre à la bobine de compensation.



**Figure 7.1 :** Schéma simplifié du réseau de Guebwiller  
(1-3 : positions de défauts des cas examinés dans §.7.4)  
(simplified scheme of the Guebwiller distribution system and the examined feeders)

## 7.3 Introduction du modèle du réseau dans l'algorithme de localisation

### 7.3.1 Topologie

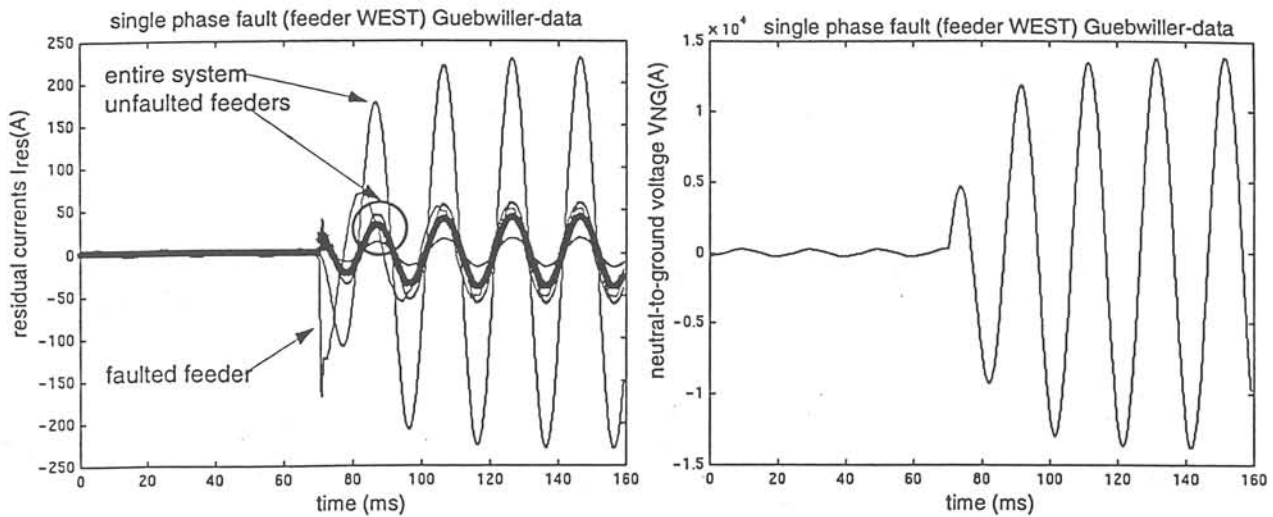
Pour la validation expérimentale de notre approche nous avons utilisé un modèle simplifié du réseau. En effet, pour réaliser une modélisation plus fine, il aurait fallu renseigner les paramètres caractéristiques d'un très grand nombre d'éléments de ligne. Une telle acquisition précise de paramètres aurait demandé un travail énorme et trop intensif en temps, puisque à l'heure actuelle les données doivent être entrées à la main avant l'utilisation de l'algorithme de localisation. Elles sont originaires de différentes fiches techniques.

Nous avons donc appliqué des méthodes de simplification pour la partie saine du réseau et pour le départ en défaut (§.6.5 et 6.6). La partie saine a été représentée par des capacités équivalentes. Pour le départ en défaut, nous avons modélisé les tronçons sur l'artère principale (§.3.3.3.4). Les charges du réseau entier et un grand nombre de branches secondaires ont été négligées (§.5.5).

En général, nous avons effectué une localisation en deux étapes : une pré-localisation utilisant un seul ou deux éléments en série et ensuite une localisation plus exacte qui tient en plus compte des bifurcations principales.

### 7.3.2 Acquisition des paramètres de la partie saine

L'acquisition des paramètres du modèle équivalent de la partie saine du réseau a été basée sur l'évaluation des courants résiduels et de la tension neutre-terre à la fréquence fondamentale (§.6.5.3). En utilisant l'équation 6.14, les capacités phase-terre  $C_{g,sain}$  de la partie saine ont pu être déterminées même pour des défauts plus résistifs. En fonction du départ en défaut, une valeur différente est obtenue pour cette capacité équivalente.



a) courants résiduels

b) tension neutre-terre

Figure 7.2 : Signaux de défaut dû à un défaut permanent dans le départ WEST  
(fault signals due to a permanent fault in feeder WEST)

La figure 7.2 montre les courants résiduels de tous les départs, de la partie saine et du réseau entier ainsi que la tension neutre-terre pour un défaut permanent dans le départ WEST (§.7.4.3.3) enregistré le 13.10.1994.

Pour le calcul de la capacité équivalente, des valeurs comparables (valeurs crêtes ou valeurs efficaces) doivent être utilisées pour  $I_{C,sain}$  et  $V_{NG}$ . Par ailleurs deux effets, qui peuvent falsifier le résultat doivent être pris en compte. D'une part la fenêtre utilisée pour l'acquisition des paramètres doit être retardée par rapport à l'amorçage du défaut pour éviter l'influence des oscillations transitoires sur l'amplitude de l'oscillation fondamentale (Interférences spectrales (§6.2.1.3)). D'autre part la fenêtre utilisée pour l'acquisition ne doit pas être trop décalée afin de garantir une précision suffisante lors d'un défaut auto-extincteur où l'amplitude des signaux à 50 Hz se réduit lentement après l'extinction du défaut. Pour les défauts auto-extincteurs nous avons choisi un compromis qui prévoit l'utilisation des valeurs crêtes du premier maximum de l'oscillation fondamentale après un temps d'attente de 20 ms. Après ce délai l'oscillation de charge est normalement bien amortie.

### 7.3.3 Détermination des paramètres du départ en défaut

En ce qui concerne le départ en défaut, nous avons pris en compte des lignes et câbles principaux ainsi que quelques branches secondaires. Nous avons déterminé la longueur des éléments à l'aide des cartes géographiques du réseau à une échelle donnée (1/50000). Ces cartes indiquent dans la plupart des cas également le type, le matériau et la section nominale des lignes et des câbles.

Les paramètres linéiques des systèmes direct et homopolaire pour les différents types de conducteurs sont connus. Dans certains cas ces données n'étaient pas disponibles. Nous avons alors utilisé les paramètres d'un type de conducteur comparable avec un matériau ou un diamètre légèrement différent. Le tableau 7.1 donne une vue d'ensemble des paramètres linéiques des différents types de ligne et de câble utilisés pour la validation expérimentale de notre approche.

Elément	Type	Composantes symétriques					
		$R'_{di}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X'_{di}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$H'_{di}$ $*10^{-6}$ $1/\Omega\text{km}$	$R'_{h0}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$X'_{h0}$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$H'_{h0}$ $*10^{-6}$ ( $1/\Omega\text{km}$ )
ligne aérienne	147 AA	0,244	0,357	1,605	0,400	1,480	0,691
	54 Am	0,575	0,390	1,457	0,725	1,550	0,667
câble	240 AIUP	0,070	0,100	61,70	0,070	0,300	61,70
	116 AI	0,205	0,141	25,93	1,000	0,083	25,93
Elément	Type	Système triphasé					
		$R'_p$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$R'_g$ ( $\Omega/\text{km}$ )	$L'_p$ (mH/km)	$L'_a$ (mH/km)	$C'_p$ (nF/km)	$C'_g$ (nF/km)
ligne aérienne	147 AA	0,244	0,052	2,316	1,180	1,940	4,400
	54 Am	0,575	0,050	2,470	1,230	1,680	4,250
câble	240 AIUP	0,0740	0,000	0,528	0,210	0,000	392,7
	116 AI	0,205	0,05	0,420	-0,078*	0,000	1,650

**Tableau 7.1 :** Paramètres linéiques en composantes symétriques et paramètres du système triphasé correspondants

( $X'_{di/h0}$  = réactance linéique directe/homopolaire;  $H'_{di/h0}$  = demi-susceptibilité linéique directe/homopolaire)

(\* la faible valeur négative est soit due à une imprécision de mesure soit à une mauvaise adaptation des modèles à la réalité)  
(line and cable parameters in the three phase system and in symmetrical components)

### 7.3.4 Estimation de la résistance de défaut

Pour l'estimation de la résistance de défaut, nous exploitons l'oscillation fondamentale de la tension directe avant l'amorçage du défaut et de la tension homopolaire pendant le défaut (§.3.3.6 et 6.3). L'exploitation de la tension directe ne représente aucune difficulté alors que l'acquisition de l'amplitude de la tension homopolaire pose les mêmes problèmes du traitement du signal rencontrés pour l'estimation de la capacité équivalente de la partie saine du réseau (§.7.3.2). Pour un défaut auto-extincteur, qui est souvent peu résistif, les oscillations transitoires causent des imprécisions si la tension homopolaire est acquise immédiatement après l'amorçage du défaut. De l'autre côté, une acquisition retardée de la tension homopolaire entraîne une imprécision due à l'amortissement du signal après l'extinction du défaut (fig.7.4 et 7.6). Afin d'obtenir une estimation précise de la résistance de défaut, nous avons donc utilisé une transformation de Fourier avec une fenêtre de 20 ms qui commence, dans le cas d'un défaut auto-extincteur (§.7.4.3.1 et 7.4.3.2), à l'instant de l'amorçage du défaut. L'interférence spectrale entre la raie à 50 Hz examinée et les phénomènes transitoires a été corrigée en utilisant la méthode de soustraction fréquentielle (§.6.2.1.3 et 6.2.4).

En revanche, pour les défauts permanents, qui sont souvent plus résistifs, une stratégie différente peut être appliquée. Une résistance de défaut élevée cause un amortissement important de l'augmentation de la tension homopolaire après l'amorçage du défaut (fig.3.2.b). Pour le défaut permanent (§.7.4.3.3) nous avons donc choisi une fenêtre d'observation de 20 ms qui commence seulement 40 ms après l'amorçage du défaut. De cette manière, nous évitons l'acquisition d'une amplitude trop petite de la tension homopolaire ce qui aurait entraîné l'estimation trop élevée de la résistance de défaut (éq.3.40).

## 7.4 Examen de trois cas de défaut

### 7.4.1 Forme des enregistrements

Nous avons utilisé des enregistrements de défaut du réseau de Guebwiller (EDF GDF SERVICES Alsace). Ils ont été obtenus par un perturbographe (fréquence d'échantillonnage 10 kHz) qui enregistre synchronément, c'est-à-dire sans décalage de phase, les courants résiduels des départs et du réseau entier, la tension neutre-terre et les tensions et courants à l'arrivée du poste source.

Ces enregistrements contiennent une partie des signaux avant l'amorçage du défaut. Plusieurs fichiers enregistrés pendant les manoeuvres dans le réseau, effectuées pour la localisation du défaut sont également disponibles. Il s'agit souvent des défauts auto-extincteurs réamorçants ou bien des défauts permanents résistifs. Les défauts fugitifs non réamorçants n'ont pas pu être localisés.

Ces enregistrements ont été stockés sous des formats spécifiques (COMTRADE ou LAURE (format EDF)) que nous avons pu transférer dans des fichiers ASCII évalués par notre algorithme. Il a fallu sélectionner une partie limitée de ces enregistrements  $\approx 160$  ms contenant l'amorçage du défaut puisque l'utilisation des signaux complets (couvrant des périodes allant jusqu'à quelques heures avec interruption) aurait alourdi les calculs inutilement.

### 7.4.2 Documentation de défauts

En collaboration avec EDF, nous avons obtenu les "bons d'incident électricité" correspondants aux quelques cas de défaut sélectionnés. Ces documentations de défaut donnent d'abord un schéma du départ en défaut avec l'indication de la position du défaut localisé par les agents d'exploitation. Elles montrent également le schéma d'exploitation du départ lors de défaut (interrupteurs ouverts et fermés). Dans la plupart des cas ces fiches contiennent aussi une description de la cause de défaut et une documentation chronologique des manoeuvres effectuées pour sa localisation qui laisse conclure sur la durée de la recherche du défaut. Importante pour notre validation expérimentale est l'indication de la date afin de pouvoir choisir les cartes géographiques correspondantes pour la détermination de la topologie correcte du départ et de la véritable distance de défaut.

### 7.4.3 Description détaillée des cas de défaut étudiés

#### 7.4.3.1 Cas 1 : Défaut auto-extincteur réamorçant sur un câble

Dans le premier cas nous avons examiné les signaux d'un défaut auto-extincteur réamorçant (fig.7.4) dans une boîte de jonction d'un câble secondaire du départ BOLL (fig.7.3) enregistré le 5.12.1994. Le tableau 7.2 donne une vue d'ensemble des caractéristiques de cet incident. La carte géographique montre que le défaut est situé dans une courte déviation souterraine en aval d'une ligne aérienne qui est connectée par l'intermédiaire d'un tronçon de câble court au poste source.



Nous avons choisi cet exemple puisque le défaut dans la boîte de jonction du câble représente un cas classique qui nous permet en plus de mettre en évidence la sensibilité de notre algorithme vis-à-vis de la localisation des défauts dans les câbles (§.5.4.6).

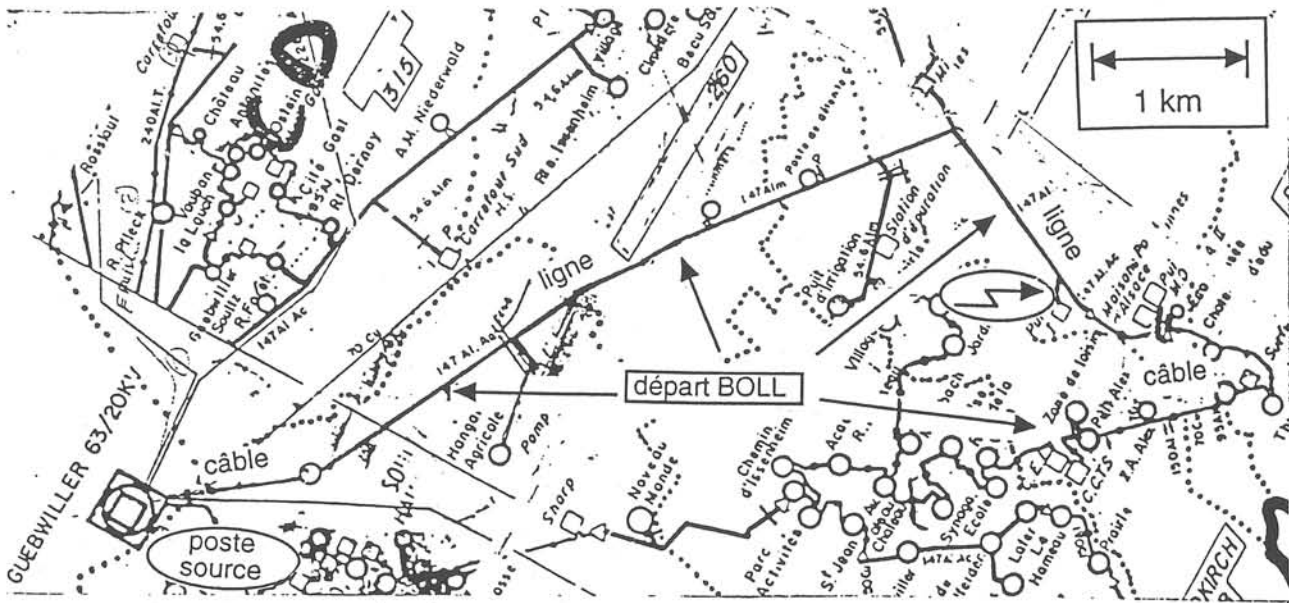
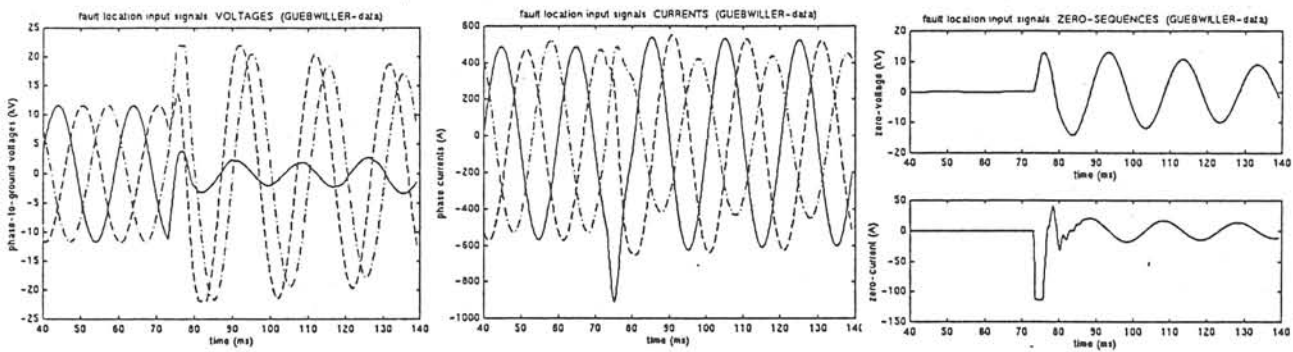


Figure 7.3 : Carte géographique du départ BOLL en défaut (geographical map of faulted feeder BOLL)



a) tension phase-terre                      b) courants de phase                      c) signaux homopolaires

Figure 7.4 : Signaux du défaut auto-extincteur sur le départ BOLL (signals of self-extinguishing fault on feeder BOLL)

Type et nature du défaut	Défaut monophasé, auto-extincteur réamorçant
Cause du défaut	Défaut dans la boîte de jonction d'un câble, défaillance du matériel
Durée réelle de localisation	50 minutes
Résistance du défaut estimée par l'algorithme (ici $R_g'$ , $R_p'$ incluses)	$R_{def} = 38,9 \Omega$
Véritable distance de défaut	$d_{ver} \approx 8 - 8,5 \text{ km}$
Courant résiduel et capacité de la partie saine estimés	$I_{C,sain,eff} \approx 187,4 \text{ A}$ $C_{g,sain} \approx 21,63 \mu\text{F}$ (par phase)
Fréquence de charge analysée	$f_{charge} = 125 \text{ Hz}$

Tableau 7.2 : Caractéristiques du cas 1 de défaut (fault characteristics of case 1)

7.4.3.2 Cas 2 : défaut auto-extincteur réamorçant sur une ligne aérienne

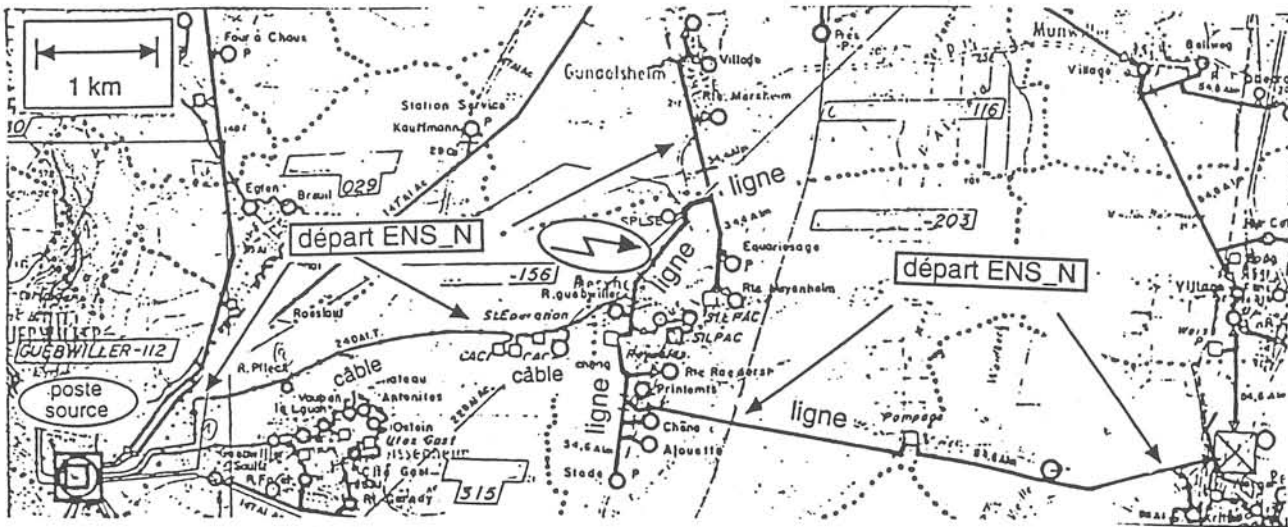
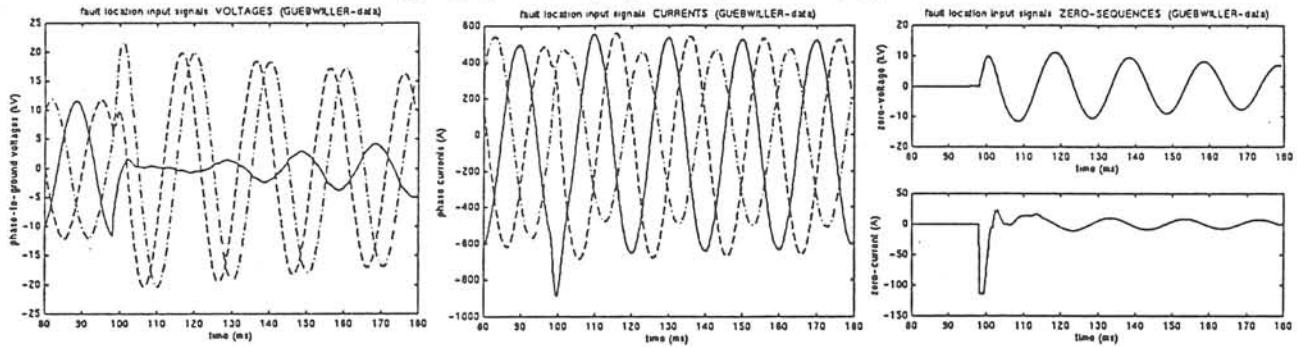


