

**République Algérienne Démocratique et Populaire**

**Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la  
Recherche Scientifique**

**CENTRE UNIVERSITAIRE D'EL-OUED**

**INSTITUT DES SCIENCES ET TECHNOLOGIE**

**Mémoire de fin d'étude**

Présenté pour l'obtention du diplôme de

**LICENCE ACADEMIQUE**

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : génie électrique

Spécialité : CDSE

**Présenté par : BERIBECH Aouatef  
KHELEF Salah eddine  
KECHIDA Nour eddine**

**Thème**

**Localisation de court circuit dans la ligne de  
haute tension**

M. Guia Talal

MA (A)

Rapporteur

2009-2010

# الدراسء

بسم كل ما هو جميل في هذا الكون

اهدي ثمرة جهدي وحصاد علمي ومشواري الدراسي إلى من تعلقت روعي بساها وقلبي  
ينبض بذكرها وعيني تشتاق لرؤياها. إلى من تحببت في أحشائها ولم تنشأ الأقدار أن تكون معي لتكتل

فرحتي في هذه اللحظة

أمي أطاب الله ثراها...

إلى قرة عيني ورافع راسي. إلى من رباني ودرسني وأخرجني امرأة للمجتمع

أبي الغالي وزوجته...

إلى التي كرسست شبابها لتكون أما وأختا وصديقة

أختي العزيزة نورة وزوجها بلقاسم...

إلى من زينوا سماء حياتي نجومًا تلات فاضات دربي إختوتي الأعزاء... نادية وزوجها وأبناءها... سعيدة وزوجها

وأبناءها... مليكة وزوجها... حنان وزوجها...

إخواني حفظهم الله... مختار وزوجته سميرة... كمال وزوجته كلثوم... إلى براعم البيت "بشيرة... ملاك... عنتر

ياسين..."

إلى رمز المحبة والوجه المشرقة والابتسامة الدائمة...

نادية... أمال... نسرين... حنان... حفيظة... انشراح... خولة... فاطمة... نصيرة... أمال... كريمه... ماجدة... يمينة...

والى من تقاسما معي تعب هذا الالجاز زميلي "صالح الدين... نور الدين..."

والى كل زملائي في تخصص مراقبة وتشخيص دفعة 2010

وأخيرا اترك هذا العمل لمن أراد أن يبصر أو يغوص في أعماقه والمنتهمى امن أراد النهاية...

عواطف



# شكر وتقدير

بسم الله الرحمن الرحيم

الحمد لله الذي مكنتنا من إتمام هذا البحث



فما كان لشيء أن يجري في ملكه إلا بمشيئته جل شأنه، فالحمد والشكر الأول

والأخير لله المولى القدير والموفق والمنير والمعين والبصير

وإنه ليقودنا شرف الوفاء والاعتراف بالجميل أن تتوجه بعظيم الشكر والامتنان إلى

الأستاذ المؤطر: قية طلال لتفضله بقبول الإشراف على مذكرتنا وعلى مساعدته

وسخائه علينا بالنصح والتوجيه والإرشاد، وسعة صدره الذي كان له الأثر الحسن

في إنجاز هذا العمل.

وأخيرا نتقدم بخالص الشكر إلى كل من قدم لنا يد العون في سبيل إتمام هذا

العمل.

صلاح الدين

نور الدين

عواطف



<b>Introduction générale</b>	1
------------------------------	---

## **CHAPITRE I: Généralité sur les défauts et leurs protections**

I.1 Introduction	2
I.2 L'analyse des défauts de système d'énergie électrique	3
I.2.1 Notion	3
I.2.2 Considérations de salubrité et de sûreté	4
I.2.3 Conception, opération et protection des systèmes d'énergie électrique	4
I.3 Caractéristiques des défauts de système d'énergie	5
I.3.1 Nature des défauts	5
a). Les Surtensions	5
a).1. Origine de surtension	5
b). Les surcharges	5
c). Les courts-circuits	6
I.3.2 Les différents types de court-circuit	6
I.3.2.1 Les défauts permanents	6
I.3.2.2 Les défauts fugitifs	6
I.3.2.3 Les défauts intermittents	6
I.3.2.4 es défauts semi permanents	6
I.3.2.5 Les défauts auto extincteurs	6
I.4 Les causes et origines des défauts	7
I.5 Les conséquences des courts-circuits	8
I.6 Conclusion	8

## CHAPITRE II : PROTECTION DES RESEAUX ELECTRIQUES

II.1 Introduction	9
II.2 Définition d'un système de protection	10
II.2.1 Qualité	10
II.2.2 Composants de base	11
II.3 Types de protection	11
II.3.1 Protection par fonction	11
II.3.1.1 Protection longitudinal	11
II.3.1.2 Protection à maximum de courant	11
II.3.1.3 Protection à impédance minimale	11
II.3.2 Protection par technologie	11
II.3.2.1 Protection électromécanique	12
II.3.2.2 Protection électronique (statique)	12
II.3.2.3 Protection numérique	12
II.3.2.3.1 Aperçu historique	12
II.3.2.3.2 Protection numérique	13
II.3.2.3.2.1 Eléments d'acquisition de données	14
II.3.2.3.2.2 Le convertisseur analogique numérique	14
II.3.2.3.2.3 L'échantillonneur bloqueur	14
II.3.2.3.2.4 Le multiplexeur	15
II.3.2.3.2.5 l'amplificateur d'instrumentation	15
II.3.2.3.2.6 Le filtre anti-repliement	15
II.3.2.3.3 Traitement de l'information	16
II.3.2.4 Action	16
II.3.2.5 Caractéristiques générales des protections numériques	17
II.3.3 Classification par éléments constituant un réseau	18
II.3.3.1 Protection des transformateurs	18
II.3.3.2 Protection des machines	18
II.3.3.3 Protection des lignes et des câbles	18
II.4. Conclusion	18