Figure 7.5 : Carte géographique du départ ENS\_N en défaut  
(geographical map of faulted feeder ENS\_N)



a) tensions phase-terre      b) courants de phase      c) signaux homopolaires

Figure 7.6 : Signaux du défaut auto-extincteur sur le départ ENS\_N  
(signals of self-extinguishing fault on feeder ENS\_N)

Type et nature du défaut	Défaut monophasé, auto-extincteur réamorçant
Cause du défaut	Conducteur tombé touche support à proximité
Durée réelle de localisation	1 heure 27 minutes
Résistance du défaut estimée par l'algorithme (ici $R_g'$ , $R_p'$ incluses)	$R_{def} = 38,4 \Omega$
Véritable distance de défaut	$d_{ver} \approx 5,5 \text{ km}$
Courant résiduel et capacité de la partie saine estimés	$I_{C,sain,eff} \approx 169,7 \text{ A}$ $C_{g,sain} \approx 22,63 \mu\text{F}$ (par phase)
Fréquence de charge analysée	$f_{charge} = 100 \text{ Hz}$

Tableau 7.3 : Caractéristiques du cas 2 de défaut  
(fault characteristics of case 2)

Le deuxième cas examiné est un défaut auto-extincteur (fig.7.6) réamorçant sur une ligne aérienne du départ ENS\_N (fig.7.5) enregistré le 18.7.94. Ce défaut a été provoqué par un conducteur de la ligne

tombé qui touche le support à proximité (Tab.7.3). Que se soit par un conducteur tombé, des branches d'un arbre touchant la ligne ou bien l'amorçage dû à la foudre pendant un orage, le défaut auto-extincteur sur une ligne aérienne représente le cas le plus souvent rencontré dans les réseaux ruraux. Cet exemple a été choisi également à cause de la position intéressante du défaut à proximité de plusieurs déviations (fig.7.6) du départ ce qui montre la possibilité d'obtenir des solutions ambiguës avec notre algorithme (§.3.3.3.7).

### 7.4.3.3 Cas 3 : défaut permanent résistif sur une ligne aérienne

L'étude paramétrique a montré que la localisation de défaut est difficile pour des défauts résistifs (§.5.4.2). Nous avons néanmoins essayé de localiser un tel défaut, qui est plus rare en réalité (§.2.4.3), afin de donner une image complète de la validation expérimentale de notre algorithme. Nous avons choisi l'exemple d'un défaut permanent à une distance d'environ 10 km sur une ligne aérienne du départ WEST (fig.7.7) enregistré le 13.10.1994. Il a été provoqué par la rupture d'une attache d'isolateur. Il faut souligner que la localisation du défaut, dont nous avons estimé la résistance à 120  $\Omega$ , a duré plus de trois heures (tab.7.4).

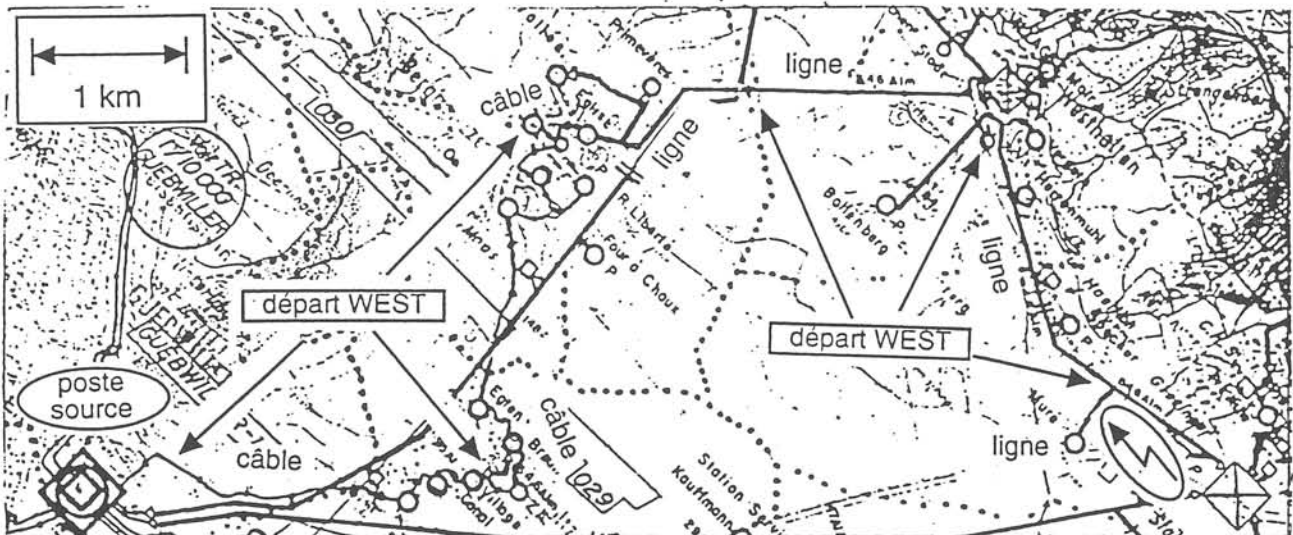
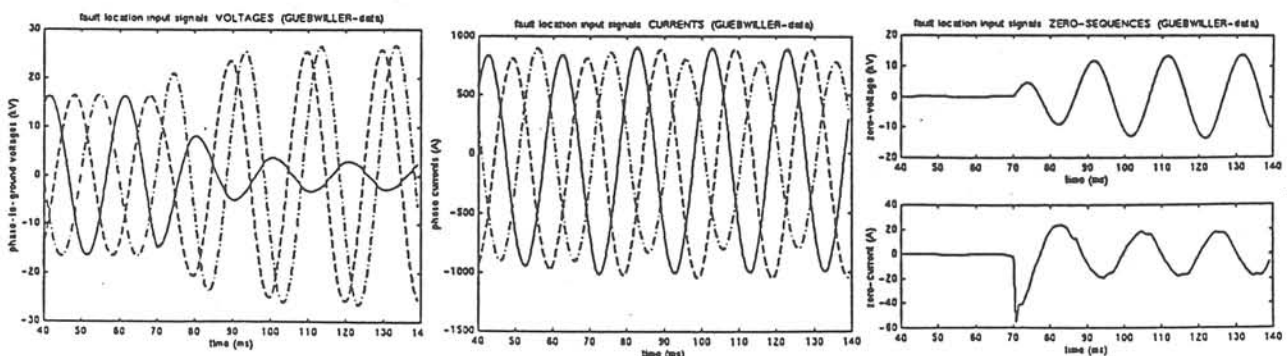


Figure 7.7 : Carte géographique du départ WEST en défaut  
(geographical map of faulted feeder WEST)



a) tensions phase-terre      b) courants de phase      c) signaux homopolaires

Figure 7.8 : Signaux du défaut permanent résistif sur le départ WEST  
(signals of self-extinguishing fault on feeder WEST)

Type et nature du défaut	Défaut monophasé, permanent et résistif
Cause du défaut	Attache rompue d'un isolateur
Durée réelle de localisation	3 heures 9 minutes
Résistance du défaut estimée par l'algorithme (ici $R_g'$ , $R_p'$ incluses)	$R_{def} = 120 \Omega$
Véritable distance de défaut	$d_{ver} \approx 10 - 10,5 \text{ km}$
Courant résiduel et capacité de la partie saine estimés	$I_{C,sain,eff} \approx 123,7 \text{ A}$ $C_{g,sain} \approx 13,75 \mu\text{F}$ (par phase)
Fréquence de charge analysée	$f_{charge} = 100 \text{ Hz}$

**Tableau 7.4 :** Caractéristiques du cas 3 de défaut  
(*fault characteristics of case 3*)

#### 7.4.4 Méthodes de localisation appliquées

Nous avons appliqué différentes variantes de l'approche pour la localisation des défauts des trois cas.

- FFT / Prony (§.6.2.1 / §.6.2.2) :

Dans un premier temps nous avons comparé des résultats des méthodes de traitement du signal "FFT" et "PRONY" avec les entregistrements du cas 1. Nous avons constaté que la Transformation de Fourier fournit de bons résultats alors que l'utilisation de la méthode de Prony a donné des résultats très erronés. Aucun défaut n'a pu être localisé avec cette méthode qui a estimé souvent des distances négatives. Ces erreurs sont probablement dues au fait que les conditions pour l'applicabilité de cette méthode dans notre approche (§.6.2.2.1) n'ont pas été satisfaites pour des défauts de  $38 \Omega$  et plus. La condition pour la validité de la transformation en composantes symétriques était une fréquence identique analysée dans les trois phases. L'application de la théorie des quadripôles a supposé un amortissement identique de tous les signaux. Le calcul de la distance de défaut demande une fréquence et un amortissement identiques pour toutes les grandeurs exploitées. Pour le cas 1 nous constatons que l'algorithme de Prony identifie des fréquences et amortissements différents pour les signaux analysés (tab. 7.5). Pour l'évaluation des résultats (§.7.5) nous avons donc considéré uniquement la Transformation de Fourier avec une fenêtre d'observation de 40 ms (20 ms dans le cas du défaut résistif).

Signal	Fréquence de charge identifiée (Hz)	Amortissement identifié ( $s^{-1}$ )
$v_{1g}$	128,4	0,290
$v_{2g}$	150,0	<b>0,431</b>
$v_{3g}$	<b>117,1</b>	<b>0,195</b>
$i_1$	187,7	0,335
$i_2$	<b>190,5</b>	0,257
$i_3$	170,9	0,328
$v_{h0}$	141,3	0,347
$i_{h0}$	142,6	0,290

**Tableau 7.5 :** Fréquences et amortissements identifiés par l'algorithme de Prony pour le défaut du cas 1  
(*charge frequencies and damping factors identified by the Prony algorithm in case 1*)

- Courant homopolaire du réseau entier / du départ en défaut (§.6.5 / §.6.6)

Nous avons comparé les résultats obtenus par la méthode utilisant le courant homopolaire du réseau entier et un modèle simplifié de la partie saine dans les trois systèmes avec les résultats de la variante qui utilise directement le courant résiduel du départ en défaut, représentant la partie saine uniquement dans les systèmes direct et inverse. L'approche hybride (§.6.6) n'a pas été appliquée puisque pour son utilisation il aurait fallu modifier une grande partie de l'algorithme.

- Variantes de simplification du départ en défaut

L'étude paramétrique (Chap.5) a montré que nous pouvons simplifier le départ en défaut en négligeant les branches secondaires, les charges et les capacités linéiques pour les lignes aériennes.

Nous avons donc analysé les cas de défaut en deux étapes. D'abord nous avons effectué une pré-localisation en négligeant toutes les branches secondaires. Ensuite nous avons modélisé aussi les branches les plus importantes dans la proximité du défaut. En plus nous avons utilisé deux modèles différents de ligne et de câble, le modèle simple (n°2) négligeant toutes les capacités et le modèle PI (n°14) (annexe 10.2).

## 7.5 Evaluation des résultats

### 7.5.1 Résultats de localisation pour le cas 1

Le tableau 7.6 montre les résultats de localisation pour le cas 1 obtenus par différentes variantes de notre approche. Pour la pré-localisation nous avons utilisé un départ en défaut composé d'un câble (240 Al UP) de 1 km suivi par une ligne aérienne (147 AA) de 20 km (tab. 7.1). Pour la localisation plus détaillée la ligne aérienne a été modélisée avec sa véritable longueur (6,5 km) et la partie en aval de la ligne a été modélisée par une structure simplifiée des câbles du type 116 Alm (fig.7.9).

Le tableau 7.6 montre les parties réelles des solutions obtenues par l'examen successif de chaque élément et fournit l'estimation de la distance de défaut globale par rapport au poste source. Les parties imaginaires des solutions ont été relativement élevées ( $\approx +j$  20 km pour les lignes et  $+j$  60 km pour les câbles) ce qui est dû à l'amortissement des signaux (§.5.5). En prenant la partie réelle de ces solutions nous obtenons toutefois, au moins pour les lignes aériennes, une bonne estimation de la résistance de défaut (§.5.4.6).

La véritable distance du défaut était de  $\approx 8,5$  km. La figure 7.9 montre pour la localisation détaillée les positions de défaut estimées par les variantes 1 et 2, les deux utilisant le modèle en  $\pi$ .

L'examen des éléments de câble fournit des résultats très erronés dûs à l'amortissement des signaux et l'incertitude des paramètres (§.5.4.6, 5.5 et 5.6). L'estimation de la distance du défaut pour la ligne aérienne donne par contre une bonne approximation de la zone dans laquelle le défaut est situé. La variante 2, qui est légèrement plus performante que la variante 1, estime la distance de défaut à 300 m près.

La méthode de pré-localisation fournit également de bons résultats même en utilisant le modèle simple pour la représentation des éléments.

Véritable distance ≈ 8,5 km			Distances estimées (km)			
Méthodes	Modèle de ligne	Élément examiné	Variante 1 : - partie saine simplifiée (di/in/ho) - signaux du réseau entier		Variante 2 : - partie saine simplifiée (di/in) - courant homopolaire du départ en défaut	
			dans l'élément	par rapport au poste source	dans l'élément	par rapport au poste source
Pré-localisation	simple (2)	ligne	8,13	9,13	6,38	7,38
	PI (14)	ligne	7,89	8,89	6,43	7,43
Localisation détaillée	PI (14)	1 câble	---	---	---	---
		2 ligne	8,99	9,99	7,81	8,81
		3 câble	(≈ - 33)	---	(≈ - 43)	---
		4 câble	"	---	"	---
		5 câble	"	---	"	---

Tableau 7.6 : Distances de défaut estimées par différentes méthodes de localisation (cas 1 : véritable distance ≈ 8,5 km  $R_{def} = 38,9 \Omega$ )  
(estimated fault distances for case 1 using different location methods)

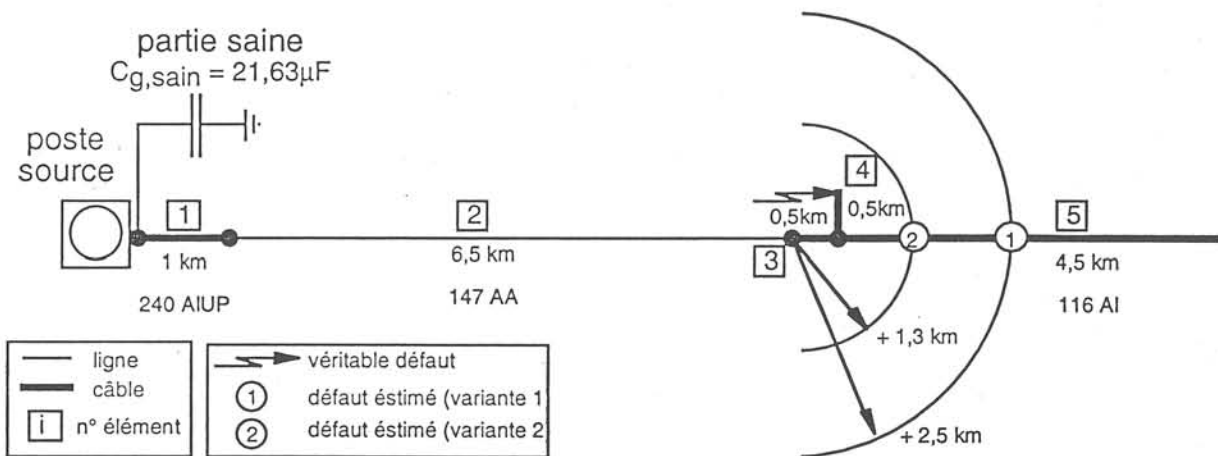


Figure 7.9 : Schéma du départ BOLL modélisé dans l'algorithme et distances estimées par la localisation détaillée (fault location scheme of feeder BOLL)

### 7.5.2 Résultats de localisation pour le cas 2

Comme auparavant pour le cas 1 nous avons comparé différentes variantes pour la localisation du défaut (tab. 7.7). La pré-localisation du défaut a été effectuée en représentant le départ ENS\_N (fig. 7.5) par un câble de 5,25 km du type 240 Al UP suivi par une ligne aérienne de 5 km du type 54 Am (tab. 7.1). La localisation détaillée tient compte des principales bifurcations du départ composées par des lignes aériennes du même type (fig. 7.10).

Le défaut est situé dans la ligne aérienne (2) à une distance d'environ 5,5 km du poste.

Véritable distance $\approx 5,5$ km			Distances estimées (km)			
Méthodes	Modèle de ligne	Elément examiné	Variante 1 : - partie saine simplifiée (di/in/ho) - signaux du réseau entier		Variante 2 : - partie saine simplifiée (di/in) - courant homopolaire du départ en défaut	
			dans l'élément	par rapport au poste source	dans l'élément	par rapport au poste source
Pré-localisation	simple (2)	ligne	2,47	7,72	0,34	5,59
	PI (14)	ligne	1,71	6,42	0,02	5,27
Localisation détaillée	PI (14)	1 câble	(33,6)	---	(25,1)	---
		2 ligne	1,68	6,93	- 0,07	5,18
		3 ligne	0,67	6,92	- 1,08	5,17
		4 ligne	0,67	6,92	- 1,08	5,17
		5 ligne	1,7	6,95	- 0,04	5,21
		6 ligne	0,67	6,92	- 1,07	5,18
		7 ligne	0,64	6,89	- 1,05	5,20

Tableau 7.7 : Distances de défaut estimées par différentes méthodes de localisation (cas 2 : véritable distance  $\approx 5,5$  km,  $R_{def} \approx 38,4 \Omega$ )  
(estimated fault distances for case 2 using different location methods)

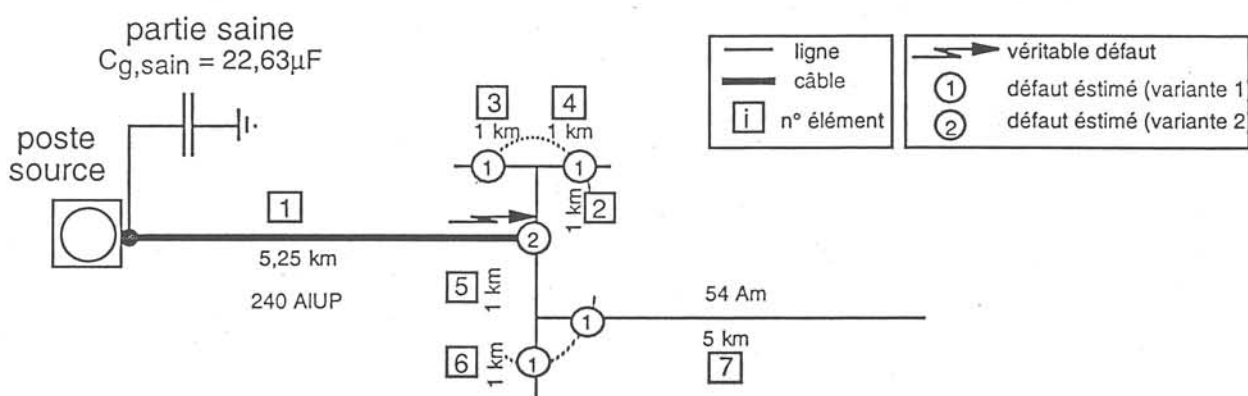


Figure 7.10 : Schéma du départ ENS\_N modélisé dans l'algorithme et distances estimées par la localisation détaillée  
(fault location scheme of feeder ENS\_N)

La pré-localisation ainsi que la variante 2 de la localisation détaillée aboutissent à une estimation très précise de la distance du défaut. Pour tous les éléments de ligne aérienne examinés, nous obtenons avec la variante 2 des distances globales du défaut qui sont environ 300 m trop courtes et qui indique de cette manière un défaut à l'extrémité du câble. La variante 1 en revanche estime des distances qui sont environ 1,5 km trop élevées. Une telle imprécision représente néanmoins un bon résultat. Nous obtenons par contre des résultats ambigus (§.3.3.3.7) dans les éléments voisins avec environ tous la même distance par rapport au poste source. Si des détecteurs de défaut sont installés dans quelques points stratégiques du réseau le nombre de solutions peut être réduit.

Cet exemple a montré que notre algorithme fournit une estimation satisfaisante d'une zone de défaut pour un défaut auto-extincteur représentatif (§.2.4) sur une ligne aérienne.

7.5.3 Résultats de localisation pour le cas 3

Pour la localisation du défaut du cas 3 nous n'avons pas fait une différence entre une pré-localisation et une localisation détaillée. La géométrie du départ WEST (fig. 7.7) consiste principalement en un câble de 5 km suivi par une ligne aérienne 54 Am de 6 km sans bifurcations importantes dans la proximité du défaut. De petites déviations de quelques centaines de mètres ont été négligées. Pour le câble, nous avons choisi le même type que pour les exemples suivants (240 Al UP) puisque matériau et section n'étaient pas précisés sur la carte. De toute manière le type de câble utilisé pour la localisation d'un défaut dans une ligne aérienne ne joue pas un rôle très important lorsque l'inductance du câble est petite par rapport à celle de la ligne (§.5.4.6).

Véritable distance ≈ 10 km			Distances estimées (km)			
Méthodes	Modèle de ligne	Élément examiné	Variante 1 : - partie saine simplifiée (di/in/ho) - signaux du réseau entier		Variante 2 : - partie saine simplifiée (di/in) - courant homopolaire du départ en défaut	
			dans l'élément	par rapport au poste source	dans l'élément	par rapport au poste source
Localisation détaillée (même pré-localisation)	simple (2)	ligne	8,69	13,69	(- 17,4)	---
	PI (14)	ligne	4,38	9,38	(- 21,2)	---

Tableau 7.8 : Distances de défaut estimées par différentes méthodes de localisation (cas 3 : véritable distance ≈ 10 km,  $R_{def} \approx 120 \Omega$ )  
(estimated fault distances for case 3 using different location methods)

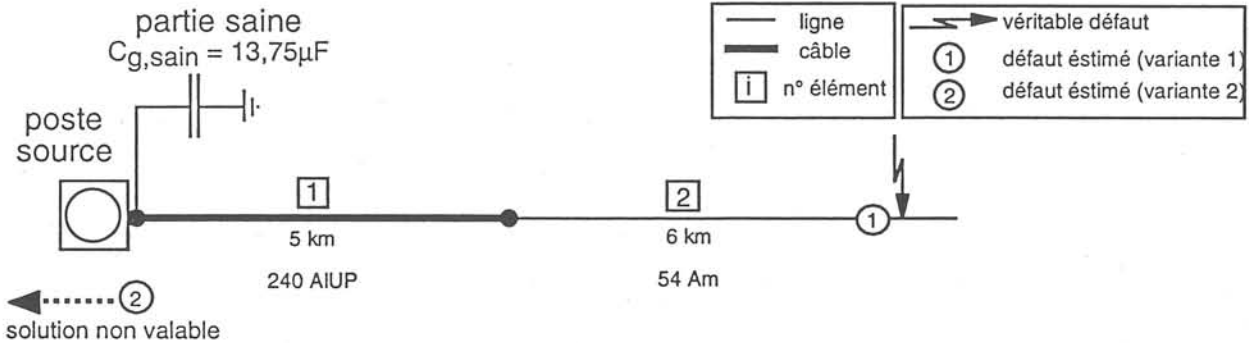


Figure 7.11 : Schéma du départ WEST modélisé dans l'algorithme et distance(s) estimée(s)  
(fault location scheme of feeder WEST)

La précision du résultat de localisation pour le cas 3 est surprenante. La variante qui a fourni pour les exemples précédents des résultats légèrement meilleurs ne trouve aucune solution valable, mais uniquement une distance à  $- 16,2 (+ j 79,43)$  km de distance par rapport au poste source. La variante 1 fournit par contre une distance de  $9,38 (+ j 70,36)$  km dont la partie réelle correspond bien à la véritable distance de défaut. Les parties imaginaires très élevées sont dues à l'amortissement important des signaux (fig.7.8) par la résistance de défaut de  $120 \Omega$ .

La résistance de défaut relativement élevée cause une grande sensibilité vis-à-vis des paramètres du traitement du signal (fig. 5.7 et §.5.5.1). Nous devons donc également considérer la solution obtenue par la variante 1 avec prudence car une variation de la fenêtre d'observation (ici 20 ms à partir de l'amorçage du défaut) peut provoquer également une grande imprécision.



Cet exemple confirme la difficulté de localiser des défauts plus résistifs que nous avons déjà constaté pendant les simulations avec CIRCUIT (Chapitre 4) et ARENE (Chapitre 5). Il faut toutefois souligner que ce type de défaut, avec une résistance de cet ordre de grandeur, représente plutôt l'exception à la règle (§.2.4). De plus, il est intéressant de savoir que la localisation de ce défaut par tronçonnement n'a pas été évidente non plus : sa recherche a duré plus de trois heures.

## 7.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons pu valider notre approche avec des résultats expérimentaux.

Nous avons examiné trois cas de défaut sur des départs différents du réseau de distribution de EDF à Guebwiller et nous avons comparé les positions de défaut estimées par notre algorithme avec celles indiquées dans les cartes géographiques jointes aux fiches d'incident de défaut.

Grâce aux modèles simplifiés (Chapitre 6), la localisation de ces défauts a été possible sans rechercher en détail les paramètres de chaque élément du réseau entier. La partie saine du réseau a été modélisée par des capacités équivalentes déterminées par les courants homopolaires et la tension neutre-terre. Pour la modélisation du départ en défaut des paramètres linéiques, connus pour certains types de ligne et de câble, ont été utilisés.

Pour les trois cas de défaut nous avons d'une part, effectué une pré-localisation utilisant un modèle très simplifié et, d'autre part, une localisation plus détaillée prenant en compte les bifurcations principales du départ. Nous avons comparé l'approche exploitant tous les signaux à l'arrivée du jeu de barres (variante 1) avec celle qui utilise le courant homopolaire du départ en défaut (variante 2). Pour le traitement du signal nous avons appliqué la méthode utilisant la FFT. La méthode de Prony a fourni des résultats insuffisants dans les cas étudiés.

Nous avons localisé un défaut auto-extincteur réamorçant de  $39 \Omega$  environ dans une déviation câblée, 8.5 km du poste, à 300 m près avec la variante 2 et à 1.5 km près avec la variante 1 de l'approche.

Pour le cas classique, d'un défaut auto-extincteur dans une ligne aérienne (cas 2), nous avons localisé un défaut d'environ  $38 \Omega$  et 5,5 km du poste avec une précision comparable (- 300 m avec la variante 2 et + 1.4 km avec la variante 1).

Afin de donner une image complète des cas d'application de notre algorithme, nous avons également étudié le cas plus rare d'un défaut permanent résistif (cas 3). Ce défaut de  $120 \Omega$ , situé dans une ligne aérienne 10 km éloigné du poste, a été localisée à 600 m près avec la variante 1 de notre approche alors que la variante 2 n'a fourni aucun résultat raisonnable. Ceci confirme la sensibilité de notre approche vis-à-vis du traitement des signaux fortement amortis par des résistances de défaut élevées.

Ces exemples ont montré que notre algorithme peut fournir, avec un temps de calcul court (< 1 min), des résultats satisfaisants pour les cas de défaut les plus courants alors que la localisation de défaut par la méthode de tronçonnement a duré dans les cas étudiés entre 1 à 3 heures.

## CHAPITRE 8 :

### **Conclusion générale**



## CHAPITRE 8 CONCLUSION GENERALE

En France, EDF a décidé de remplacer la mise à la terre du neutre réalisée actuellement par une impédance de limitation des réseaux de distribution ruraux par une bobine de compensation. Cette mise à la terre, qui réduit fortement le courant de défaut lors d'un défaut monophasé (défaut le plus souvent rencontré) améliore la qualité de la fourniture (moins de coupures et de creux de tension vus par le client), et diminue les risques pour les agents d'exploitation et pour le public lors d'un défaut. Elle réduit aussi les dégâts sur les équipements. D'autre part, cette réduction du courant de défaut, rend la détection et la localisation des défauts plus difficiles.

Pour la détection de défauts et la sélection du départ concerné, des solutions fiables existent.

L'objectif de cette thèse était de concevoir, développer, et tester une approche pour la localisation des défauts sur un réseau de distribution compensé.

Le cahier des charges prévoyait l'identification de la distance ou d'une zone probable de la position d'un défaut peu résistif de nature auto-extincteur ou permanent.

Dans un premier temps, nous avons présenté le principe des réseaux compensés et des méthodes classiques utilisées auparavant pour la détection, la sélection et la localisation de défauts. La grande majorité des défauts rencontrés en pratique sont des défauts monophasés, auto-extincteurs ou permanents.

Dans un deuxième temps, nous avons développé notre approche basée sur l'exploitation de l'oscillation de charge des phases saines du réseau à l'apparition d'un défaut monophasé. Une étude théorique sur les phénomènes transitoires lors d'un défaut a montré que la fréquence de ce phénomène caractéristique, qui dépend de la capacité du réseau et de la distance du défaut, est d'environ 100-300 Hz pour les réseaux de distribution français. Son exploitation est donc possible avec les perturbographes existants.

Notre approche détermine la fréquence de charge par une analyse fréquentielle. Elle calcule ensuite les vecteurs complexes correspondants à cette fréquence pour tous les signaux d'entrée exploités. L'utilisation de ces vecteurs dans un modèle du réseau, qui dépend des paramètres linéiques, de la fréquence de charge, ainsi que de la résistance et la distance du défaut, mène à une équation complexe. Sa résolution numérique fournit la position du défaut.

Nous avons validé notre approche en trois étapes :

- sur un réseau simple avec le logiciel de simulation CIRCUIT développé au LEG.
- sur des réseaux de taille réelle avec le simulateur de réseaux numérique ARENE développé par EDF.
- avec des résultats expérimentaux utilisant des enregistrements de défauts dans un réseau de distribution existant.

Dans une première étape, nous avons confirmé l'hypothèse que l'oscillation de charge peut-être utilisée pour la localisation de défauts. Si tous les paramètres du réseau modélisé sont connus, il est possible de localiser des défauts peu résistifs situés à différentes distances sur une ligne aérienne et sur un câble avec une grande précision (erreur inférieure à 1% par rapport à la longueur de l'élément de 10 km).

Par ailleurs, la modélisation fine d'une ligne aérienne et d'un câble avec CIRCUIT nous a permis de sélectionner les représentations les plus adaptées pour l'implantation dans notre algorithme.

Nous avons ainsi identifié le modèle en "PI" tenant compte des capacités entre phases et des inductances mutuelles comme le modèle le plus performant. Nous avons également retenu des modèles plus simples pour une première prélocalisation.

Nous avons développé une nouvelle stratégie qui permet, contrairement aux approches existantes, la prise en compte automatique d'un réseau arborescent avec un nombre d'éléments et de déviations en principe illimité.

La simulation des réseaux de taille réelle avec ARENE (6-10 départs et 100-150 éléments de lignes et de câbles) a validé notre approche pour ces structures complexes. Elle a abouti à une étude paramétrique qui confirme la robustesse de notre approche vis-à-vis d'une incertitude sur les paramètres du réseau.

Pour les lignes aériennes, l'inductance du départ en défaut et les capacités de la partie saine du réseau sont les paramètres les plus sensibles (erreur d'environ 0,5 km/10% $\Delta$ L et 0,4km/10% $\Delta$ C), alors que l'incertitude sur les paramètres ainsi que sur les charges influence beaucoup moins la précision (erreur environ de 0,05km/100% $\Delta$ R).

Par contre, la localisation d'un défaut dans un câble est, en plus, fortement influencée par l'incertitude sur la résistance de défaut et les résistances linéiques.

Il a été possible d'expliquer ces observations par une analyse vectorielle simplifiée.

Enfin, nous avons identifié le traitement du signal comme le point le plus sensible de l'approche, notamment pour les défauts à résistances élevées (supérieure à 10 $\Omega$ ).

Nous avons proposé des améliorations de la méthode appliquée utilisant la Transformation de Fourier Rapide (FFT), ainsi qu'une deuxième méthode de traitement du signal, la transformation de Prony, que nous avons également intégrée dans notre algorithme. Une comparaison a montré que les deux méthodes fournissent de bons résultats, nettement plus précis que ceux de la variante exploitant la fréquence fondamentale.

La simplification du modèle du réseau a abouti à trois variantes de notre approche, nécessitant moins de paramètres tout en étant plus précises :

- 1) représentation de la partie saine équivalente par une estimation à partir des signaux de 50Hz,
- 2) utilisation du courant résiduel du départ en défaut et du modèle équivalent de la partie saine,
- 3) approche hybride utilisant le courant résiduel du départ et la tension de la phase en défaut.

Les deux premières variantes ont été utilisées pour la validation expérimentale avec des enregistrements de défauts dans un réseau réel.

Nous avons pu localiser des défauts auto-extincteurs d'environ  $40\Omega$  avec une précision de  $\pm 1,5$  km voire  $\pm 0,3$  km selon la simplification utilisée, avec un temps de calcul inférieur à une minute. La localisation des défauts analysés sur le terrain a duré entre une et trois heures, ce qui montre que notre algorithme peut représenter une véritable aide à la recherche de défauts.

Une prochaine étape serait l'implantation de l'algorithme de localisation développé dans un localisateur de défaut.

Un aspect important pour la réalisation de ce projet serait le couplage du localisateur avec une base de données qui devra contenir, hormis les paramètres linéiques des éléments, une information sur la structure actuelle du réseau. Nous avons conçu une première version d'une routine d'interface réalisant les transformations nécessaires.

Au niveau de l'approche développée dans cette thèse, la localisation de défauts dans les câbles et le traitement du signal sont les points sensibles à améliorer. Il reste à vérifier dans quelle mesure d'autres méthodes que la FFT et la transformation de Prony comme par exemple les "ondelettes" (wavelets) sont utilisables.

L'exploitation des courants de phase de chaque départ apporterait une plus grande précision de l'algorithme et pourrait être une alternative économiquement viable.

Actuellement, des recherches pour améliorer la localisation de défauts sont en cours à plusieurs niveaux, y compris dans les groupes de travail internationaux. Il serait souhaitable de conduire une série de tests afin de constituer une base de données pour la localisation de défauts sur les réseaux compensés.

Cette base de données pourrait aussi servir à la validation de l'approche développée dans cette thèse.



## CHAPITRE 9 :

### Références bibliographiques





- [Agel.68] *Agel,A., Reuter,E.* : Niederohmige, mittelbare Kurzerdung zur Fehlererfassung. ETZ - B (1968) No. 26 pp 757 - 759
- [Allouche.97] *Allouche,I.* : Classification et caractérisation des défauts monophasés sur les réseaux de distribution HTA. Thèse de Doctorat de l'Université de Paris 6 (1997)
- [Bergeal.92] *Bergeal,J., Feuillet,R.,Leitloff,V.,Pierrat,L.* : "Procédé et Dispositif de Mesure de l'Accord de la Compensation d'un Réseau de Distribution Electrique". *Dépôt de brevet FR 92 12756 du 26 octobre 1992*
- [Bergeal.93] *Bergeal,J., Griffel,D.* : "Procédé de Détection Sélective d'un Défaut Résistant dans un Réseau de Distribution". *French Patent No. 2 682 190 published on 09-04-1993*
- [Berthet.95] *Berthet,L., Clement,M., Leitloff,V.* : "MV Neutral Control : New Products for a Wider Choice". *13th Int. Conf. on Electricity Distribution CIRED'95 8-11 may 1995 Brussels / Belgium Vol. 1 pp 4.27.1 - 4.27.6*
- [Chaari.95] *Chaari,O.* : Ondelettes et analyse de Prony / Application aux courts-circuits dans les réseaux d'énergie. Thèse de Doctorat de l'Université de Paris 6 (1995)
- [Christgau.82] *Christgau,G., Wolfenstetter,W.* : Zuverlässige Ortungs- und Meldemethode bei Erdschlüssen im Mittelspannungsnetz. *Elektrizitätswirtschaft* (1982) No. 23 pp 804 - 810
- [Clément.91] *Clément,M., Daniel,D., Bergeal,J.* : Evolution du régime du neutre moyenne tension à Electricité de France. 11ième Congrès International des Réseaux Electriques de Distribution (CIRED) 1991
- [Clément.92] *Clément,M., Bergeal,J.* : Improving the power quality supply : development of MV neutral system at Electricité de France and consequences on network equipment. *Second Int. Conf. on Power Quality PQA492, Atlanta USA, Sept. 1992*
- [Feser.92] *Feser,K.* : Elektrische Energienetze I/II, Vorlesungsskript, Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart, 1992
- [Feser.93] *Feser,K.* : Hochspannungstechnik I/II, Vorlesungsskript, Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart, 1993
- [Geise.64] *Geise,F.* : Der Erdschluß im Netzbetrieb. Siemens - Bericht, Ausgabe Juli 1964 pp 1 - 26
- [Grünert.94] *Grünert,H.* : Prüfen von Erdschlußwischerrelais. ETZ (1994) No. 7-8 pp 400 - 408
- [Heydt.97] *Heydt, G.T., Galli, A.W.* : Transient Power Quality Problems Analyzed Using Wavelets. *IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 12, No. 2, April 1997*
- [Huet.97] *Huet,O., Klein,F., Levacher,L., Devaux,O.* : A new methodology to initialize a Digital Transient Network Analyzer. *ICDS Conference, Montreal Canada, May 1997*
- [Igel.90] *Igel,M., Koglin,H.J., Pundt,H.* : Neuartige Verfahren für den Erdschlußdistanzschutz in isoliert und kompensiert betriebenen Netzen (Signale und Algorithmen im Frequenz-Bereich). *Dissertation Technische Fakultät der Universität des Saarlandes Saarbrücken (1990).*