### CHAPITER III: Les Méthodes de Localisation des Défauts

II.1 Introduction	19
II.2 Méthodes de localisation des défauts	19
II.3 Méthode des phraseurs	20
II.3.1 Algorithmes de localisation basés sur les données d'une extrémité	20
II.3.2 Algorithmes de localisation basés sur les données aux deux extrémités	23
II.3.3 Méthodes numériques d'estimation des phraseurs	26
II.3.3.1 Transformation de Fourier	26
II.3.3.2 Filtre de Kalman	26
II.3.3.3 Technique des moindres carrés	27
II.3.3.4 Méthode de prony	27
II.4 Méthode des équations différentielles	27
II.5 Méthode de propagation des ondes	29
II.6 Conclusion	30

### CHAPITRE IV : Application de La Méthode de Moindre Carré

IV.1 Introduction	31
IV.2 Technique de localisation du défaut	31
IV.3 Estimation des phraseurs par la méthode des moindres carrés	31
IV.4 Localisation du défaut basé sur les données synchronisées aux deux extrémités de la ligne	36
IV.5 Application à un réseau électrique	38
IV.5.1 Simulation du réseau à l'état sain	39
IV.5.2 Simulation d'un défaut sur la ligne à une distance de 110 Km	40
IV.5.2.1 Défaut monophasé (phase C-la terre)	40
IV.5.2.2 Défaut biphasé (phases A-C)	41
IV.5.2.3 Défaut triphasé	42
IV.6 Conclusion	44
<b>Conclusion Générale</b>	<b>45</b>
<b>Références Bibliographiques</b>	<b>50</b>

### Liste des Symboles et Acronymes

$V_a, V_b, V_c$  : Les tension des trios phases a, b et c.

$\bar{V}_a, \bar{V}_b, \bar{V}_c$  : Les vecteur tension des trois phases a, b et c.

$V_{abc1}, V_{abc2}$  : Vecteur tension de l'extrémité 1 et 2.

$V_{fabc}$  : Vecteur tension de défaut des trois phase a, b et c.

$V_{1f}, V_{2f}, V_{0f}$  : Tension des séquences homopolaire directe et inverse du défaut.

$V_{h1}, V_{d1}, V_{o1}$  : Tension des séquence homopolaire directe et inverse de l'extrémité1.

$V_{h2}, V_{d2}, V_{o2}$  : Tension des séquence homopolaire directe et inverse de l'extrémité2.

$I_{h1}, I_{d1}, I_{o1}$  : Courant des séquence homopolaire directe et inverse de l'extrémité1.

$I_{h2}, I_{d2}, I_{o2}$  : Courant des séquence homopolaire directe et inverse de l'extrémité2.

$\varphi_{vh1}, \varphi_{vd1}, \varphi_{vo1}$  : Déphasage des tensions h, d,i de l'extrémité 1.

$\varphi_{vh2}, \varphi_{vd2}, \varphi_{vo2}$  : Déphasage des tensions h,d,i de l'extrémité 2.

$\varphi_{ih1}, \varphi_{id1}, \varphi_{io1}$  : Déphasage des courants h,d,i de l'extrémité 1.

$\varphi_{ih2}, \varphi_{id2}, \varphi_{io2}$  : Déphasage des courants h,d,i de l'extrémité 2.

$V_r, V_i$  : Partie réel et imaginaire des vecteur tension.

$\omega$  : Vitesse angulaire.

$\psi_a, \psi_b, \psi_c$  : Déphasage des tension des trois phases a,b et c.

$\Delta t$  : Pas d'échantillonnage.

$L$  : Longueur de la ligne.

$D$  : Distance de défaut.

$Z_{abc}$  : Matrice impédance de la ligne .

$I_{abc1}, I_{abc2}$  : Vecteur courant de m'extrémité 1 et 2.

3P : Défaut court circuit triphasé.

2PAB : Défaut de court circuit biphasé (phase A et B).

2PAC : Défaut de court circuit biphasé (phase A et C).

2PBC : Défaut de court circuit biphasé (phase B et C).

1PA : Défaut de court circuit monophasé phase A.

1PB : Défaut de court circuit monophasé phase.

1PC : Défaut de court circuit monophasé phase.

$R_{APP}$  : La résistance apparente vue a l'appareil enregistreur.

$X_{APP}$  : La réactance apparente vue a l'appareil enregistreur.