- [Igel.91] *Igel, M., Koglin, H.J., Schegner, P.* : New algorithms for earthfault distance protection in insulated and compensated networks. ETEP, vol.1, n°5 (Sept.-Oct. 1991), pp 253-259.
- [Igel.93] *Igel, M., Schegner, P.* : Störwerterfassung und Erdschlußdistanzschutz. ETZ (1993), n°18, pp 1129-1131.
- [Kaiser.90] *Kaiser, W.*: Einführung in die Nachrichtentechnik I , Vorlesungsskript, Institut für Nachrichtenübertragung, Universität Stuttgart, 1990.
- [Kleebaur.77] *Kleebaur, S., Wiener, E.* : Ortung von Erdschlüssen in Drehstromnetzen mit induktiver Erdung. Elektrizitätswirtschaft (1977) No. 8 pp 202 - 206
- [Klockhaus.81] *Klockhaus, H., Poll, J., Sauerbach, F.-J.* : Sternpunktbehandlung und Erdschlußfehlerortsuche im Mittelspannungsnetz. Elektrizitätswirtschaft (1981) No. 22 pp 797 - 803
- [Koglin.88] *Koglin, H.-J., Schegner, P.* : Konzept eines digitalen Erdschluß – distanzschutzes. ETZ (1988) No. 18 pp 820 - 823
- [NMT.95] *SEE, VDE, ASE*: "Neutre MT: Quel Devenir?". Proceedings of NMT '95 - International Symposium 7-8 Nov 1995 Mulhouse / France
- [Leitloff.93] *Leitloff, V., Feuillet, R., Pierrat, L.*: "Determination of the Phase-to-Ground Admittance in a Compensated MV Power System". 28th Power Engineering Conf. (UPEC) 21-23 sept. 1993 Stafford/UK Vol. 1 pp 73-76
- [Leitloff.94.a] *Leitloff, V., Pierrat, L., Feuillet, R.* : Study of the neutral-to-ground voltage in a compensated power system. ETEP (March/April 1994), vol.4, n°2, pp 145-153.
- [Leitloff.94.b] *Leitloff, V.* : Etude, conception et réalisation d'un automate de gestion de réseaux MT compensés. Thèse de Doctorat au Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble (LEG), 1994.
- [Leitloff.94.c] *Leitloff, V., Bergeal, J., Feuillet, R., Pierrat L.* : Messung der Parameter eines kompensierten Netzes durch Injektion eines Stromes in den Sternpunkt. Elektrizitätswirtschaft (1994), n°22, pp 1371-1376.
- [Leitloff.95] *Leitloff, V., Feuillet, R.* : Design and realization of a control unit for compensated MV distribution systems. Proceedings of Stockholm Power Tech (1995), vol.1.c, pp 252-257.
- [Leitloff.97.a] *Leitloff, V., Feuillet, R., Griffel, D.* : Detection of Resistive Single-Phase Earth Faults in a Compensated Power-Distribution System. ETEP Vol. 7, No. 1, January/February 1997
- [Leitloff.97.b] 32nd Power Engineering Conf. (UPEC) sept. 1997 Manchester/UK Vol. 1 pp
- [Levacher.97] *Levacher, L., Chabanas, H., Huet, O., Delsol, O., Devaux, O.* : A Powerfull Graphical User Interface for a Real-Time Digital Transient Network Analyzer. ICDS Conference, Montreal Canada, May 1997
- [Maier.92] *Maier, H.*: Netzschutz, Vorlesungsskript, Institut für Elektrische Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart, 1992
- [Mat\_Sig\_Proc.94] *Krauss, T., Shure, L., Little, J.* : MATLAB Signal Processing Toolbox, User's Guide, The MathWorks, Inc., Natick, Mass, 1994

- [Maun.95] *Maun,J.-C., Philippot,L., Coemans,J., Mouvet,M.* : Power system modelling for the design of advanced fault locators and line protections. Proceedings of Stockholm Power Tech (1995) Vol. IC pp 394 - 399
- [Petersen.16] *Petersen,W.* : Überströme und Überspannungen in Netzen mit hohem Erdschlußstrom. Elektrotechnische Zeitschrift (ETZ) 37 (1916) pp129-132
- [Petersen.17] *Petersen,W.* : Der aussetzende (intermittierende) Erdschluß. Elektrotechnische Zeitschrift (ETZ) 38 (1917) pp 553-555;654-566
- [Petersen.19] *Petersen,W.* : Die Begrenzung des Erdschlußstromes und die Unterdrückung des Erdschlußlichtbogens durch die Erdschlußspule. Elektrotechnische Zeitschrift (ETZ) 40 (1919) pp5-7;17-19
- [Poll.81] *Poll,J.* : Sternpunktverlagerung in gelöschten 110 kV Netzen. Elektrizitätswirtschaft 80 (1981) No.22 pp 810 - 813
- [Poll.83] *Poll,J.* : Auswertung der Störungsschreiber - Aufzeichnungen von kurzzeitigen Erdschlüssen in kompensierten Netzen. Elektrizitätswirtschaft 82(1983) No. 9 pp 311 - 317
- [Prony.1795] *Prony,G.R.B.* : Essai expérimental et analytique sur les lois de la dilatabilité de fluides élastiques et sur celles de la force expansive de la vapeur de l'eau et de la vapeur de l'alkool, à différentes températures. Journal de L'Ecole Polytechnique (Paris), vol.1, no. 2, 1795, pp.24-76
- [Pundt.63] *Pundt,H.* : Untersuchungen der Ausgleichsvorgänge bei Erdschluß in Hochspannungsnetzen mit isoliertem Sternpunkt und induktiver Sternpunkterdung als Grundlage zur selektiven Erdschlußfassung. Dissertation der Technischen Universität Dresden (1963)
- [Schegner.89] *Schegner, P.* : Digitaler Erdschlußuniversalschutz Konzept und Realisierung. Universität des Saarlandes, Saarbrücken: Dissertation, 1989
- [Terwiesch.98] *Terwiesch,P.* : Zeit-Frequenz-Analyse und Wavelets : Eine Einführung. at - automatisierungstechnik 46 (1998) 1 Oldenburg Verlag
- [Warrelmann.58] *Warrelmann,E.* : Erdschlußfassung und Sternpunktbehandlung in Mittelspannungsnetzen. Elektrizitätswirtschaft (1958) No. 17 pp 534 - 544
- [Welfonder.96] *Styczynski,Z., Welfonder,T., Freund, H.,* : Nutzung eines Neuronale Netze Verfahrens zur Lastmodellierung für die Netzplanung. Elektrizitätswirtschaft, Jg. 95 (1996), Heft 4
- [Welfonder.97] *Welfonder, T., Leitloff,V., Feuillet,R.* : Influence of Network Parameters on the Performance of Algorithms for Resistive Earth Fault Detection in Compensated MV Distribution Systems. 32nd Power Engineering Conf. (UPEC) sept. 1997 Manchester/UK Vol. 1 pp



## CHAPITRE 10 :

### **Annexes**



Annexe 10.1 Tableaux pour la transformation en composantes symétriques

	Système 1-2-3	Système di-in-ho
Source symétrique avec résistances		
Transformateur $X_{ho}/X_{di} = 0,7 - 1$		
Consommateur symétrique en étoile $Z_e < \infty$ neutre connecté $Z_e = \infty$ neutre isolé		
Consommateur symétrique en triangle		
Ligne symétrique (impédances de ligne)		
Ligne symétrique (capacités de ligne)		

Tableau 10.1 : Transformation des différents éléments en composantes symétriques [Feser.92]



	Système 1-2-3	Système di-in-ho
Défaut monophasé (1 - G)		
Défaut biphasé sans terre (1 - 2)		
Défaut biphasé avec terre (2 - 3 - G)		
Coupure monophasée phase 1		
Coupure biphasée phases 2 et 3		

Tableau 10.2 : Transformation des différents types de défaut en composantes symétriques [Feser.92]

Annexe 10.2 Schémas électriques des dix-huit modèles

no. A & no. B / éléments du modèle	A) sans mutuelle	B) avec mutuelles
1 & 2 impédance de la ligne sans capacité phase-terre sans capacité entre-phases	<p style="text-align: center;">il_spt_sep_sm</p>	<p style="text-align: center;">il_spt_sep_am</p>
3 & 4 impédance de la ligne au début: capacités phase-terre sans capacité entre-phases	<p style="text-align: center;">il_dpt_sep_sm</p>	<p style="text-align: center;">il_dpt_sep_am</p>
5 & 6 impédance de la ligne à la fin: capacités phase-terre sans capacité entre-phases	<p style="text-align: center;">il_fpt_sep_sm</p>	<p style="text-align: center;">il_fpt_sep_am</p>
7 & 8 impédance de la ligne au début: capacités phase-terre au début: capacités entre-phases	<p style="text-align: center;">il_dpt_dep_sm</p>	<p style="text-align: center;">il_dpt_dep_am</p>
9 & 10 impédance de la ligne à la fin: capacités phase-terre à la fin: capacités entre-phases	<p style="text-align: center;">il_fpt_sep_sm</p>	<p style="text-align: center;">il_fpt_sep_am</p>

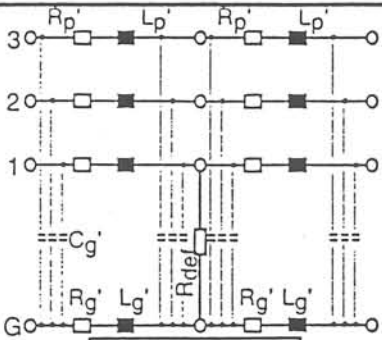
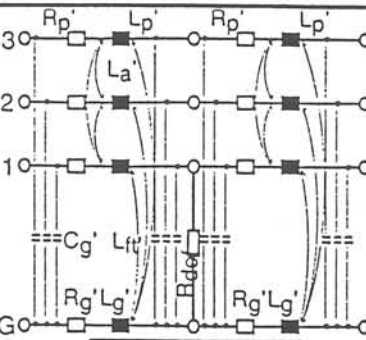
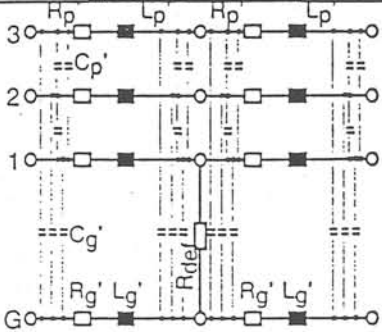
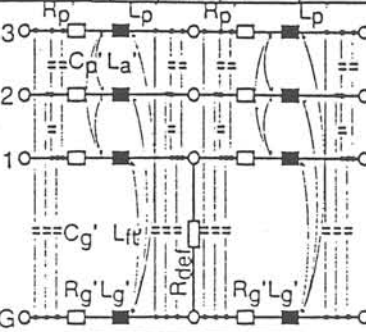
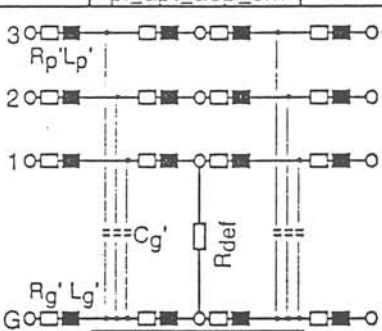
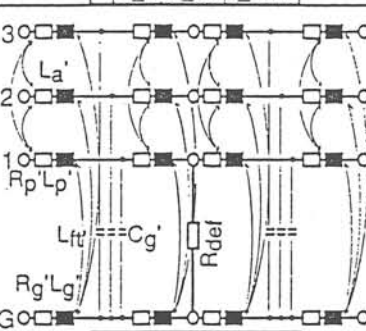
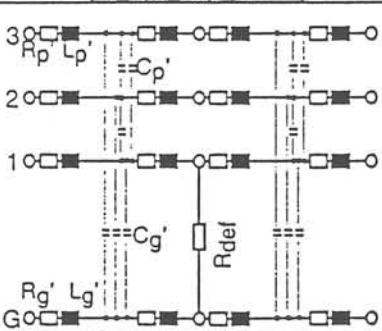
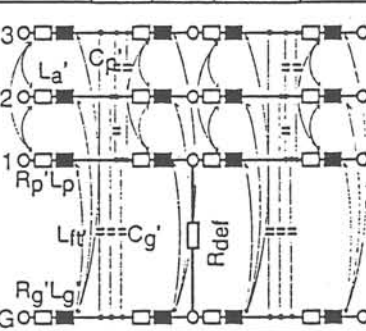
(no. A) & (no. B) / éléments du modèle	A) <u>sans</u> <u>mutuelle</u>	B) <u>avec</u> <u>mutuelles</u>
(11) & (12) modèle <u>pi</u> avec capacités <u>phase-terre</u> sans capacité <u>entre-phases</u>	 <p style="text-align: center;">pi_apt_sep_sm</p>	 <p style="text-align: center;">pi_apt_sep_am</p>
(13) & (14) modèle <u>pi</u> avec capacités <u>phase-terre</u> avec capacités <u>entre-phases</u>	 <p style="text-align: center;">pi_apt_aep_sm</p>	 <p style="text-align: center;">pi_apt_aep_am</p>
(15) & (16) modèle <u>t</u> avec capacités <u>phase-terre</u> sans capacité <u>entre-phases</u>	 <p style="text-align: center;">t_apt_sep_sm</p>	 <p style="text-align: center;">t_apt_sep_am</p>
(17) & (18) modèle <u>t</u> avec capacités <u>phase-terre</u> avec capacités <u>entre-phases</u>	 <p style="text-align: center;">t_apt_aep_sm</p>	 <p style="text-align: center;">t_apt_aep_am</p>

Tableau 10.3 : Schémas électriques des dix-huit modèles

Annexe 10.3 Fiches techniques des lignes aériennes et des câbles

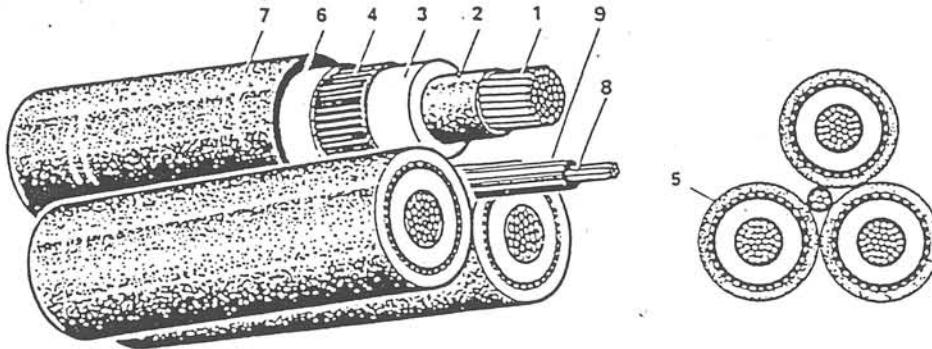
C11 MAJ 13/03/1989

Câbles isolés pour réseaux aériens - HM 33-S-23

B213211 FOLIO 1

ELECTRICITE DE FRANCE Guide Technique de la Distribution	CONDUCTEURS	B.21.32
	CONDUCTEURS ISOLES M.T. POUR LIGNES AERIENNES	Fiche 11

CONSTITUTION



- 1 - Ame câblée circulaire en aluminium
- 2 - Ecran semi-conducteur extrudé
- 3 - Isolation : polyéthylène réticulé (PR)
- 4 - Ecran semi-conducteur extrudé pelable cannelé
- 5 - Produit d'étanchéité
- 6 - Ecran métallique : 1 ruban aluminium collé à la gaine et posé longitudinalement
- 7 - Gaine épaisse de protection en polychlorure de vinyle (PVC)
- 8 - Ame câblée en acier de 50 mm<sup>2</sup> (7 fils galvanisés de 30/10) charge de rupture 64 700 N
- 9 - Gaine isolante en PVC ou en PR.

CARACTERISTIQUES DES CONDUCTEURS ET DES CONSTITUANTS

DESIGNATION		AME		ENVELOPPE ISOLANTE			GAINE DE PROTECTION		CONDUCTEUR	
Nature	Section nominale (mm <sup>2</sup> )	Résistance max. à 20°C (ω/km)	Diamètre nominal		Epaisseur nominale (mm)	Diamètre extérieur		Epaisseur nominale (mm)	Diamètre extérieur	
			Mini. (mm)	Maxi. (mm)		Mini. (mm)	Maxi. (mm)		Mini. (mm)	Maxi. (mm)
Porteur (acier)	50	-	9,0		-	-	-	1,2	11,3	12,0
Conducteurs de phase (Alu)	50	0.641	7,7	8,6	5,5	20,2	22,2	2,5	28,5	31,7
	95	0.320	11,0	12,0	5,5	23,4	25,6	2,7	31,5	35,5
	150	0.206	13,9	15,0	5,5	26,3	28,7	3,0	35,2	39,2

Décembre 1981	CABLES ISOLES ASSEMBLES EN FAISCEAUX POUR RESEAUX AERIENS TENSION SPECIFIEE 12/20 kV - TYPE HM 33-S-23	P.1
Annule et remplace la fiche B.21.32.12 d'Octobre 1971		B.21.32.11

Tableau 10.4 : Fiche technique des câbles isolés (HN 33-S-23)

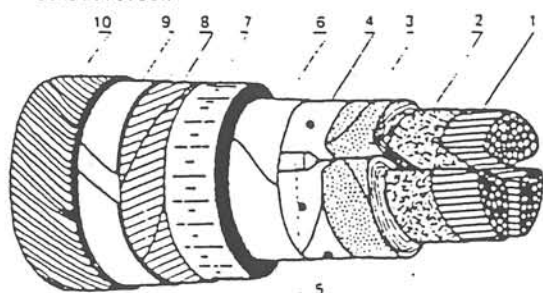
C11 MAJ 23/06/1988

Câble tripolaire à surfaces métallisées

B215223 FOL10 1

ELECTRICITE DE FRANCE Guide Technique de la Distribution	CONDUCTEURS CABLES POUR RESEAUX SOUTERRAINS M.T. CABLES SOUS PLOMB ISOLES AU PAPIER IMPREGNE	B.21.52
		Fiche 23

CONSTITUTION



- 1- Ame câblée circulaire ou sectorale en Al.
- 2- Ecran semi-conducteur
- 3- Papier imprégné de matière non migrante
- 4- Ecran métallisé
- 5- Bourrage
- 6- Ruban ou toile métallisés
- 7- Gaine d'étanchéité en plomb
- 8- Matelas en papier crépé
- 9- Armure de 2 feuillets d'acier.
- 10- Filin goudronné.

CARACTERISTIQUES ESSENTIELLES

DESIGNATION		Section (mm <sup>2</sup> ) et forme de l'âme					
		50 A1 circulaire	95 A1 circulaire	150 A1 sectorale	240 A1 sectorale		
Diamètre de l'âme mise en rond	(mm)	8,9	12,6	15,8	20,3		
Diamètre moyen sur plomb	(mm)	46	53	56	65		
Diamètre moyen sur armure	(mm)	52	61	63	72		
Diamètre extérieur moyen	(mm)	58	65	67	76		
Masse linéique	(kg/km)	6 900	9 000	10 000	13 000		
Rayon de courbure minimal	(cm)	45	56	55	65		
Longueur type de livraison		250	250	250	200		
Intensités admissibles :							
	) à 20°C (hiver)	A	135	205	270	370	
	( à 30°C (été)	A	120	185	240	330	
	enterré dans le sol ( à 10°C (hiver)	A	180	270	355	490	
	(régime discontinu) ) à 20°C (été)	A	150	225	290	395	
	surcharge 2 à 3 h	- air ( à 20°C	A	140	215	285	390
			) à 30°C	A	130	195	255
		- sol ( à 10°C	A	190	280	370	505
			) à 20°C	A	155	235	300
NUMERO DE NOMENCLATURE			63.84.102	63.84.122	63.84.323	63.84.344	

UTILISATION

Réseaux souterrains MT (50, 95 et 150 mm<sup>2</sup>, matière non migrante)

La section 240 mm<sup>2</sup> est réservée aux sorties de postes HT/Mf ou THT/MT importants ou à l'alimentation des abonnés MT à forte consommation.

Dans le cas de parcours en galerie, le filin goudronné doit être remplacé par une gaine en PCV.

Ce câble est actuellement abandonné au profit du câble HN 33-S-23.

SPECIFICATION : NF C-33-100

Décembre 1980	CABLE TRIPOLAIRE A SURFACES METALLISEES TENSION SPECIFIEE : 11 600 V	
Annule et remplace la fiche B.21.52.23 d'Octobre 1971		B.21.52.23

Tableau 10.5 : Fiche technique des câbles tripolaires à surfaces métallisés (C-33-100)

# CHAPITRE 10 : Annexes

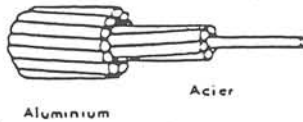
C11 MAJ 14/12/1994

Conducteurs en aluminium-acier

B212231 FOLIO 1

ELECTRICITE DE FRANCE Guide Technique de la Distribution	CONDUCTEURS CONDUCTEURS NUS POUR LIGNES AERIENNES ET BRANCHEMENTS AERIENS	B.21.22
		Fiche 31

CONSTITUTION



NOTA : Le sens du câblage de la première couche de fils toronné en partant du centre est à gauche. Exception est faite pour le câble de section nominal 37,7 mm<sup>2</sup>.