## INTRODUCTION GENERALE

L'énergie électrique est un produit de grande diffusion et se prête de manière très souple à divers formes d'utilisation. Elle joue un rôle principal dans toutes les branches de l'industrie et dans la vie quotidienne de l'être humain, cet aspect quasi universel de l'emploi de l'énergie électrique est une de raisons qui rendent désagréable certaines de ses imperfections, car la qualité de produit (énergie électrique) au niveau de récepteur, n'est évidemment pas toujours parfaite. Parmi ces imperfections, les défauts qui se manifestent dans les réseaux électriques et qui provoquent une gravité considérable sur les matériels et même parfois sur les personnes. L'un des défauts majeurs est le court-circuit qui est le défaut le plus dangereux et par ce la nous avons fait dans ce contexte la connaissance en temps réel avec une bonne précision du lieu de survenance d'un défaut, permet une intervention rapide et une mise en œuvre des moyens nécessaires. A cet effet, les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance.

Des progrès très importants ont été réalisés dans le cadre du développement de la protection à distance des réseaux électriques.

Le premier chapitre portera sur les généralités des défauts électrique attaques les lignes électriques du réseau.

Dans le deuxième chapitre Nous avons présenté les différents méthodes de protection contre le court-circuit.

Le troisième chapitre nous avons cités le méthode et les algorithmes utilisés pour la localisation des défauts.

Dans la quatrième chapitre, présente la méthode de moindre carré et l'application de cette méthode pour localiser la distance de défaut dans les réseaux électriques.

# Chapitre I

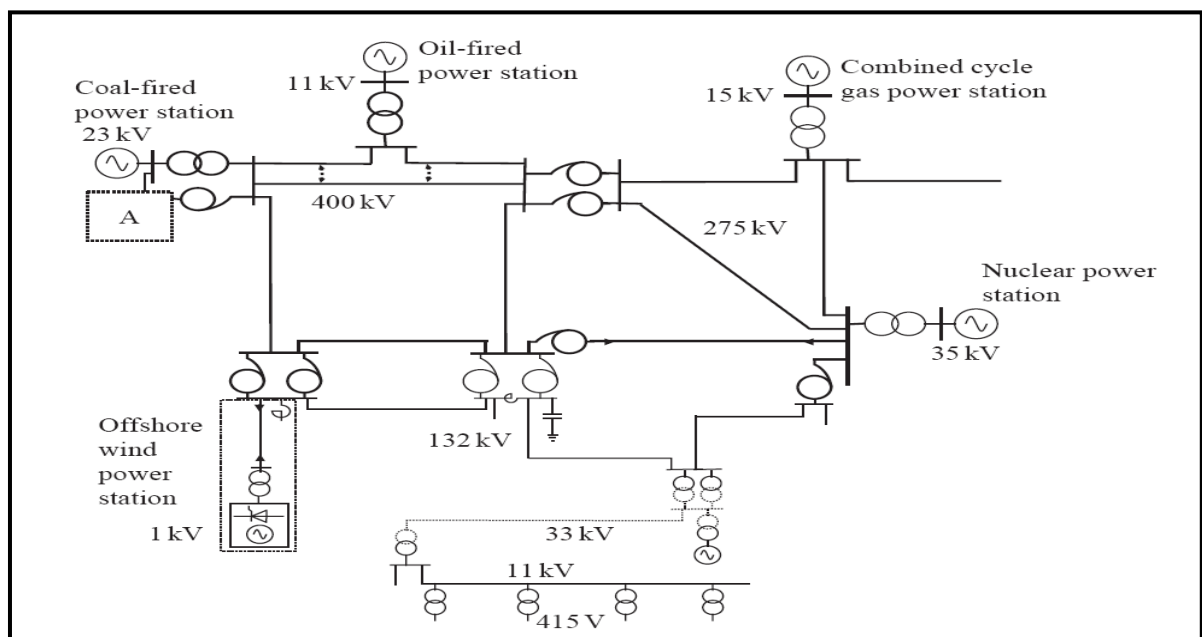
# Généralités

## I.1 Introduction

Les systèmes électriques de courant alternatif se composent à des systèmes de génération, les réseaux de transmission et de distribution, et les charges triphasés. Les réseaux fournissent de grandes charges industrielles triphasées à de diverses tensions de distribution et de transmission aussi bien que les charges résidentielles et commerciales monophasés. Dans quelques pays [1], par exemple Amérique du nord, la transmission de sous-marin de limite est employée pour dénoter des réseaux avec des classes de tension entre la transmission et la distribution. Les tensions de distribution sont en générale 10-60 kV,

Les tensions secondaires de transmission sont en générale 66-138 kV et les tensions de transmission sont typiquement au-dessus de 138 kV. Les tensions produites sont jusqu'à 35kV pour des générateurs utilisés dans de grandes stations de courant électrique. Les circuits d'alimentation auxiliaires de centrale électrique et les systèmes d'alimentation industriels fournissent une quantité significative de charge de moteur à induction. Les charges résidentielles et commerciales incluent une quantité significative de charges monophasées de moteur à induction.