CARACTERISTIQUES ESSENTIELLES

DESIGNATION	Section (mm <sup>2</sup> )					
	37,7 N	59,7 N	75,5 N	116 N	147 N	228 N
Nombre de fils (acier) (aluminium)	3	7	7	7	7	7
	9	12	12	30	30	30
Diamètre des fils (mm)	2	2	2,25	2	2,25	2,8
Diamètre extérieur (mm)	8,3	10	11,25	14	15,75	19,6
Sections nominales (acier) (aluminium)	9,4	22	27,8	22	27,8	43,1
	28,3	37,7	47,7	94,2	119,3	184,7
Masse linéique (kg/km)	155	276	348	432	547	848
Charge de rupture (daN)	1 540	3 050	3 840	4 145	5 200	7 710
Module d'élasticité (h bar)	8 560	10 150	10 150	7 850	7 850	7 850
Coefficient de dilatation (10 <sup>-6</sup> )	17,1	15,4	15,4	18	18	18
Résistance linéique à 20° (ω /km)	1,020	0,765	0,605	0,306	0,243	0,157
Intensité admissible (A)	105	155	175	300	345	460
NUMERO DE NOMENCLATURE (Couche extérieure graissée)	59.54. 222	234	246	285	287	295

UTILISATION

Réseaux aériens MT en cas d'efforts mécaniques importants.  
Choisi dans la gamme ci-dessus, 3 ou 4 sections préférentielles.

SPECIFICATION : NF C-34-120

Octobre 1971		
Annule et remplace la fiche B.21.22.31 d'Avril 1968	CONDUCTEURS EN ALUMINIUM-ACIER	B.21.22.31

Tableau 10.6 : Fiche technique des lignes aériennes en aluminium-acier

# CHAPITRE 10 : Annexes

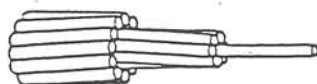
C11 MAJ 13/03/1989

Conducteurs en alliage d'aluminium - ASTER

B212221 FOLIO 1

ELECTRICITE DE FRANCE Guide Technique de la Distribution	<b>CONDUCTEURS</b> CONDUCTEURS NUS POUR LIGNES AERIENNES ET BRANCHEMENTS AERIENS	B.21.22  Fiche 21
-------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------

**CONSTITUTION**



NOTA : Le sens du câblage de la couche extérieure est toujours à gauche.

**CARACTERISTIQUES ESSENTIELLES**

DESIGNATION		Famille Section nominale (mm <sup>2</sup> )	ASTER	ASTER	ASTER	ASTER	ASTER	
			34,4	54,6	75,5	148	228	
COMPO- SITION	Alliage d'aluminium	Nombre de brins	7	7	19	19	37	
		Diamètre (mm)	2,5	3,15	2,25	3,15	2,8	
Diamètre extérieur (mm)			7,5	9,45	11,25	15,75	19,5	
Résistance linéique à 20°C ( ω /km)			0,958	0,603	0,438	0,224	0,146	
Charge de rupture (daN)			1105	1755	2430	4765	7340	
Masse linéique du câble (kg/m)			0,094	0,149	0,208	0,407	0,627	
Module d'élasticité E (hbar)			6200	6200	6000	6000	5700	
Coefficient de dilatation α (°C) <sup>-1</sup>			0,000023					
Intensité admissible (A)			145	190	240	365	480	
Moment électrique (MW/km pour 1 %)			10 kV	0,88	1,29	1,63	2,51	3,12
			15 kV	2	2,9	3,7	5,6	7
			20 kV	3,5	5,1	6,5	10	12,5
			30 kV	7,9	11,6	14,7	22,6	28
Numéro de nomenclature (couche extérieure graissée)			59.52.334	59.52.352	59.52.366	59.52.455	59.52.486	

**UTILISATION**

Réseaux aériens MT : Lignes principales : ASTER 75,5 - ASTER 148 (ASTER 228)  
 Lignes secondaires : ASTER 34,4 - ASTER 54,6

Réseaux aériens BT : 4 ASTER 34,4  
 J ASTER 54,6 + 1 ASTER 34,4  
 3 ASTER 75,5 + 1 ASTER 54,6

SPECIFICATION : NF C-34-125

Décembre 1977	<b>CONDUCTEURS EN ALLIAGE D'ALUMINIUM</b>  ASTER	B.21.22.21
Annule et remplace la fiche B.21.22.21 d'Octobre 1971		

Tableau 10.7 : Fiche technique des lignes aériennes en aluminium ASTER

1 • Ordre de grandeur des capacités homopolaires  $C_0$  et des courants capacitifs résiduels  $3 I_0$  des anciens câbles et des lignes aériennes

Tension de Service kV	Tension nominale kV	Section (mm <sup>2</sup> )	Câbles souterrains isolés au papier						$C_0$ μF/km	$3 I_0$ A/km		
			Câble à champ radial Unipolaire triphasé métallisé		Câble tripolaire à champ non-radial Conducteurs ronds		Conducteurs sectoriaux					
			$C_0$ μF/km	$3 I_0$ A/km	$C_0$ μF/km	$3 I_0$ A/km	$C_0$ μF/km	$3 I_0$ A/km				
10	3,2	30			0,12	0,35	-	-	5 x 10 <sup>-3</sup>	0,015		
		38			0,12	0,37	0,16	0,49				
		48			0,13	0,38	0,17	0,52				
		75			0,13	0,4	0,20	0,60				
		95			0,14	0,41	0,22	0,65				
		116			0,14	0,43	0,23	0,70				
	148			0,15	0,45	0,25	0,76					
	240			0,16	0,49	0,30	0,89					
	5,3	5,3	30	0,32	1,74	0,10	0,57	0,12	0,64	5 x 10 <sup>-3</sup>	0,027	
			38	0,35	1,9	0,11	0,58	0,13	0,69			
			48	0,40	2,18	0,11	0,60	0,14	0,73			
			75	0,48	2,61	0,12	0,65	0,15	0,84			
			95	0,52	2,83	0,12	0,67	0,16	0,90			
			116	0,58	3,16	0,13	0,70	0,18	0,96			
		148	0,64	3,48	0,13	0,73	0,19	1,04				
		240	0,79	4,3	0,14	0,78	0,22	1,18				
		11,6	11,6	30	0,21	1,15						
				38	0,24	1,3						
48				0,27	1,47							
75				0,33	1,8							
95	0,36			1,96								
116	0,41			2,23								
148	0,46	2,5										
240	0,58	3,16										
15	8,7	30			0,09	0,77	0,11	0,87	5 x 10 <sup>-3</sup>	0,04		
		38			0,10	0,81	0,11	0,92				
		48			0,10	0,86	0,12	0,99				
		75			0,11	0,92	0,14	1,12				
		95			0,12	0,96	0,15	1,21				
		116			0,12	0,99	0,16	1,3				
	148			0,13	1,04	0,17	1,39					
	240			0,14	1,12	0,19	1,57					
	11,6	11,6	30	0,21	1,72							
			38	0,24	1,96							
			48	0,27	2,21							
			75	0,33	2,69							
			95	0,36	2,94							
			116	0,41	3,35							
	148	0,46	3,76									
	240	0,58	4,74									
	20	11,6	30	0,21	2,29	0,08	0,91	0,09	-	5 x 10 <sup>-3</sup>	0,054	
			38	0,24	2,61	0,09	1,01	0,10	1,13			
48			0,27	2,94	0,10	1,09	0,11	1,23				
75			0,33	3,59	0,11	1,19	0,13	1,41				
95			0,36	3,92	0,11	1,24	0,14	1,51				
116			0,41	4,47	0,12	1,29	0,15	1,61				
148			0,46	5,01	0,12	1,33	0,16	1,72				
240			0,58	6,32	0,13	1,44	0,18	2				

2 • Ordre de grandeur des capacités homopolaires des câbles HN 33 S 23 sous 20 kV

Section en mm <sup>2</sup>	$C_0$ μF/km	$3 I_0$ A/km
3 x 50	0,16	1,8
3 x 95	0,19	2,1
3 x 150	0,225	2,5
3 x 240	0,270	3

Calcul du  $3 I_0$ /km pour un câble 3 x 50 mm<sup>2</sup> :

$$3 I_0 \begin{cases} = 3 \sqrt{C_0 \omega} \\ = 3 \cdot 11\,600 \cdot 0,16 \cdot 10^{-9} \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \\ = 1,75 \text{ A arrondi à } 1,8 \text{ A.} \end{cases}$$

Tableau 10.8 : Fiche technique des capacités homopolaires des lignes aériennes et des câbles





# CHAPITRE 11 :

**English reduced version**



## CHAPITRE 11 ENGLISH REDUCED VERSION

### SINGLE PHASE EARTH FAULT LOCATION IN NEUTRAL COMPENSATED DISTRIBUTION SYSTEMS

#### 1. Introduction

The French power utility EDF recently decided to change the neutral system of its rural distribution systems. The hitherto existing impedant grounding of the HV/MV transformers neutral point will be replaced by an arc suppression coil ("Petersen-coil").

This important modification concerns about 1800 substations in France. It aims at a significant reduction of the fault current during a single phase earth fault. This fault type is most frequent in distribution systems.

The fault current reduction diminishes the risk of line maintenance personnel and public during earth faults and reduces damage of the system's devices. It also enhances the self-extinction of arcing faults and contributes, therefore, to a considerable improvement of power quality.

The disadvantage of neutral compensated systems is that fault detection and location is more difficult. For the detection of faults and the selection of the faulted feeder, EDF has already found a reliable solution.

In contrast, fault location is more difficult in compensated systems. At present, only permanent and self-extinguishing faults can be located by system reconfiguration and by the line maintenance personnel's control of the faulted feeder.

This fault location procedure can take a duration of up to several hours.

For the most common fault type in neutral compensated systems, fugitive self-extinguishing single phase faults, no reliable location method exists up to now. The interest in locating such faults is to control devices which have probably been damaged (isolators, ...) and to eliminate causes of irregularly repeating faults (tree branches close to lines, ...)

In consequence, we propose a fault location approach for the location of low resistive self-extinguishing or permanent earth faults. This approach has the following features:

- location of faults with a very short duration is possible
- determination of the fault distance or a probable fault zone in a radial distribution system
- only currents and voltages at the infeed of the busbar and the residual currents of the feeders are exploited
- consideration of data uncertainty
- data acquisition of parameters in order to improve the accuracy of the approach
- use of low-priced standard equipment

An algorithm satisfying these conditions has been developed and was validated by a simulation program of the LEG, a power system simulator of EDF and with experimental results of a real distribution system.

## 2. Neutral compensated distribution systems

### 2.a Structure

In electric power systems, we can generally distinguish between transport systems and distribution systems. Transport systems, used for energy transport over long distances, have a meshed structure for reasons of the system's security and stability. Distribution systems, connected by HV/MV substations ("poste sources") to a transport system, distribute the energy in a limited area to the consumers (fig.2.1/p.4). In France, about 1800 HV/MV substations exist, feeding distribution systems in rural or suburban areas. The total length of all connected distribution systems is about 590 000 km of lines and cables.

These distribution systems have a radial structure which means that no meshes exist (fig.2.1/p.4: either Int1 or Int2 is open). In general, they are composed of 5 to 10 feeders ("départs") connected to the busbar ("jeu des barres"). The average total length of each feeder is about 50 km. The considered voltage level is 20 kV (tab.2.1/p.5).

### 2.b Neutral compensation

In MV distribution systems, several approaches exist to treat the neutral point (distributed or isolated neutral, direct, impedant or compensated neutral grounding) (fig.2.2/p.5).

Grounding by an arc suppression coil (Petersen Coil) in order to compensate capacitive fault currents in single phase earth faults is a well known technique, widely used, mainly in European distribution systems (tab.2.2/p.5). By this means, a significant reduction of single phase fault currents is achieved. This contributes, on the one hand, to a better supply quality by reducing the number of short supply disconnections since most of the single phase earth faults are self-extinguishing. On the other hand, self-extinguishing earth faults and small fault currents, due to compensation, impose higher constraints on fault detection and location strategies.

The French utility Electricité De France (EDF), still using an impedant grounding, has recently decided to replace their neutral system of rural MV distribution networks by a compensated system .

Fig.2.3.a/p.6 shows a simplified equivalent circuit of a compensated HV/MV substation and the corresponding distribution system. The three phases of all feeders can be represented by total phase-to-ground admittances which are, in practice, almost purely capacitive.

In the normal state of the system, these admittances have, about the same value for each phase of a feeder, so that the system is symmetric, with the exception of small natural unbalances. In consequence, the sum of the three phase currents (referred to as the residual current), is very small.

If, however, a single phase earth fault occurs, the whole system turns into unbalance. Depending on the fault resistance, the voltage of the faulted phase decreases, whereas those of the other two increase. A fault current  $I_{def}$  is passing to ground (point A) as well as, for each feeder, the resulting capacitive currents of the two unfaulted phases (point B). If the neutral point is connected to ground by a coil - as in the case of compensated networks, a neutral-to-ground current  $I_{NG}$  exists; its is in opposite to those of the capacitive currents, previously mentioned (eq.2.2/p.7).

The sum of the total capacitive currents, the current in the neutral-to-ground connection and the fault current is always zero at the point A. If the inductance  $L_{NG}$  of the coil is well chosen,  $I_{NG}$  has the same magnitude as the total capacitive current, and the fault current  $I_{def}$  is thus reduced to almost zero (eq.2.3.a/p.7). Only a small active part remains due to resistances in the system. Fig.2.3.b/p.6 shows the orientation of the involved vectors for the case of a sound earth fault ( $R_f=0$ ) in a slightly overcompensated system.

The task of an automatic control unit which is installed in many of the existing compensated distribution systems is to determine and to set the value of  $L_{NG}$  for which  $I_f$  has its minimum. This point is also called the "resonant point" of the system since the neutral-to-ground voltage is maximal. In this state, the system is tuned.

For the tuning of the system, the well known "basic equation of compensated systems" (eq.2.7/p.8) can be used. It describes the influence of the three basic parameters, mismatch  $m$ , damping  $d$  and unbalance  $k$ , on the normalized neutral-to-ground voltage  $\underline{v}_{NG}$  of the system, where  $V_n$  is the rated rms phase-to-neutral voltage of the distribution system.

Hitherto existing tuning systems are based on the analysis of the neutral-to-ground voltage. By varying the mismatch, these systems aim to find the resonance point. However, these methods have some disadvantages. First a remarkable unbalance of the system is necessary to obtain measurable values for  $\underline{v}_{NG}$ . Then for the variation of the system's mismatch the inductance of the coil has to be modified very often. Finally, coils have to be used which allow very small and accurate variations of their inductance.

These are the reasons why a different approach for the tuning of the system has been developed by EDF. This novel method is based on a temporary injection of current at the neutral point, which causes a variation of the neutral-to-ground voltage  $\underline{V}_{NG}$ . By measuring phase and magnitude of  $\underline{V}_{NG}$  and the injected current before and during injection, the three basic parameters of the system (mismatch  $m$ , unbalance  $k$  and damping  $d$ ) can be determined.

Since the mismatch of the actual state is known, the system can be turned into optimal compensation, when the coil's inductance is adjusted by the corresponding value.

Using this fast and uncomplicated method, no variation of the coil is necessary before its final adjustment. It leads to exact results, also for the case of very small unbalances, and permits the use of stepwise regulated coil impedances, which are less expensive than continuously regulated ones.

## 2.c Earth faults in distribution systems

Most of the earth faults in distribution systems are caused by overvoltages due to lightning strikes. In addition, objects (trees, birds, etc.) close to overhead lines can provoke an electric arc between conductors and a grounded mass. Cable faults due to insulation failures are often observed in cable connection points.

In general, two types of earth faults have to be distinguished:

- non-permanent faults (self-extinguishing faults)
- permanent faults

In neutral compensated distribution systems, most of the arcing faults are self-extinguishing because of the fault current reduction. However, they can be restriking faults which means a sequence of several self-extinguishing faults.

EDF fault statistics have shown that 70%- 80% of permanent and non-permanent faults are single phase faults, most of them are self-extinguishing in compensated systems.

The fault resistance, which is mainly determined by the grounding resistance of the towers (fig.2.4/p.11), has been shown to be lower than  $30 \Omega$  in most cases. More than a third of them are lower than  $10 \Omega$  (tab.2.3/p.12). It should be noted that these values also include the resistance of the line (typical value for a MV line:  $0.22 \Omega/\text{km}$ ) and of the earth (typical value:  $0.05 \Omega/\text{km}$ ), since the measurements have been made in the substation. In consequence, the resistance of the "fault itself" ( $(R_{\text{arc}}) + (R_{\text{tower}}) + R_{\text{tower-ground}}$ ) (fig.2.4/p.11) is still lower than the measured value.

## 2.d Single phase fault treatment at EDF

Concerning the treatment of earth faults three different tasks have to be performed:

- fault detection
- selection of the faulted feeder
- fault location (faulted line element or device)

In EDF distribution systems, detection relays installed in MV substations detect and eliminate phase-to-phase faults and sound single phase earth faults with a resistance lower than several kilo-ohms. These relays, which generally use the zero-sequence watt-metric component measured for each feeder, also work in compensated systems (fig.2.5/p.14).

New algorithms were developed in order to detect highly resistive single phase earth faults in those systems and to select the faulted feeder. Such faults cannot be eliminated by conventional detection relays. The algorithms can be implemented in the control unit located in the substation. They are based on steady state considerations of permanent earth faults and evaluate phase and magnitude of the system's currents and voltages at the fundamental frequency.

The three most important algorithms are DESIR (static and dynamic version) and DDA.

Staged tests have shown that they can detect permanent resistive earth faults up to 100 k $\Omega$  and also select the faulted feeder.

Fault location is necessary to identify the faulted element in the system in order to allow, after a feeder was tripped, a fast resupply of consumers by reconfiguration of the system; this step involves manual or remote controlled switching operations (fig.2.5/p.14).

Another aim is to identify and to control devices which may have been damaged by earth faults. (e.g. insulator string with broken shed) and to eliminate causes of irregularly repetitive faults (e.g. tree branches close to lines).

EDF uses a combination of three methods in order to locate faults which caused tripping on a feeder.

- 1.) Evaluation of fault direction indicators, installed in strategic points of the system.
- 2.) Successive resupply of disconnected line elements under observation if the fault is transferred on another feeder.
- 3.) Visit of the faulted line or cable element by service staff.

High restrictive permanent earth faults that do not cause an immediate trip of the feeder and regularly repetitive self-extinguishing faults could principally be located by the use of the new detection algorithms and systematic reconfiguration of the system.

Self-extinguishing earth faults, existing only for a short duration of some ten milliseconds, do not cause consumer disconnections, but can, nevertheless, damage system devices. These faults, which are very frequent in neutral compensated systems, can not be located up to now.

## 2.e The aim of this thesis

This thesis deals with low resistive self-extinguishing or permanent single phase earth faults in compensated distribution systems and provides a new approach for their location.

A location algorithm had to be conceived, developed and tested that can be installed in HV/MV substations and which could determine the fault distance or a probable zone of the fault's position (fig.2.6/p.17).

An important condition was the exclusive use of signals measured in the substation. The algorithm should take into account the radial structure of the system without any use of information outside the substation. Currents and voltages measured and registered at the infeed of the busbar as well as the residual currents ("courant résiduel") of each feeder may be used, but not, for reasons of lower cost, the phase currents of the feeders.

## 3. The single phase fault location approach

The developed fault location approach is based on the evaluation of transient phenomena due to single phase earth faults. An evaluation of higher frequency signals is more appropriate than the use of 50



Hz signals, because they are less influenced by the compensation coil. The 50 Hz fault current is very low in a well tuned compensated system (objective: < 40 A for EDF systems), and its exact distinction from the load current, for the use of fault distance calculations, is very difficult.