Pendant plus d'un siècle, Les systèmes d'énergie électrique ont utilisé les machines synchrones pour la génération de l'électricité. Cependant, au vingt et unième siècle, la génération de l'électricité des sources d'énergie renouvelable telles que le vent a commencé à augmenter à un grand rythme. Généralement de tels systèmes de production d'énergie électrique emploient une variété d'asynchrone

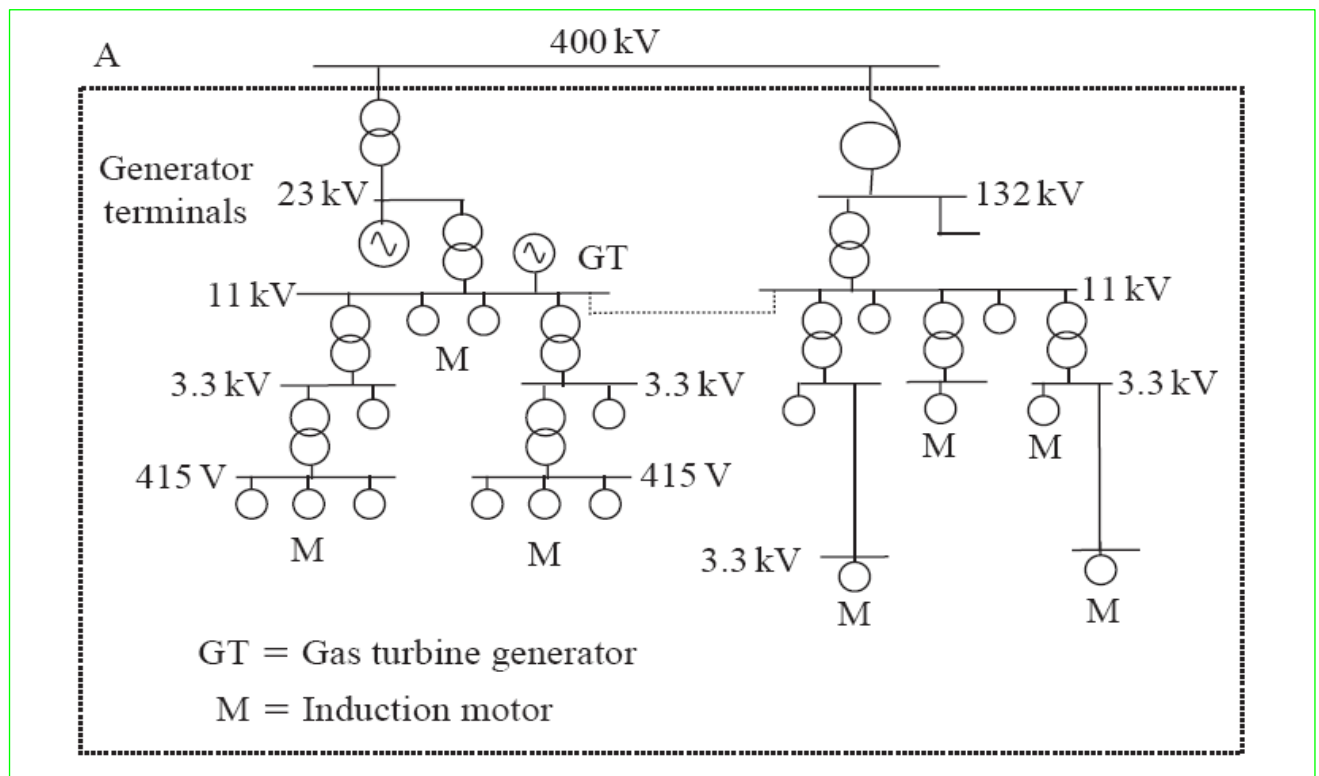


**Figure I.1** structure et composants d'un système d'alimentation, de transmission et de distribution

Les machines aussi bien que des machines ont connecté au réseau triphasé par un lien de courant continu de basse tension ou un convertisseur électronique de puissance. Les estimations typiques de générateur avec turbine sont actuellement jusqu'à 5 MW et gamme produite de tension de 0.4 à 5 kv

On s'attend à ce que le mélange des systèmes électriques synchrones, asynchrones et par convertisseur d'isolement de génération change le comportement de trois phases des systèmes d'énergie suivant des perturbations telles que des défauts de court-circuit. La figure I.1 illustre une structure de production d'énergie électrique, un système de transmission et distribution

La figure I.2 présent un système auxiliaire d'énergie électrique représentant le bloc A sur la figure I.1



**Figure I.2** structure des composants typiques d'une station d'alimentation du système d'alimentation électrique auxiliaire

## **I.2 L'analyse des défauts de système d'énergie électrique**

### **I.2.1 Notion**

L'analyse de court-circuit est effectuée dans les systèmes de courant électrique, (systèmes industriels, les systèmes auxiliaires du centrale). D'autres applications spéciales sont dans les installations des militaires et des bateaux et avion.

Les calculs de court-circuit sont généralement exécutés pour un certain nombre de raisons.

[1]

### **I.2.2 Considérations de salubrité et de sûreté**

L'analyse de panne de court-circuit est effectuée pour assurer la sûreté des ouvriers aussi bien que le grand public. L'équipement de système d'alimentation tel que des disjoncteurs peut échouer de façon catastrophique s'ils sont soumis aux fonctions de défaut qui excèdent leur estimation. L'autre équipement tel que des jeux de barres, des transformateurs et des câbles peut échouer thermiquement ou mécaniquement si soumis aux courants de défaut au-dessus des estimations. En outre, pour assurer la sûreté, l'analyse de panne de court-circuit est effectuée et employée dans le calcul de l'élévation de potentiel par rapport à la terre. D'autres secteurs où l'analyse de panne est effectuée sont pour le calcul des tensions induites sur les circuits adjacents de communication, les canalisations, les barrières et d'autres objets métalliques.

### **I.2.3 Conception, opération et protection des systèmes d'énergie électrique**

Les calculs des courants de court-circuit sont effectués à l'étape de conception de système pour déterminer les estimations de court-circuit du nouvel équipement d'infrastructure de mécanisme et de sous-station à obtenir et être installé. Des renforts de système peuvent être déclenchés par l'expansion de réseau et/ou le raccordement de la nouvelle installation de production d'énergie. Les calculs des courants sont également effectués pour vérifier l'adéquation continue de l'équipement existant pendant que des configurations de fonctionnement de système sont modifiées. En outre, des calculs des courants minimum de court-circuit sont effectués et ceux-ci sont employés dans le calcul des arrangements de relais de protection pour assurer des opérations précises et coordonnées de relais. Dans des systèmes de transmission, les courants de court-circuit doivent être rapidement dégagés pour éviter la perte de synchronisme de départ de système d'énergie. Les calculs des courants maximum de court-circuit sont effectués pour la conception des éléments des réseaux d'électrode de la terre. L'analyse de court-circuit est également effectuée en tant

qu'élément des évaluations initiales de qualité de puissance pour le raccordement Des charges inquiétantes aux réseaux électrique.

D'autres secteurs où l'analyse de court-circuit est effectuée pour la modification d'un système existant ou à l'étape de conception des nouvelles installations de courant électrique telles qu'une nouvelle plateforme en mère de raffinage, nouvelle usine de processus pétrochimique ou du système auxiliaire de courant électrique et une nouvelle centrale électrique. Le but est de déterminer l'estimation de court-circuit du nouveau mécanisme et de tout autre équipement d'infrastructure de poste électrique qui sera obtenue et installée.

### **I.3 Caractéristiques des défauts de système d'énergie**

#### **I.3.1 Nature des défauts**

Un défaut sur un système d'énergie est un cas anormal qui comporte une panne de l'équipement d'électrique fonctionnant à une des tensions primaires. Généralement, deux types d'échec peuvent se produire. Le premier est un échec d'isolation que les résultats dans un court-circuit censurent et peuvent se produire en raison de surcharge et de dégradation d'isolation ou en raison d'un état soudain de surtension. La deuxième est un échec conséquence d'une cessation d'écoulement ou d'un défaut de circuit ouvert [1]

##### **a). Les Surtensions**

On qualifie de surtension toute tension fonction du temps entre un conducteur de phase et la terre ou entre deux conducteurs de phase dont la ou les valeurs de crête dépassent la valeur ( $U_m \sqrt{2}/\sqrt{3}$  ou  $U_m \sqrt{2}$  respectivement) correspondant a la tension la plus élevée pour le matériel

##### **a).1. Origine de surtension**

On distingue d'abord :

- Le surtension externe, dont la cause est extérieure du réseau (dues à la foudre)
- le surtension interne, dont la cause réside dans le fonctionnement (correct ou défectueux) de l'un des éléments de réseau électrique (disjoncteur, etc.) [2]

##### **b). Les surcharges**

Elles peuvent être causées soit par un court-circuit soit par un couplage difficile (fermeture de longues boucles d'interconnexion) ou par le report de charge suite à une coupure d'une liaison parallèle.

Si cette surcharge est violente, elle provoquera des échauffements locaux et brefs mais si elle est faible et durable, elle provoquera un échauffement plus lent mais important et elle entraînera des chutes de tension importantes.

### **c). Les courts-circuits**

Un court-circuit est causé soit par le contact entre conducteurs (direct ou par objet interposé) ou par le claquage d'isolant solide, par l'amorçage des arcs dans l'air ou d'un liquide isolant (surtension ou réduction d'isolement).

Ce court-circuit va provoquer une chute de tension (forte baisse ou disparition de tension chez les usagers), une réduction de stabilité de l'interconnexion et une surintensité qui provoque un échauffement local à l'endroit du défaut [14]

### **I.3.2 Les différents types de court-circuit**

Il existe plusieurs types de défauts parmi eux, on peut citer :

#### **I.3.2.1 Les defaults Permanents**

Un court-circuit est toujours le résultat d'un manque d'isolement, si ce dernier est durable, il est dit permanent. C'est pratiquement toujours le cas lorsque l'isolant est solide ou bien un défaut non éliminé par un automate, tel que :

- La rupture des conducteurs.
- L'entremêlement des conducteurs.
- La rupture d'attache. [5]

#### **I.3.2.2 Les défauts fugitifs**

Lorsque l'isolant est gazeux, il se reforme très souvent de lui-même autour de la zone atteinte dès la mise hors tension et la disparition de l'arc. Il suffit de remettre l'installation sous tension pour reprendre le service normale.