In the first part of this chapter, the different transient phenomena due to single phase earth faults are studied. It will be shown that, in general, two characteristic higher frequency oscillations could be exploited (the discharge of the faulted phase and the charge of the two unfaulted phases); the latter has been chosen for our approach.

The second part of this chapter presents in detail our approach for the fault location. It is based on a spectrum analysis of the input signals, the determination of complex phasors at the charge frequency of the unfaulted phases (100 Hz - 300 Hz) and the numeric calculation of the fault distance using a model of the faulted system.

### 3.a Theoretic study of transient phenomena due to earth faults

Fig.3.1/p.20 shows typical signals for a single phase earth fault in neutral compensated systems. They were obtained by the use of the EDF numeric power system simulator ARENE (chap.5).

In most cases, an earth fault appears ("amorçage") in the voltage maximum of the corresponding phase. The magnitude of the 50 Hz voltage reduces suddenly, whereas those of the two unfaulted phases rise by a factor  $\sqrt{3}$  (low resistive fault). These fast changes between two steady states cause high frequency oscillations. With the extinction of the fault several milliseconds later, the phase voltage and currents return to the initial state.

Generally, three types of transient phenomena superpose simultaneously during an earth fault [Pundt. 63] (fig. 3.2 / p. 21):

- discharge of the faulted phase
- charge of the unfaulted phase
- reaction of the compensation coil

The discharge of the faulted phase causes high frequency oscillations (1 kHz -100 kHz) in the faulted feeder. The unfaulted part of the system is less involved. These oscillations are due to travelling waves and their reflection at the transformer (inductance  $\approx$  open end) the fault position (arc  $\approx$  short circuit) (fig.3.3/ p.23). In consequence, the discharge frequency depends on the fault distance (eq.3.2/p.23). The duration of this phenomenon, damped by the active part of the wave impedance, is about 10 ms - 100 ms.

The charge of the unfaulted phases causes an oscillation at medium frequencies (100 Hz - 300 Hz). Their origin is the fast variation of the neutral-to-ground voltage  $V_{NG}$  that changes for a sound fault from a very small magnitude to the system's nominal voltage ( $V=20kV/\sqrt{3}$ ). As a result, the voltages of the unfaulted phases rise by a factor of  $\sqrt{3}$ . This fast variation of voltage levels causes a damped oscillation in the current, charging the unfaulted phases. This oscillation is determined by the

inductance and resistance of the faulted conductor and the transformer as well as by the unfaulted phases total capacitance (fig.3.4/p.24). The frequency of the charge oscillation depends, therefore, on the fault distance and on the capacitance of the unfaulted system (eq.3.3/p.24). The higher the capacitance of the system and the more distant the fault position, the lower is this frequency. Because of its high inductance, the compensation coil can be neglected in the charge process. The fault resistance is the most important parameter acting on the damping. The duration of this phenomenon is about 5-80 ms.

#### The reaction of the neutral coil:

With a low resistive earth fault, the compensation coil is suddenly submitted at the nominal voltage of the system (fig. 3.5/p.25). If the fault does not occur at the maximum of the voltage  $V_1$ , an exponentially decreasing transient part, is added to the 50 Hz stationary neutral to ground current because the total current  $I_{NG}$  has to be continuous (fig3.6/p.26). However in most of the cases however, the fault occurs at the voltage maximum. Therefore the neutral-to-ground current consists only of the stationary sinusoidal part which corresponds, in a well tuned system, to the system's total capacitive current.

The damped oscillation after fault extinction is another transient phenomenon which contains no information of the fault distance because the fault has already disappeared [Poll.82] [Pundt.63]. During a single phase fault, the zero-sequence system, being connected to the positive-sequence system, is oscillating at fundamental frequency (50 Hz). When the fault disappears, the isolated zero-sequence system continues to oscillate at its resonance frequency. Depending on the system's mismatch, this frequency can be different from 50 Hz. For the French distribution systems, it is supposed to vary between 30-80 Hz. For very high zero-sequence frequencies (80-100 Hz), this phenomenon can have a negative influence on the location of short non-permanent faults if, at the same time, the exploited charge frequency is very low ( $\approx 100$  Hz). For well tuned systems, a separation of these phenomena by filtering is possible and, therefore, allows the location of very short self-extinguishing earth faults.

#### Transient phenomenon exploited for fault location:

Both the charge and the discharge phenomena could theoretically be used for the fault location. Our approach is based on the exploitation of the charge process which causes much lower frequencies (tab.3.1/p.30) and thus allows the use of conventional fault signal recorders, though the sampling frequency is generally 10 kHz or lower.

### **3b Detailed description of the fault location approach**

For the location of single phase earth faults, we propose an algorithm that determines the faulted element and the fault distance by using a model of the entire system. It is based on calculations using complex signal phasors at a fixed frequency. This frequency is not the fundamental frequency (50

Hz) but the frequency of the two unfaulted phases' charge oscillations (150-300 Hz). Fig.3.10/p.32 illustrates the general principle of the approach. In the first step, we transform the input signals ( $s_1, \dots, s_n$ ), recorded in the substation into complex phasors ( $S_1, \dots, S_n$ ) at the charge frequency  $f^*$ . Then, a model of the system is used depending on the line parameters  $R, L, C$ , the frequency  $f^*$ , and the fault resistance  $R_{def}$ . Using phasors at a fixed frequency  $f^*$ , the same calculation rules as known for 50 Hz calculations can be used. However, the frequency  $f^*$  also has to be considered when calculating system impedances.

If all the input phasors and parameters of the system are known, the only unknown variable, the fault distance  $d$ , can be determined by a single equation. This complex equation is normally of a higher order depending on the size of the system and the model being used. Its roots can be obtained numerically. The valid solution is selected by the application of plausibility criteria.

In practice, the fault resistance represents a second unknown parameter. It is determined beforehand using an estimation method based on the evaluation of 50 Hz voltages (§3.3.6/p.52).

The proposed fault location approach can so be subdivided into four major steps:

- 1.) signal processing and evaluation
- 2.) modeling of a radial distribution system
- 3.) fault resistance estimation
- 4.) numerical resolution and determination of the fault's position

#### Signal processing and evaluation:

Signal processing has an important role in our approach. Fig.3.11/p.33 shows the principle of the applied method. First, all input signals  $s_1, \dots, s_n$  (phase-to-ground voltages and phase currents at the infeed of the busbar and the feeders' residual currents) are filtered by phase linear FIR filters (Finite Impulse Response) [Mat\_Sig\_Proc.94], blocking frequencies higher than 2500 Hz and lower than 80 Hz. The sampling frequency of recorded EDF data was 10 kHz.

Then, the frequency spectra are obtained using a FFT (Fast Fourier Transform). The FFT observation window is chosen equally for all exploited signals. It starts with the occurrence of the fault and ends about 20-40 ms later depending on the examined case.

By comparing of the zero-sequence voltage and current spectra (fig.3.12/p.35), the common dominant resonant frequency which corresponds, in most of the cases to the system's charge frequency, is determined.

Once this frequency  $f^*$  is found, the corresponding ray is transformed for all input signals into complex phasors (fig.3.11/p.33).

This signal evaluation method, using a FFT, will be compared later (chap.6) to another signal processing method, the "Prony-transformation".

#### Modeling of a radial distribution network:

An important constraint for our approach is the initial condition: only to use signals recorded at the infeed of the busbar and the residual currents of the feeders. Therefore, we need a model that takes into account the radial structure of the entire system. Other approaches on fault location in compensated distribution systems, having different structures and characteristics from those of EDF, do often use currents and voltages measured outside of the substation. They do not need to take into account the entire system's structure (Igel.90,91, 93],[Koglin.88],[Schegner.89],[Maun.90].

We developed a new algorithm that examines iteratively every element of a radial system, if -and in which distance- a fault has occurred on this element.

The algorithm is based on a recursive routine that calculates automatically simple equivalent matrices for branches in the faulted feeder and for the unfaulted part of the system.

An element defined as the homogeneous connection between two nodes of the system can be represented by an eight-pole ("octopôle") in the three phase system (fig.3.13/p.37). For the representation of a fault on an element two eight-poles with identical line parameters  $R'$ ,  $L'$ ,  $C'$  are used.

Using symmetrical components, these eight-poles can be transformed into corresponding four-poles ("quadripôles") in the positive-, negative- and zero-sequence systems (fig.3.15/p.39). This transformation can be executed for a faulted element  $i$  and the connected upstream and downstream part ("en amont" / "en aval").

The four-pole theory permits the determination of output signal vectors ( $\underline{V}_2, \underline{I}_2$ ) as a function of input signal vectors ( $\underline{V}_1, \underline{I}_1$ ) of a "black box" represented by a 2x2 matrix ( $\underline{B}$ ) (eq.3.19/p.40). The matrix coefficients for typical structures used for line and cable representations can be found in Tab. 3.2/p.41. Applying the four-pole theory to the system's representation in symmetrical components, the signal vectors  $\underline{V}_{i,di/in/ho}$  and  $\underline{I}_{i,di/in/ho}$  of any element  $i$  can be determined as a function of the known signal vectors in the substation, if the upstream part of the system, referred to „i“, can be represented by 2x2 matrices  $\underline{B}_{am,i,syst}$  in the three symmetrical component systems (syst = di,in,ho) (fig.3.19/p.44).

We developed a recursive routine that calculates these equivalent matrices for any radial structure of coupled four-poles. It also furnishes also the input admittance of any ramified branch, for example, the equivalent admittance of the downstream part  $\underline{Y}_{av,i,syst}$  or those of the unfaulted feeders.

As shown in Fig. 3.20/p.44, the equivalent admittance representing a branch can be expressed by new four-poles inserted at the corresponding node. In this manner, a serie of coupled four-poles is obtained which is equivalent to the initial radial structure. By matrix multiplication, a series of four-poles can be transformed into a single four-pole represented by a 2x2 matrix. This operation is carried out the same way in the positive-, negative- and zero-sequence system.

The figures 3.17/p.42 and 3.18/p.43 illustrate the two main tools used by the recursive routine:

- coupling of a series of four-poles
- determination of a new four-pole representing a side-branch

In conclusion, we obtain two important results applying the described transformation:

- 1.) The input signal vectors  $\underline{V}_{i,di/in/ho}$  and  $\underline{I}_{i,di/in/ho}$  of any element  $i$  can be calculated.
- 2.) The equivalent admittances  $\underline{Y}_{av,i,sys}$  of the downstream branch of any element  $i$  can also be obtained.

In consequence, the general equation of the fault location approach (eq.3.34/p.46) can be derived by the use of phasor relations at the supposed fault location (fig.3.21/p.45). The figure shows the four-pole representation in symmetrical components of an element  $i$ , supposed to be faulted. The three systems are coupled by  $3 R_{def}$  at the supposed fault position (node "d"). The element  $i$  is split into two parts: upstream ( $i\dots d$ ) and downstream ( $d\dots i+1$ ) represented by the matrices  $\underline{B}_{i,sys}(di)$  and  $\underline{B}_{i,sys}(li-di)$ , depending on the fault distance  $d_i$  in element  $i$ .

The voltages  $\underline{V}_{d,sys}$  and the current  $\underline{I}_{ho,sys}$  at the node  $d$  are calculated analytically, depending on the distance  $d_i$  (eq.3.26-29/p.46). The sum of these three voltages is equal to  $3V_{def}$  and is determined by the fault current  $\underline{I}_{def}$  and the fault resistance  $R_{def}$  (eq.3.30/p.46). By transforming the dotted part of the zero-sequence system (downstream of  $d$ ) into an equivalent admittance  $\underline{Y}_{rest,i,ho}$ , the fault current can be determined (eq.3.31/p.47), and we obtain the general equation of the fault location approach depending on  $d_i$  and the fault resistance.

The matrix coefficients  $\underline{b}_{i,sys}$  depend on the line model chosen. Eq.3.35a-i/p.47 shows the coefficients for a line model example (fig.3.22/p.47). It has to be noted that the pulsation  $\omega$  is at the charge frequency (150-300 Hz) and not at fundamental frequency. We compared 18 different models (chap. 4) which can be found in the appendix (annexe 10.2). The exploited load model is presented in fig.3.25/p.51. In French distribution systems, the load neutral point is not grounded.

#### Numerical resolution and determination of the fault position:

The fault location equation (eq.3.34/p.47) has been transformed analytically into a general form using complex coefficients, which does not depend on the fault distance (eq.3.36/p.48). Depending on the line model chosen we obtain an equation of a higher order. For an equation of an order  $k$ ,  $k$  solutions (real or complex) are possible. They are numerically solved using a standard MATLAB command.

If a fault exists on the examined element  $i$ , one valid solution is obtained. The other  $k-1$  solutions are mathematically correct, however they are physically infeasible. If the fault did not occur on the examined element, no valid solution is obtained (exception: ambiguous solutions for faults in parallel branches).

Plausibility criteria have been introduced to select valid solutions (fig. 3.23/p.49). Two zones (sure fault/probable fault) were defined depending on the real and imaginary part of the estimated fault distance  $\underline{d}_i$ . For taking into account modeling errors, uncertainty of parameters and signal processing errors (chap. 5), we permit a high imprecision of the imaginary part that should normally be zero and a small imprecision of the real part that should normally be between 0 and  $l_i$  (length of element  $i$ ).

The fault location algorithm examines iteratively one element after the other and stores the valid solution(s) and the corresponding element number(s).

Due to the initial condition that only signals measured in the substation should be used, we obtain, in some cases, ambiguous valid solutions (fig.3.24/p.50).

Often, the faulted feeder is known, and therefore, the number of possible fault positions is reduced. The precise location of some possible fault positions in a limited zone of the faulted feeder represents already very helpful information, especially when it can be combined with the information of fault direction indicators installed at some strategic points in the system.

#### Fault resistance estimation:

The fault resistance represents a second unknown variable in the fault location equation (eq.3.34/p.47). It is estimated using the 50 Hz direct and zero-sequence voltage. Assuming that the system is well tuned the equivalent circuit can be simplified. Since the inductive neutral-to-ground current compensates the capacitive current of the system, we can neglect the corresponding reactive elements (fig.3.26/p.52). The line and ground resistance, being small compared to the damping resistance  $R_{am}$  (typical value for EDF systems:  $R_{am} = 577 \Omega$ ), the fault resistance can be estimated (eq.3.40/p.52)

Fig. 3.27/p.54 shows a flow-chart of the fault location approach and gives an overview of the described steps. The update to the data-basis has to be done separately when the structure of the system or line parameters change. Modifications of the system's structure can be performed several times a day due to faults or due to improvements of the load flow.

## 4. Validation of the approach and model selection for lines and cables

The fault location approach, based on the exploitation of the system's charge frequency, uses a model representation of each line or cable element of the system.

The study compares 18 models (appendix 10.2) which have different compositions of the electric elements:

- "simple model" (all capacitance neglected)
- "asymmetrical model, capacitors on upstream end"
- "asymmetrical model, capacitors on downstream end"
- "PI-model"
- "T-model"

These model structures either take into account or neglect

- phase-to-phase capacitances
- neutral inductances

In this chapter, we validate our approach for a simplified test distribution system. Comparing the results obtained from different line models, we can finally make a selection of the most appropriate ones.

The validation of our approach and the test of line and cable models is based on simulations with the CIRCUIT simulator which was developed at LEG (Laboratoire d'Electrotechnique de Grenoble). Test signals corresponding to simulated faults in finely modeled line and cable structures could be obtained using CIRCUIT.

These signals were analyzed by our location algorithm, which used exactly the same system parameters ( $R'$ ,  $L'$ ,  $C'$ ,  $I$ ,  $R_{def}$ ) as those used for the model in the simulation.

The criterion for the algorithm's accuracy and the approximation of the tested models was the estimation obtained by comparing the estimated fault distance  $d_{est}$  to the veritable fault distance  $d_{vér}$  (fig.4.1/p.58).

The simplified test distribution system consisted of a 10 km line or cable representing the faulted feeder and of concentrated phase-to-ground and phase-to-phase capacitors representing the unfaulted feeders (fig.4.2/p.59). For the transformer, idealized voltage sources and an equivalent impedance were used. As practiced in French distribution systems, a damping resistor  $R_{am}$  was connected in parallel to the compensation coil that is exactly tuned to the system's capacitive current (mismatch  $m=0$ ). We chose system parameters, which closely corresponded to a typical EDF MV substation (tab.4.1/p.61), (tab.4.2/p.62).

Line and cable parameters (tab.4.3/p.63), (tab.4.4/p.65) used both in the simulator and the location algorithm, were calculated applying approximation formulas (eq.4.9-4.16/pp.62-6.4)[Feser.92] to existing line and cable geometries.

EDF MV three phase unipolar cable screens are grounded at both ends (fig.4.4/p.64). Therefore, we neglected the cables' phase-to-phase capacitance and mutual inductances ( $f_{charge} = 100-300$  Hz).

Fig.4.5/p.66 shows two test system examples ((a) faulted line, (b) faulted cable). The faulted element finely subdivided into ten sections.

We simulated signals of single phase faults for 1, 5 and 9 km distances with different fault resistances (0.1  $\Omega$ , 1  $\Omega$ , 10  $\Omega$ , 50  $\Omega$ , 100  $\Omega$ ) (fig.4.6/p.67).

#### Validation results:

The results validated our approach and confirmed the hypothesis that the charge oscillation can be exploited for the fault location.

The charge frequencies observed in the simulated signals (195 - 312 Hz), are approximately equal to the theoretical values (tab.3.1/p.30). For low fault resistances (0.1  $\Omega$  and 1  $\Omega$ ) the fault position was estimated with high precision (real part error < 1%) (tab.4.5/p.68). Errors in the imaginary part of the estimated fault distance (normally:  $Im(d)=0$ ) have been observed to increase with signal damping due to a higher fault resistance and fault distance. For lines, the error due to damped signals influences the real part of the estimated fault distance much less than for cables.

An explanation of this important phenomenon will be given in the parametric study (chap.5).

For fault resistances of 50  $\Omega$  and more, we observed a high sensitivity of our algorithm to the choice of signal processing parameters.

### Line and cable model selection:

We compared the efficiency of various line and cable models in different cases. Some of them are shown in fig.4.7/p.71, where the model corresponding to the indicated number can be found in the appendix (10.2).

Concerning the accuracy of fault distances, the following observations could be made:

- higher errors for models neglecting neutral inductances (odd model numbers)
- asymmetric models, capacitors upstream -> distance estimated too short
- asymmetric models, capacitors downstream -> distance estimated too high
- PI-model -> distance estimated precisely (slightly too short)
- T-model -> distance estimated precisely (slightly too high)

A selection of model was made for different application objectives (tab.4.7/p.75)

The PI-model (no. 14) taking into account phase-to-phase capacities and neutral inductances was observed to be the most accurate one and was chosen for further studies of our approach (chap.5 and 6).

A simple model (no. 2), neglecting all capacitors is not appropriate for exact fault locations, but sufficiently precise for first pre-locations. Due to its simplified structure, this model could be used for the construction of complex phasor diagrams which explain important phenomena observed in the parametric study (chap.5). It was also used, in comparison to model (no. 14), in the experimental validation of our approach (chap.7).

## **5. Parameter influence on the algorithm's accuracy**

After validating the fault location approach for a simplified distribution system, we tested its accuracy for real size distribution systems.

In particular, we were interested in the system parameters' influence on the accuracy of the algorithm. Its sensitivity to system parameter change was studied, as well as its sensitivity to the uncertainty of line parameters, load or fault resistance.

A third aspect of the parametric study consists of the influence of signal processing on the algorithm's accuracy.

Three types of distribution systems (typical size at EDF) have been modeled with the numeric power system simulator ARENE, developed and commercialized by EDF. The simulated signals were evaluated by our location algorithm. The comparison between the estimated fault location(s) and the veritable fault location allowed to judge the algorithm's accuracy in each case.

Fig.5.1/p.7 provides an overview of the modeled distribution system structures. The faulted feeder was the same for the three systems. The number of unfaulted feeders and the cable length, however, were different (tab.5.1/p.79). The major difference between the three systems is the observed



capacitive current in the case of a sound single phase earth fault. This current determines the charge frequency of the system (eq.3.3/p.24).

- 1.) rural system, low cable sharing ( $I_c = 104 \text{ A}$ )
- 2.) rural system, medium cable sharing ( $I_c = 285 \text{ A}$ )
- 3.) periurban system, high cable sharing ( $I_c = 485 \text{ A}$ )

The modeled system sizes were about 250-400 km, including 90-150 line and cable elements and 80-120 loads.

Faults in four different elements have been examined (fig.5.1/p.78), a cable fault ( $am_c$ ) and three line faults ( $am_l$ ,  $mi_l$ ,  $av_l$ ). These faults have been simulated with different resistances (0.1  $\Omega$ , 5  $\Omega$ , 10  $\Omega$ , 50  $\Omega$ , 150  $\Omega$ ). Line and cable data, as well as substation element parameters, were chosen similar to existing EDF devices (tab.5.2/p.80; tab.5.3/p.81; tab.5.4/p.82).

All simulated faults were self-extinguishing single phase faults (appearance:  $t = 60 \text{ ms}$ ; extinction  $t \approx 100 \text{ ms}$ ) (fig.5.2/p.83).

## 5.a Simplified model for qualitative parameter influence explanation

Fig.5.3/p.84 shows the possible error sources affecting the accuracy of the fault location algorithm.

We can distinguish :

- errors due to real parameters of the system (simulated system) (1)
- errors due to signal processing methods (2-6)
- errors in the fault location algorithm model or errors due to parameter uncertainty (7-12)

We carried out a quantitative analysis of the parameters' influence using simulation result curves obtained by our algorithm. We also justified this analysis with qualitative considerations based on the construction and interpretation of complex diagrams.

We tried to find a simple relation between the estimated fault distance in a complex plane  $\underline{d}$  and the impedance phasors in another complex plane  $\underline{Z}$ . Therefore, we consider the simplified vector scheme for a low resistive single phase fault in an overhead line (Fig. 5.4/p. 85). We neglect all capacitances, loads and the lines part downstream of the fault.

Under these conditions, a relationship between the measured zero-sequence input impedance, the line impedance and the fault resistance can be found (eq.5.2/p.85).

The phasor diagram for case (a) shows how a fault in 3 km distance is located correctly ( $\text{Re}(\underline{d})=3\text{km}$ ),  $\text{Im}(\underline{d}) = 0 \text{ km}$ ) since no error influence exists. In contrast, case (b) illustrates the slightly incorrect estimation of the fault distance ( $\underline{d}=2.6 + j0.9 \text{ km}$ ) and indicates which error sources act on which phasor in the diagram. It is important to note that the real part of the estimated distance is used as the location result.

The complex planes  $\underline{d}$  and  $\underline{Z}$  have the same origin but are phase-shifted by an angle corresponding to line impedance. A scale using corresponding to the line impedance of 1 km length can be defined.

## 5.b Influence of real parameters of the system

We observed an important influence of the system's real parameters on the signal processing.

The **fault resistance** has been identified to be the most important parameter acting on the signals' damping, which causes inaccurate results due to signal processing problems (tab.5.6/p.88). In addition phase errors of the measured input signals ( $\underline{V}_{ho}/\underline{I}_{ho}$ ) cause higher inaccuracies when the fault resistance is higher (fig.5.7/p.88).

The **fault position** acts in a comparable way on the algorithm's accuracy. However, due to low line resistances, this effect is not very important for mean feeder lengths of 20-30 km. More important is its influence on the charge frequency (the more distant the fault, the lower the  $f_{charge}$  (eq.3.3/p.24). This phenomenon causes an influence on the signal processing since the FFT observation window length has to be chosen correspondingly (fig.5.6/p.87), (tab.5.5/p.87).

The zero-sequence capacitance of the system influences the charge frequency in the same way and affects therefore the signal processing on the algorithm. The higher this capacitance, the lower is the charge frequency (eq.3.3/p.24). If the charge frequency gets too close to the 50 Hz phenomena, spectrum interferences can have a negative influence on the fault location accuracy.

The influence of other real parameters of the system such as the **mismatch** (fig.5.10/p.92), the **load** (fig.5.9/p.90), (fig.5.11/p.92) or the system's **structure** (fig.5.14/p.95) was found to be less important.

We observed, however, a high sensitivity of the algorithm to cable faults, where fault location was observed to be difficult. This sensitivity is due to the small cable impedance that causes a smaller distance scale and a different angle of the complex distances plane compared to those of the line (fig.5.13/p.93)

An uncertainty of impedance vectors along the real  $\underline{Z}$ -axis (most frequent case) causes, in consequence, a higher estimation error for the cable as well as for the line.

Cable faults often occur at cable connection points whose positions are generally known. Therefore this weak point of our algorithm is less important. It should be noted that the algorithm often locates such a cable fault in a transmission line close to the real fault position (fig.5.14/p.95).

## 5.c Influence of signal processing

Signal processing represents one of the most sensitive points of the location algorithm. Using a FFT for a non-periodic damped signal introduces an inevitable error.

This error can be kept small if the correct spectral ray is chosen for the charge frequency, if the observation length corresponds to a multiple of the analyzed periods, and if the signal evaluation starts immediately with the occurrence of a fault (fig.5.16/p.97). The preceding figure also shows that signal processing errors increase with the fault resistance (higher damping).

An important aspect is the observation that signal processing errors due to FFT application on non-periodic damped signals have only a small influence on fault location in transmission lines, whereas cable fault location is more critical. Only the imaginary part of the estimated distance in transmission lines is strongly influenced. This phenomenon is due to the fact that the application of the FFT on damped signals causes mainly a variation of the real part of the input impedance  $\underline{V}_{h0}/\underline{I}_{h0}$ , whereas its imaginary part remains almost stable. We studied this phenomenon by applying the FFT on two artificial sinusoidal signals with different damping factors and phase shifts (fig.5.17/p.99) (eq.5.5/p.99).

By calculating the impedance defined by the ratio of these signals (eq.5.6/p.99) with stepwise modified damping and phase shifts, we confirmed that the imaginary part is much more influenced than its real part (fig.5.18/p.100).

Fig.5.13/p.93 shows that an uncertainty of the complex impedances' real part has only a small influence on transmission line fault location, whereas cable fault location is more sensitive due to different line impedance angles.

#### 5d. Influence of the uncertainty of modeled parameters

Thus far, the model of the location algorithm has used exactly the same system parameters as those in the simulated test system. In practice, we have to consider that only mean values of characteristic system parameters are known. They can differ from the actual values (atmospheric influences, estimation errors, ...).

In order to study in which way these uncertainties influence the accuracy of the fault location, we carried out fault distance estimations using slightly wrong parameters in the algorithm. Only one parameter at a time was varied stepwise while the others were held constant and correct. This study was performed for a  $0.1 \Omega$  fault in the position  $am\_1$  in the first test system ( $I_C=104A$ ) in order to reduce supplementary signal processing error influence (fig.5.1/p.78).

Concerning the influence of parameter uncertainty, we obtained very satisfactory results.

The uncertainty of **line and ground resistances** (fig.5.20/p.102), **loads** (fig.5.26/p.106) and **cable length** (fig.5.25/p.105) on the accuracy of the algorithm is very low. The same was observed for an error in the **fault resistance estimation** (fig.5.19/p.101). Current estimation errors of 5 - 10  $\Omega$  cause an inaccuracy of only 200 - 300 m in the fault location.

More important is the uncertainty influence of the **line inductance** (fig.5.21/p.103) and **cable capacitance** (fig.5.23/p.104). Corresponding to the phenomenon of charge oscillation (§.3.2.3), the inductance of the faulted feeder and the capacitance of the unfaulted part are the most sensitive parameters. However, for these parameters, we dispose of relatively reliable data.

In conclusion, this parametric study has shown that our fault location approach is appropriated for application under real distribution systems conditions.

We could even allow some uncertainty in the input data and still locate a faulted element or a probable fault zone with sufficient accuracy.

This parametric study has pointed out that the signal processing can still be improved in order to locate higher resistive faults. In the actual state, we locate 10  $\Omega$  faults (line and earth resistance not included) with satisfactory precision. Such a fault represents a mean value for faults observed on EDF distribution systems.

The parametric study has also shown which parameters can be entirely neglected in order to find a simplified version of the location approach, which is more precise, but requires less input data.

## 6. Optimization of the algorithm

The validation of the algorithm with CIRCUIT (chap.4) and the parametric study with ARENA (chap.5) have shown that our approach can be applied principally for fault location in compensated distribution systems. It uses, however, a great number of parameters for which we have to take into account uncertainty.

Furthermore, we stated a non-neglectable sensitivity of the signal processing, particularly for faults having a resistance higher than 10  $\Omega$ .

Therefore, we present in this chapter possibilities for the optimization of the fault location approach, some which have already been integrated into the algorithm and others which are concrete propositions for future improvements of the approach.

The proposed optimizations concern the following major aspects:

- a) optimization of the signal processing
  - improved strategies for the FFT method
  - alternative use of the "Prony" transformation for damped signals
- b) optimization of the fault resistance estimation
- c) estimated fault distance correction method
- d) simplified approaches having less parameter uncertainty
  - simplification of the unfaulted part of the system
  - simplification of the faulted feeder

### 6.a Signal processing optimization

#### Improvement of the FFT method:

By using the FFT for non periodic signals, we generally accept a certain error in the fault distance estimation.

Fig.6.1/p.110 shows for a "bad" example three aspects causing this inaccuracy:

- high frequency oscillations at the beginning of the observation window
- unsuitable observation window length
- damping of the analyzed charge oscillation

The first two points can be optimized by carrying out a pre-estimation of the charge frequency. In a second step, filter cut-off-frequencies are chosen to block all other frequencies. The optimal window length can be estimated in the same manner (eq.6.1/p.111).

Spectral inference due to the damped oscillations with close frequencies can not be corrected by filtering (fig.6.2/p.112), a subtraction method can be chosen instead.

Fig.6.3/p.113 shows that for a 10  $\Omega$  fault a slight, spectral interference already exists between the charge frequency and at 50 Hz phenomena.

To cope with the third aspect, the damping of the charge oscillation, we propose the application of a damping correction method by multiplying the signal with the inverse of the estimated damping function (fig.6.4/p.114).

The application of standard window functions (i.e. Hanning-Window) proved to be insufficient for more highly damped signals. For low resistive and sound earth faults, however, these windows can slightly improve the algorithm's accuracy.

#### The Prony transformation

A other method for obtaining complex phasors corresponding to the evaluated input signals is the "Prony transformation". This method identifies any signal as a sum of exponentially damped sinusoidals (eq.6.9/p.118), and seems so to be more appropriate for our problem than the FFT.

First, we examined if our approach (including symmetrical components, four-poles, etc.) is transferrable to damped signals (eq.6.6-6.8/p.117). We stated that two conditions must be fulfilled:

- the analyzed frequency (charge frequency) has to be the same for all exploited signals
- the damping factors of all signals must be equal as well.

A subroutine carrying out the Prony transform (provided by the EDF Power Quality Group) was implemented in our location algorithm. For the signal components of any analyzed signal the subroutine furnishes the so-called Prony-parameters:

- initial magnitude
- damping factor
- frequency
- phase

Fig.6.6/p.119 shows an example for two typical fault signals and their decomposition in Prony components. We observe that frequencies and damping factors of a 10  $\Omega$  fault are almost equal for the analyzed signals (tab.6.2/p.122).

For higher fault resistances, however, greater differences occur, limiting the applicability of this approach.

### Comparison

We compared the FFT ("F") method and the Prony ("P") method both by exploiting the systems charge frequency and with the classical approach exploiting fundamental frequency ("50") (fig.6.7/p.123). The methods exploiting the charge oscillation ("F", "P") also showed good results for a 10  $\Omega$  fault. The 50 Hz method, using the same algorithm as ("F") but with modified filter cut-off frequencies ( $20 \text{ Hz} < f_{\text{pass}} < 80 \text{ Hz}$ ), led (chap.2) to insufficient results as expected .

## **6.b Optimization of fault resistance estimation**

The fault resistance represented an unknown parameter in the fault location approach. It is estimated using a method based on the evaluation of 50 Hz voltage components in the substation (fig.3.26/p.52). Until now, the line and ground resistance (dotted elements) were neglected. In order to determine the fault resistance more precisely, they can be taken into account. However, these resistances depend on the fault distance.

One possibility is to consider that we may consider two equations (eq.3.34/p.47 and the modified version of eq.3.40/p.52) for two unknown variables  $d$  and  $R_{\text{def}}$ .

To avoid important changes in the algorithm's structure, a second possibility, using an approximate pre-estimated fault distance, can be applied (eq.6.10/p.124)

Another important aspect in the optimization of fault resistance estimation is the spectral interference of the charging process and the 50 Hz phenomena during a fault.

Previously proposed subtraction methods can be applied when the 50 Hz observation window length is chosen exactly as 20 ms or a multiple thereof.

## **6.c Estimated fault distance correction method**

We propose a method to correct wrongly estimated fault distances, which takes into account the imaginary part of the estimation result (fig.6.8/p.125). This method is based on the hypothesis that errors in fault distance estimation are mainly related to signal processing errors, due to the damped signals (§.5.5.2) or to higher fault resistance uncertainties. Both effects cause an inaccuracy ( $\Delta R$ ) in the real part of the complex impedance plane. If the angle  $\beta$  of the systems zero-sequence impedance is known, the estimated fault distance can be corrected. However, it should be noted that this method aggravates errors due to uncertainties in the imaginary part of the impedance phasors' (e.g. line inductance uncertainty...).

## **6.d Simplified approaches having less parameter uncertainty**

We presented three simplified approaches of our algorithm. Two of these were used for the experimental validation (chap.7). The objective was to accept, on one hand, small errors due to simplification of the system model, but to reduce, on the other hand, important error sources due to parameter uncertainty. Therefore, we used measurable data instead of line parameter database mean values.

#### Simplification of the unfaulted part of the system

In order to simplify the system model, we represented the unfaulted part of the system by concentrated equivalent capacitors (fig.6.9/p.127). An equivalent load can be determined as well, or can be neglected completely, as parametric study results have shown (chap.5).

We obtained the equivalent capacitance  $C_{g,sain}$  by exploiting the 50 Hz components of neutral-to-ground voltage and the residual currents (eq.6.14/p.127). The equivalent charge (when considered) can be estimated using pre-fault 50 Hz signals (eq.6.15/p.128).

We validated the equivalent model of the unfaulted part in two steps:

First, fault signals generated by both the complete model and the simplified model were compared (fig.6.10/p.129).

In the second step, we generated fault signals using the complete model in the simulator ARENE and compared the location results of our algorithm, exploiting once the complete and once the simplified model (tab.6.3/p.130).

Both validation methods confirmed that this simplified approach leads to very exact results. We avoided, through this approach, that way parameter uncertainty of the unfaulted feeders' elements, and we reduced significantly, in practice, the number of parameters to be entered into our algorithm's databases.

#### Simplification of the faulted feeder:

Two approaches to simplify the faulted feeder have been presented. The first benefits from the previously determined equivalent model of the unfaulted part of the system.

This capacitance is only taken into account in the positive- and negative-sequence systems, where the voltages ( $V_{di}$ ,  $V_{in}$ ) are very low during a single phase fault (fig.6.11/p.131).

For the zero-sequence system, however, the residual current of the faulted feeder is exploited. The zero-sequence system being the most important one for the fault location does not, therefore, depend on parameters of the faulted feeders. Parameter uncertainty is thereby reduced, and more precise results can be obtained.

In a further step, loads and side branches can be neglected in the faulted feeder (chap.5).

A second approach uses only signals measurable at the faulted feeder, satisfying the initial condition of not using the feeders' phase currents (§.2.7).

By neglecting all loads and side branches of the faulted feeder as well as the feeders part downstream of the fault, the voltage  $V_{def}$  at the fault position can be calculated in the phase-system (fig.6.12/p.131). The fault current  $I_{def}$  is derived from the zero-sequence system. This "hybrid approach" using at a

time phase elements and zero-sequence elements leads to a simplified general equation for the fault location (eq.6.22/p.132). This was not integrated into the location algorithm in order to avoid important changes in the algorithm's structure. Its accuracy rests to be studied in the future.

## 7. Experimental validation

In this chapter we validated our approach with experimental results.

The real fault cases on different feeders of the EDF-GDF distribution system in Guebwiller / Alsace were presented (fig.7.1/p.136). We compared the fault positions estimated by our algorithm to those indicated on the geographical maps added to the "fault incident description sheets".

Using simplified models (chap.6), the fault could be located without modeling in detail the unfaulted part of the system. Loads were neglected, and the equivalent capacity of the unfaulted feeders was determined using 50 Hz residual currents and the neutral-to-ground voltage (fig.7.2/p.137). For the faulted feeder, line parameters known for certain types of elements were used (tab.7.1/p.138).

In the three presented fault cases, we performed, on one hand, a pre-location using a very simplified model; on the other hand, we carried out a more detailed fault location taking into account the major side branches of the system.

Moreover, we compared the simplified approach exploiting all signals at the infeed of the busbar (variant 1) with the approach using the zero-sequence current at the faulted feeder (variant 2).

Concerning signal processing we applied the method using the FFT. The Prony-transformation lead, in all cases, to insufficient results. This is due to the highly damped signals ( $R_{def} = 40 - 120 \Omega$ ). For those, the Prony-algorithm determines different values of charge frequency and damping factor (tab.7.5/p.143).

Equal frequencies and damping factors had been the condition for the application of the Prony-transformation to our approach.

### Fault case 1: Repetitive self-extinguishing fault on a cable:

The fault was situated in a short cable side branch connected to a transmission line (fig.7.3/p.140) about 8.6 km away from the substation.

The fault location algorithm estimated the resistance to be  $39 \Omega$ . The fault was due to cable material degradation in a connection point. Its location took in reality about 50 minutes (tab.7.2/p.140).

We could locate this fault with a precision of +300 m (variant 2) and +1.5 km (variant 1) (tab.7.6/p.145) and (fig.7.9/p.145).

The calculation time of our algorithm was less than 1 minute.

### Fault case 2: Repetitive self-extinguishing fault on a overhead line:

This fault represents a typical example for faults in compensated distribution systems. It was situated in an overhead line, 5.5 km from the substation (fig.7.5/p.141). The fault resistance was estimated as  $38 \Omega$ . The fault was due to a fallen conductor in contact with a nearby tower. The fault location took 1 hour 27 minutes in reality (tab.7.3/p.141).



The fault location algorithm located this fault with a precision of -300 m (variant 2) and +1.4 km (variant 1). (tab.7.7/p.146). Due to the fault position ambiguous fault positions were obtained using variant 1 (fig.7.10/p.146). A fault zone of limited size could be determined with satisfactory accuracy.

#### Fault case 3: Permanent resistive fault on a overhead line

This fault case was chosen to complete the image of the fault location algorithm's applicability and to show off its limits at the same time.

The examined fault due to a broken insulator attachment was situated at 10.5 km on an overhead line, connected via a cable to the substation (fig.7.7/p.142). The fault resistance was estimated to be 120  $\Omega$ .

The location of this fault took 3 hours 9 minutes in reality (tab.7.4/p.143).

The fault location algorithm located this resistive fault with a precision of +600 m (variant 1). Using variant 2, which normally leads to better results, no valid solution was obtained for this case (tab.7.8/p.147) (fig.7.11/p.147).

This example confirms the sensitivity of our algorithm concerning the location of higher resistive earth faults.

The presented fault cases have shown that our algorithm provides satisfactory results for the most common fault cases. Its location time was less than to1 minute, whereas the fault location using hitherto existing methods took between 1 and 3 hours in the studied cases.

## 8 .Conclusion

The objective of this thesis was to conceive, develop and test a fault location approach for neutral compensated distribution systems.

The fault distance or probable zone of the fault's position in a radial system should be estimated for a low resistive self-extinguishing or permanent single phase earth fault.

First, an overview of neutral compensated distribution systems was given, The principle of compensation and the previously used techniques for fault detection, selection and location were presented.