#### **I.3.2.3 Les défauts intermittents**

Lorsqu'ils se répètent à des intervalles très rapprochés, c'est le cas d'un court-circuit dû au balancement des conducteurs ou de branches d'arbres sous l'effet d'un vent violent.

#### **I.3.2.4 Les défauts semi-permanents**

Lorsque le défaut persiste pendant un certain temps puis disparaît avec sa cause, c'est le cas d'un défaut dû à la croissance de la végétation, il disparaît quand celle-ci est consommée.

### **I.3.2.5 Les défauts auto extincteurs**

Lorsque le défaut se produit puis disparaît de lui-même. [5]

## **I.4 Les causes et origines des défauts**

Les systèmes d'alimentation sont sujets à plusieurs types de défauts, les principaux sont :

- Le monophasé : entre une phase et la terre.
- Le biphasé : entre deux phases avec ou sans mise à la terre.
- Le triphasé : entre les trois phases avec ou sans mise à la terre. [5]

Ces défauts ont des causes externes, dues :

- Aux isolateurs perforés ou cassés, charges excessives.
- A l'échec de l'isolation à cause de l'humidité.
- A la réduction de la force de l'isolation entre les conducteurs de phase ou entre les conducteurs de phase et la terre. Elle n'est considérée comme défaut jusqu'à ce qu'elle soit détectable c'est-à-dire jusqu'à ce qu'elle ait une surintensité ou comme conséquence une réduction de l'impédance entre les conducteurs ou entre les conducteurs et la terre à une valeur au-dessous de la plus basse impédance normale de charge du circuit.
- A la pollution qui est généralement provoquée par les rejets gazeux dans les zones industrielles et par le sel déposé par les jets d'eau de mer soutenu par le vent dans les régions côtières.
- Aux perturbations atmosphériques : foudre, givre, glace, tempête, brouillard et la neige.
- Aux erreurs humaines tels que : l'arrangement incorrect, le raccordement défectueux et la mauvaise maintenance. [6]

Quant aux causes internes, elles sont dues à la défaillance du matériel tels que les moteurs, les générateurs et les disjoncteurs.

## **I.5 Les conséquences des courts-circuits**

Les conséquences d'un défaut électrique sont multiples, parfois non évidentes, voici quelques exemples :

- En aval du défaut, le réseau mis hors tension entraîne un arrêt partiel et inopiné de l'exploitation ;
- Le siège du défaut est souvent endommagé, d'où démontage, réparation, remplacement, retour en usine, expertise ;

- Pendant la durée du défaut, le personnel est confronté à un risque d'électrisation, de brûlures (effets thermiques), voire même de traumatisme (projection ou chute).

Des conséquences peuvent être ressenties également sur les parties saines du réseau, par exemple lors d'un court-circuit :

- Chute de tension préjudiciable aux accrochages électriques, aux automates et équipements informatiques.
- Perte de stabilité des machines tournantes qui peut, même après élimination du défaut, s'aggraver jusqu'à entraîner l'effondrement total du réseau.

Ainsi donc, dans presque tous les cas, un défaut provoque une interruption d'alimentation et de production qui du fait des contraintes économiques est de moins en moins acceptable.  
[5]

## **I.6 conclusion**

Dans ce chapitre nous avons présenté le système d'énergie et leur structure et aussi nous avons définis le défaut et leurs différents types et les caractéristiques d'un système d'énergie électrique.

Dans la deuxième partie de même chapitre nous avons défini le système de protection contre le court-circuit (élément de protection, qualité et leur différent type de protection)

# Chapitre II

## Protection numérique

## II.1 Introduction:

Il est évident qu'il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement. Ils sont souvent le siège d'un bon nombre d'incidents donc d'une perturbation conséquente sur la mise à disposition de l'énergie électrique au niveau des utilisateurs. Pour cela, la diminution du nombre de perturbations, la limitation de leur durée ainsi que la rapidité de la reprise du service normal est l'objectif de la protection des réseaux électriques.

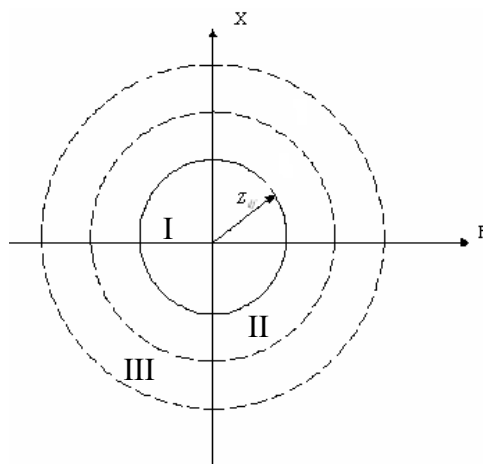
Les réseaux de transport, de répartition et de distribution de l'énergie électrique constituant la majeure partie du système électrique se trouvent être de par leur nombre, importance et étendue les plus affectés par les défauts. Dans ce contexte, des progrès très importants ont été réalisés dans le cadre du développement de la protection de distance. Celle-ci fonctionne à partir des grandeurs mesurées qui sont le courant, la tension et le sens d'écoulement d'énergie. A l'aide de ces informations, le dispositif de protection calcule l'impédance de l'équipement contrôlé.

Elle se résume en une caractéristique. Cette dernière désigne le lieu géométrique des points correspondant à la limite de fonctionnement du relais d'impédance dans le plan  $(R, X)$ .

Pour différentes valeurs de courant et de tension des mesures d'impédance sont effectuées. A chaque mesure correspond un point dans la caractéristique.

Ce relais fonctionne lorsque la valeur de l'impédance mesurée franchit cette caractéristique. Si les points sont en dehors de cette dernière, d'autres relais se chargeront de la surveillance et on déclenchera alors la temporisation en fonction du stade.

La figure suivante illustre les différents emplacements de l'impédance  $Z$  pour différentes zones de protection :



**Figure III.1** Représentation de l'impédance  $Z$  dans le plan complexe

où I, II et III sont les zones de protection.

## II.2 Définition d'un Système de Protection:

Les systèmes de protection peuvent être définis comme étant un ensemble de dispositifs plus ou moins complexes, capables de provoquer la mise hors tension immédiate d'un ou de plusieurs organes du réseau quand celui-ci devient le siège d'un défaut électrique.

Pour remplir leur rôle, les systèmes de protections doivent:

- ✓ Détecter la présence d'un défaut,
- ✓ Identifier l'ouvrage atteint,
- ✓ Commander les organes de coupure, dont l'ouverture conduira à l'isolement de cet ouvrage par rapport au reste du réseau.

Néanmoins des mesures préventives permettent d'éviter la survenance du défaut dans les structures électriques, parmi ces mesures il y a :

- ✓ Le nettoyage des isolateurs.
- ✓ La régénération des huiles surtout en ce qui concerne les grands disjoncteurs.
- ✓ L'installation de fil de garde et celle des éclateurs et des parafoudres.

Un dispositif de protection comporte trois éléments fondamentaux [1].

**Un capteur:** Sa fonction est de transmettre des grandeurs analogiques de l'élément à protéger.

**Un relais:** Comporte des fonctions de mesure, de logique combinatoire et de décision.

**Un disjoncteur:** C'est un interrupteur qui fonctionne dans des conditions très dures et dont les caractéristiques concordent avec celles de l'élément à mettre hors tension lors d'un défaut.

### II.2.1 Qualité

Pour qu'un système de protection accomplisse convenablement sa mission,

Il doit présenter les qualités suivantes :

- **Fiabilité :** Déclenchement suite à un défaut réel (décision sûre)
- **Disponibilité :** C'est la capacité de fonctionner lors de l'apparition d'un défaut, ce qui impose diverses procédures ou dispositifs pour s'assurer que la protection est en état de marche.
- **Rapidité d'action :** Pour limiter les effets néfastes du défaut
- **Sensibilité :** Détecter la moindre variation de grandeur à surveiller
- **Consommation :** Elle doit être réduite
- **Sélectivité :** Déclenchement seulement des appareils encadrant le défaut, de manière à maintenir sous tension les parties saines [4]

## II.2.2 Composants De Base

- **Transformateurs de tension et transformateurs de courant** : Pour surveiller et donner la rétroaction précise au sujet de la salubrité d'un système.
- **Relais** : Pour convertir les signaux des dispositifs de surveillance, et donner des instructions d'ouvrir un circuit dans des conditions défectueuses ou de donner des alarmes quand l'équipement étant protégé, s'approche vers la destruction possible.
- **Fusibles** : art de l'auto-portrait-destruction pour sauver l'équipement descendant étant protégé.
- **Disjoncteurs** : Ceux-ci sont employés pour faire des circuits acheminant d'énormes courants, et pour casser également le circuit acheminant les courants de défaut pour quelques cycles basés sur la rétroaction des relais.
- **Batteries de C.C** : Celles-ci donnent la source d'énergie non interrompue aux relais et aux briseurs qui est indépendant de la source d'énergie principale étant protégée.[3]

## II.3 Types de Protection:

On peut les représenter en deux familles:

### II.3.1 Protection par Fonction:

#### II.3.1.1 Protection Longitudinale:

Elle est utilisée pour les courtes lignes et câbles souterrains. Son principe se base sur la comparaison des courants en amplitude et en phase aux deux extrémités de la ligne par un montage sensible à leurs différences vectorielles. Tout courant qui entre par une extrémité sort par l'autre extrémité, toute différence sensible implique présence d'un défaut.

#### II.3.1.2 Protection à Maximum de Courant:

Elle constitue la protection de secours vis-à-vis des défauts extérieurs à la zone de protection principale. Elle agit lorsque le seuil de réglage en courant est dépassé.

#### II.3.1.3 Protection à Impédance Minimale:

C'est une protection de distance utilisée comme protection principale. Elle mesure en permanence l'impédance de la ligne à protéger.

### II.3.2 Protection par Technologie:

Il existe trois types de protection :

### **II.3.2.1 Protection Electromécanique:**

Celle si est équipée d'un ou plusieurs relais électromécaniques. Ce dernier se compose d'une partie fixe et de l'autre partie mobile; entre lesquelles s'exerce une force ou un couple qui peuvent être d'origine mécanique, thermique ou électromagnétique. La partie mobile est solidaire d'un contact qui, en se déplaçant par rapport à un contact fixe, est chargé d'ouvrir ou de fermer des circuits d'utilisateurs.