Then, a fault location approach based on the charge oscillation, charging the two unfaulted phases after the occurrence of a single phase earth fault, was presented. A theoretical analysis of transient phenomena showed that charge frequency depends on the fault distance and the capacitance of the system. It is about 100 - 300 Hz for the French distribution systems and therefore, permits the use of existing fault signal recorders.

Our fault location approach determines the charge frequency from a spectrum analysis and calculates the corresponding phasors at this frequency for all exploited input signals. A complex equation is obtained, using these phasors in a model of the system that depends on line parameters, the charge frequency and the fault resistance. Its numerical solution provides the fault position.

We validated our approach in three steps:

- for a simplified system using the simulated program CIRCUIT developed at the LEG
- for real size distribution systems using the EDF numerical system simulator ARENE
- with experimental results using recorded fault data of an existing compensated EDF distribution system.

In the first step, the hypothesis was confirmed that the charge frequency could be exploited for fault location. With all parameters of the system given, the algorithm estimated line and cable faults in a simplified system with high precision (error less than 1% related to 10 km). The "PI"-model has been selected to be the most accurate one however, simpler models were preserved for first pre-locations.

The simulation of real size systems with ARENE validates our approach for complex radial system structures.

A parametric study identifies the overhead line inductances of the faulted feeder and the capacitance of the unfaulted part as the most sensitive parameters.

Fault location in lines has been found to be more precise than cable fault location. It was possible to explain these observations by simplified phasor diagrams.

The most sensitive part of the algorithm is the signal processing, particularly for a fault resistance greater than 10  $\Omega$ . On one hand, we proposed strategies for the improvement of the method using the FFT. On the other hand, we presented a second signal processing method using the Prony-transformation. A comparison showed that both methods provide good results, whereas the classic approach exploiting 50 Hz signals was insufficient.

Three simplified variants of our approach were presented, which use less parameters and are more precise.

- 1) estimation of an equivalent capacitance for the system's unfaulted part from 50 Hz signals
- 2) use of the residual current of the faulted feeder and of the system's simplified unfaulted part
- 3) hybrid-approach using the residual current of the faulted feeder and the phase voltage of the faulted phase.

The first two methods were used for the experimental validation with recorded fault data in a real distribution system. Self-extinguishing 40  $\Omega$  faults could be located with an accuracy of 1.5 km (variant 1) and 0.3 km (variant 2) and a calculation time less than 1 minute.

The location of these faults, in reality, took between 1 and 3 hours, which points out that our algorithm can be a real improvement of fault location.

A further step would be the implantation of our algorithm into a fault locator. The coupling of this locator to a database providing information on the actual state of the system represents an important aspect for the realization of this project.

Signal processing and fault location in cables are the sensitive points to improve. The applicability of other methods (i.e. wavelet-approach) should be examined.

At present, research on fault location continues on different levels, including international working groups. Staged fault tests could help to establish a database for fault location in compensated distribution systems.

This database could also be used to validate and improve the fault location approach which was developed in this thesis.

# LISTE DES SYMBOLES



LISTE DES SYMBOLES

convention générale des symboles : souligné = grandeur complexe

$\underline{a}, \underline{a}^2$	opérateurs complexes de rotation <i>complex rotation operators</i>
$\underline{A}, \underline{a}_{ij}$	matrice de transmission et éléments : Entrée = f(Sortie) <i>transmission matrix and elements : Input = f(Output)</i>
$a$	facteur d'amortissement <i>damping factor</i>
$\alpha_{est}$	facteur d'amortissement estimé <i>estimated damping factor</i>
$\underline{B}_{am,i,syst}$	matrice de transmission de la partie du réseau en amont de l'élément i <i>transmission matrices of the i-th elements' upstream part of the system</i>
$\underline{B}, \underline{b}_{ij}$	matrice de transmission et éléments : Sortie = f(Entrée) <i>transmission matrix and elements Output = f(Input)</i>
$\underline{b}_{i,syst,ij}$	éléments de la matrice de transmission $\underline{B}_{i,syst}$ <i>elements of transmission matrix <math>B_{i,syst}</math></i>
$\underline{B}_{i,syst}, \underline{B}_{i,di}, \underline{B}_{i,in}, \underline{B}_{i,ho}$	matrice de transmission de la partie de l'élément i en amont du défaut soupçonné <i>transmission matrices of the i-th element upstream part referred to the supposed fault location</i>
$\underline{B}_{ph}$	matrice de transmission du conducteur en défaut <i>transmission matrix of faulted conductor</i>
$\beta$	angle de l'impédance linéique <i>line impedance angle</i>
$C_{1G}, C_{2G}, C_{3G}$	capacités phases-terre des phases du réseau <i>phase-to-ground capacitance of the system phases</i>
$C'_g$	capacité linéique phase-terre par km <i>phase-to-ground capacitance per km</i>
$C'_{g,def}, C'_{p,def}$	capacités linéique d'une phase de départ en défaut <i>line capacitance of one phase of the faulted feeder</i>
$C'_{g,sain}, C'_{p,sain}$	capacités linéiques d'une phase de la partie saine du réseau <i>line capacitance of one phase of the unfaulted part of the system</i>
$C'_{g,tot}, C'_{p,tot}$	capacités linéiques globales d'une phase du réseau entier <i>total line capacitance of one phase of the entire system</i>
$C_{ho}$	capacité homopolaire <i>zero-sequence capacitance</i>
$C_{ho,sain}$	capacité homopolaire de la partie saine du réseau <i>unfaulted feeders' total zero-sequence capacitance</i>
$\cos\varphi_{ch}$	facteur de puissance des charges <i>power factors of loads</i>
$C'_p$	capacité linéique entre phases par km <i>phase-to-phase line capacitance per km</i>
$C_{tG}$	capacité totale phase-terre du réseau <i>global phase-to-ground capacitance of the system</i>
$d$	amortissement du réseau <i>damping of the system</i>
$\underline{d}, \underline{d}$	distance de défaut ( partie réelle, complexe) <i>fault distance( real part, complex)</i>
$D$	point de défaut <i>fault position</i>
$\underline{d}_c, \underline{d}_l$	distance de défaut estimée dans un câble, dans une ligne <i>fault distance estimated in a cable, in a line</i>
$d_{corr}$	facteur de correction de la distance de défaut estimée <i>correction factor of estimated fault distance</i>

LISTE DES SYMBOLES

$d_{est}, \underline{d}_{est}$	distance de défaut estimée (partie réelle, complexe) <i>estimated fault distance (real part, complex)</i>
$d_i, \underline{d}_i$	distance de défaut par rapport au début de l'élément i (partie réelle complexe) <i>fault distance referred to the beginning of the i-th element (real part, complex)</i>
$d_{i,in,ho}$	systèmes en composants symétriques ( <u>d</u> irect, <u>i</u> nverses, <u>h</u> omopolaires) <i>systems in symmetrical components (positive, negative, zero-sequence)</i>
$d_{ik}$	distance moyenne entre phases <i>mean phase distance</i>
$d_{ik*}$	distance entre le conducteur i et l'image du conducteur k <i>distance between conductor i and image of the conductor k</i>
$\underline{d}_l$	distance de défaut estimée dans une ligne aérienne <i>fault distance estimated in an overhead line</i>
$d_{pré}$	distance de défaut pré-estimée <i>fault distance obtained by a pre-estimation</i>
$d_{vér}$	véritable distance de défaut <i>veritable fault distance</i>
$\Delta Im$	variation de la partie imaginaire <i>variation of imaginary part</i>
$\Delta f_{raie}$	différence de fréquence entre les raies d'un spectre <i>frequency difference between rays of spectrum</i>
$\Delta Re$	variation de la partie réelle <i>variation of real part</i>
$\Delta V_{NG}$	variation de la tension neutre-terre <i>variation of neutral-to-ground voltage</i>
$err_{d/l}$	erreur normalisée de l'estimation de la distance de défaut <i>normalized error of estimated fault distance</i>
$Err_{Rdef}$	erreur d'estimation de la résistance de défaut <i>error of estimated fault resistance</i>
$\epsilon_0$	diélectricité <i>dielectricity constant</i>
$f^*$	fréquence dominante (fréquence de calcul) <i>dominant frequency (= calculation frequency)</i>
$f_{charge}$	fréquences de charge des phases saines <i>charge frequency of unfaulted phases</i>
$f_{charge,amort}$	fréquence d'oscillation de charge amortie <i>frequency of damped loading oscillation</i>
$f_{décharge}$	fréquence de décharge de la phase en défaut <i>discharge frequency of faulted phase</i>
$f_{fond}$	fréquence fondamentale (50Hz) <i>fundamental frequency (50HZ)</i>
$f_{ho}$	fréquence propre du système homopolaire <i>resonance frequency of zero-sequence system</i>
G	terre <i>ground</i>
$\bar{h}$	hauteur moyenne des conducteurs sur terre <i>mean conductor height over ground</i>
Hann(t)	fonction de Hanning <i>Hanning function</i>
$H_{di}, H_{ho}$	demi susceptibilité directe, homopolaire <i>positive-, zero-sequence half susceptibility</i>
$h_{i,pylône}$	hauteur du conducteur i au niveau du pylône <i>height over ground of conductor i at tower</i>
HTB, HTA, BTB, BTA	niveau de tension (haute et basse) <i>voltage level (high and low)</i>
$I_1, I_2, I_3$	courants de phase <i>phase currents</i>
$I_{1G}, I_{2G}, I_{3G}$	courants phase-terre <i>phase-to-ground currents</i>
$I, I_{max}$	courant, courant maximale

LISTE DES SYMBOLES

$I_{bob}$	current, maximum current "courant de la bobine"[Leitloff.94.b] "compensation coil current" [Leitloff.94.b]
$I_c$	courant capacitif capacitive current
$I_{c,sain,eff}$	valeur efficace du courant capacitif de la partie saine du réseau efficient capacitive current of the unfaulted part of the system
$I_{c,sain,f}$	valeur efficace du courant capacitif de la partie saine du réseau lors d'un défaut franc unfaulted feeders total capacitive current during a sound earthfault
$I_{c,tot}$	courant capacitif global du réseau total capacitive current of the system
$I_{c,tot,f}$	courant capacitif global lors d'un défaut franc total capacitive current during a sound earthfault
$I_{d,syst}$	courant des systèmes symétriques au point de défaut soupçonné symmetric components currents at the supposed fault location
$I_{def}$	courant de défaut fault current
$I_{di}, I_{in}, I_{ho}$	courant des systèmes symétriques (directe, inverse et homopolaire) currents in symmetrical comp. (positive, negative and zero-sequence)
$I_{i,di/in/ho}$	courants en composantes symétriques à l'extrémité aval de l'élément i currents in symmetrical components at the upstream end of element i
$I_{NG}$	courant neutre-terre neutral-ground current
$I_{NG,stat}$	partie stationnaire du courant neutre-terre steady state part of neutral-to-ground voltage
$I_{NG,trans}$	partie transitoire du courant neutre-terre transient part of neutral-to-ground voltage
$I_{res}$	courant résiduel residual current
$I_{res,def}$	courant résiduel du départ en défaut faulted feeders residual current
$I_{res,i}$	courant résiduel du départ i residual current of feeder i
$j^{2=-1}$	opérateur complexe complex operator
$\varphi$	angle de phase d'un vecteur angle of a phasor
$\varphi_i$	angle de phase du courant current phase angle
$\varphi_v$	angle de phase de la tension voltage phase angle
$k$	constante d'amortissement damping constant
$\underline{k}$	asymétrie su réseau unbalance of the system
$k^*$	numéro de la raie dominante number of dominant spectral ray
$l$	longueur d'un élément element length
$L'_a$	inductance mutuelle du conducteur par km mutual line inductance per km
$L'_{cdg}$	inductivité du câble de garde par km inductance of ground conductor per km
$L_{ch}$	inductance équivalente des charges equivalent inductance of load
$L'_g$	inductivité de la terre par km ground inductance per km
$L_{ho}$	inductance homopolaire zero-sequence inductance



LISTE DES SYMBOLES

---

$l_i$	longueur de l'élément $i$ <i>length of element <math>i</math></i>
$L_{NG}$	inductance neutre-terre <i>neutral-ground inductance</i>
$L'_p$	inductance linéique du conducteur par km <i>line inductance per km</i>
$L_T$	inductance du transformateur <i>transformer inductance</i>
$L_{tot}$	inductance équivalente <i>equivalent inductance</i>
$m$	désaccord <i>mismatch</i>
$\mu_o, \mu_r$	perméabilité, perméabilité relative <i>permeability, relative permeability</i>
$N$	point de neutre <i>neutral point</i>
$P_{ch}$	puissance active des charges <i>active power of load</i>
$Q_{ch}$	puissance réactive des charges <i>reactive power of load</i>
$r$	rayon du conducteur <i>conductors radius</i>
$R_{am}$	résistance d'amortissement <i>damping resistance</i>
$R_{arc}$	résistance de l'arc électrique <i>arc resistance</i>
$R_{ch}$	résistance équivalente des charges <i>equivalent resistance of load</i>
$R_{def}$	résistance de défaut <i>fault resistance</i>
$R_{di}, R_{ho}$	résistance directe homopolaire <i>positive-, zero-sequence resistance</i>
$R'_g$	résistance du retour de la terre par km <i>ground resistance per km</i>
$R'_p$	résistivité linéique du conducteur par km <i>line resistance per km</i>
$R_{pylône}$	résistance du pylône <i>tower resistance</i>
$R_s$	résistance de la mise à la terre de la bobine de neutre <i>neutral coil grounding resistance</i>
$R_{sér}, R_{par}$	résistances d'amortissement équivalentes (en série, en parallèle) <i>equivalent damping resistance (series and parallel)</i>
$R_T$	résistivité du transformateur <i>transformer resistance</i>
$R_{tot}$	résistance équivalente <i>equivalent resistance</i>
$S_{ch}$	puissance apparente des charges <i>complex power of load</i>
$S_{ho}(f)$	spectre homopolaire d'un signal <i>zero-sequence signal spectrum</i>
$\underline{S}_i$	vecteur complexe du signal à une fréquence fixe <i>complex phasor of signal at a specific frequency</i>
$\underline{S}_{i,di}, \underline{S}_{i,in}, \underline{S}_{i,ho}$	vecteurs du signal $i$ des systèmes symétriques (directe, inverse, homopolaire) <i>phasors of signal <math>i</math> in symm. comp. (pos.-, neg.-, and zero-sequence)</i>
$s_i(f)$	signal en domaine fréquentiel <i>signal in frequency domain</i>
$s_i(t)$	signal en domaine temporel <i>signal in time domain</i>
$S_T$	puissance du transformateur <i>complex power of transformer</i>

LISTE DES SYMBOLES

$\text{sys}_t$	variable indiquant le système di, in, ho <i>variable representing the system di, in, ho</i>
$T_{\text{fen}}$	largeur de la fenêtre d'observation (FFT) <i>length of observation window (FFT)</i>
$T_{\text{fen,opt}}$	largeur optimale de la fenêtre d'observation <i>optimal observation window length</i>
$u_{\text{cc,r}}, u_{\text{cc,x}}$	tensions réduites et réactives du court-circuit <i>rated active and reactive short circuit voltages</i>
$U_n$	tension composée nominale du réseau <i>rated rms phase-to-phase voltage of the system</i>
$\underline{V}_1, \underline{V}_2, \underline{V}_3$	tensions simples phase-neutre (source de tension) <i>phase-neutral voltages (voltage source)</i>
$\underline{V}_{1G}, \underline{V}_{2G}, \underline{V}_{3G}$	tensions phase-terre <i>phase-to-ground voltages</i>
$v$	vitesse de propagation d'ondes <i>wave propagation speed</i>
$V, V_{\text{max}}$	tension, tension maximale <i>voltage, maximum voltage</i>
$\underline{V}_{\text{di}}, \underline{V}_{\text{in}}, \underline{V}_{\text{ho}}$	tensions des systèmes symétriques (directe, inverse et homopolaire) <i>voltages in symmetrical comp. (positive-, negative- and zero-sequence)</i>
$\underline{V}_{\text{d,syst}}$	tensions des systèmes symétriques au point du défaut soupçonné <i>symmetric components' voltages at the supposed fault location</i>
$\underline{V}_{i,\text{di/in/ho}}$	tensions en composantes symétriques à l'extrémité aval de l'élément i <i>voltages in symmetrical comp. at the upstream end of element i</i>
$V_n$	tension simple nominale <i>rated rms phase-to-neutral voltage of the system</i>
$\underline{V}_{\text{NG}}$	tension neutre-terre réduite <i>rated neutral-to-ground voltage</i>
$\underline{V}_{\text{NG}}$	tension neutre-terre <i>neutral-to-ground voltage</i>
$\underline{V}_{\text{NG,acc}}$	tension neutre-terre du réseau parfaitement accordé <i>neutral-to-ground voltage of the perfectly compensated system</i>
$\omega$	pulsation du réseau <i>rated singular frequency of the system</i>
$\omega^*$	pulsation à la fréquence dominante <i>dominant rated angular frequency</i>
$\omega_{\text{ho}}$	pulsation propre du système homopolaire <i>rated angular frequency of zero-sequence system</i>
$X_{\text{di}}, X_{\text{ho}}$	impédance directe, homopolaire <i>positive-, zero-sequence impedance</i>
$X_{\text{T}}$	impédance du transformateur <i>transformers impedance</i>
$X_{\text{tot}}$	impédance équivalente <i>equivalent impedance</i>
$\underline{Y}_{1G}, \underline{Y}_{2G}, \underline{Y}_{3G}$	admittances phase-terre d'une phase du réseau <i>phase-to-ground admittances of the system phases</i>
$\underline{Y}$	admittance d'entrée d'une branche du réseau <i>system branch input admittance</i>
$\underline{Y}_{\text{av},i,\text{syst}}$	admittance équivalente de la partie du réseau en aval de l'élément i <i>equivalent admitt. of the i-th element downstream part of the system</i>
$\underline{Y}_{\text{rest},i,\text{syst}}$	admittance équivalente de la partie en aval du défaut soupçonné <i>equivalent admittance of the systems' downstream part referred to the supposed fault location</i>
$\underline{Y}_{\text{syst,sain}}$	admittance équivalente de la partie saine du réseau <i>equivalent admittance of unfaulted part of the system</i>





## Résumé

La mise à la terre du point neutre des réseaux de distribution par une bobine de compensation réduit le courant de défaut lors d'un défaut monophasé, ce qui est le type de défaut le plus souvent rencontré dans l'exploitation. Cette mesure améliore la qualité de service, mais rend la détection et la localisation de défauts plus difficiles. Cette thèse traite de la localisation de défauts à faible résistance, auto-extincteurs ou permanents dans les réseaux compensés arborescents. Les phénomènes transitoires lors d'un défaut sont étudiés et une nouvelle approche pour la localisation est développée. L'approche est basée sur l'exploitation des signaux au niveau du poste de transformation HT/MT à une fréquence de résonance caractéristique. Un algorithme de localisation de défaut a été conçu, réalisé et testé. Son fonctionnement est validé avec des simulations de réseau et avec des enregistrements de défauts réels. L'influence des différents paramètres sur la précision de l'algorithme est examinée et expliquée.

Mots clés : localisation de défauts, détection de défauts, défauts monophasés, défauts auto-extincteurs, compensation du neutre, mise à la terre du neutre, réseaux de distribution, réseaux HTA, qualité de tension.

## Abstract

The distribution system neutral point grounding by a compensation coil reduces the fault current due to a single phase fault, which is the most frequent fault type in practice. This means improves the supply quality, however, it makes fault detection and location more difficult. This thesis deals with fault location of low resistive self-extinguishing or permanent earth faults in radial, neutral compensated systems. Transient fault phenomena are studied and a new fault location approach is developed. The approach is based on the exploitation of a characteristic resonance frequency of signals measured in the HV/MV substation. An algorithm has been created, developed and tested. It is validated with power system simulations and with measured fault data of real faults. The influence of different parameters on the algorithm accuracy is examined and explained.

Keywords : fault location, fault detection, single phase earth faults, self extinguishing faults, distribution systems, MV power systems, power quality.