Cette protection est caractérisée par un temps de fonctionnement relativement grand, et une grande consommation d'énergie. Son prix de revient élevé est dû à sa constitution de plusieurs relais, réalisant chacun une fonction déterminée, entraînant une charge élevée pour les réducteurs de mesure. Pour toutes ces raisons ces relais sont relativement abandonnés de nos jours.

### **II.3.2.2 Protection Electronique (Statique):**

Cette protection est composée d'un relais dont les circuits de mesure et de commutation sont complètement statiques (à base de composants semi-conducteurs: transistors, thyristors, diodes,...).

Le parcours du signal de l'état depuis les transformateurs de tension et les transformateurs de courant jusqu'à la prise de décision (déclenchement ou pas) s'effectue dans des modules entièrement électroniques propres à chaque fonction telle que : mise en route, mesure, comparateur de phase, temporisateur, anti-pompage, et en dernier la logique de déclenchement.

Les relais statiques sont caractérisés par un temps de déclenchement assez court, une grande précision et une construction simple permettant un dépannage et une maintenance aisée.

### **II.3.2.3 Protection Numérique :**

#### **II.3.2.3.1 Aperçu historique:**

Dès 1969 sont apparues les premières publications relatives aux protections .Toutefois, il a fallu près de vingt ans pour disposer sur le marché des relais de protection complexes, tels que les relais basés sur un algorithme de distance. Ceci, tient d'abord du fait que jusqu'à 1980 la technique statique analogique était encore en plein développement ensuite des microprocesseurs présentant un rapport puissance-prix attractif n'existent que depuis une dizaine d'années.

La technique de protection connaît aujourd'hui une mutation technologique spectaculaire et continue. Le microprocesseur s'est introduit et ouvre la porte à de nouveaux horizons.

L'objectif fondamental de cette nouvelle technologie est de reconnaître avec certitude et sélectivité l'état de défaut dans les installations électriques et d'en ordonner l'élimination.

La numérisation, comme les techniques qui l'ont précédées, a bien veillé à respecter ce principe de base mais elle s'est aussi appliquée à améliorer la technique de mesure, d'augmenter la disponibilité et la fiabilité des équipements.

De plus la capacité de communication des appareils digitaux a ouvert des perspectives énormes pour l'exploitation. [11].

### II.3.2.3.2 Fonction de la protection numérique:

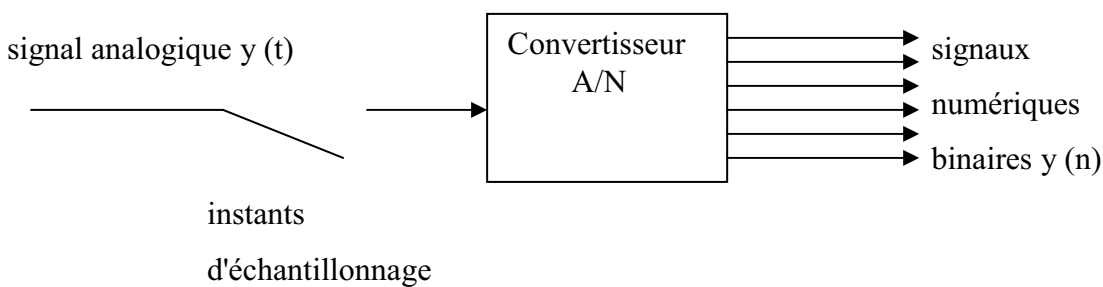
La fonction de tout système d'acquisition de données est de convertir un signal du «monde réel» en une représentation numérique appropriée, elle est assurée par l'échantillonnage. Le but de cette numérisation du signal est de permettre aux données ainsi acquises d'être traitées.

Par un calculateur ou un microprocesseur, stockées en mémoire, visualisées ou exploitées par certains appareils de contrôle, de réglage ou de protection [3].

Le développement des moyens numériques de traitement a conduit à représenter les signaux par des suites de nombres. Dans ce cas le temps est discrétisé, le signal est à temps discret ou échantillonné.

L'échantillonnage d'un signal continu l'amplitude d'un signal continu à des intervalles de temps réguliers. Ces intervalles constituent la période d'échantillonnage  $T_e$  et l'inverse de cette période est la fréquence d'échantillonnage  $F_e$ . Un signal numérisé ne contient donc que l'information du signal  $y(t)$  aux instants d'échantillonnage. [4].

Le théorème d'échantillonnage stipule que, sous certaines conditions, un signal continu peut être complètement représenté et reconstitué à partir d'échantillons répartis régulièrement en temps. Ce dernier sert donc de pont entre les signaux continus et les signaux discrets. Si ces conditions sont respectées, un signal initial continu peut être échantillonné produisant ainsi un signal discret, puis à partir du signal discret le signal continu initial peut être exactement reconstitué sans aucune perte d'information.



**Figure II.2** Reconstitution du signal

Ce théorème est très important du point de vue pratique car il répond à la question que l'on se pose tous un jour lorsque l'on réalise une mesure physique au cours du temps: pour un temps donné, combien de valeurs numériques me faut-il pour décrire complètement le signal?

**Le critère de Shannon** stipule que la fréquence d'échantillonnage  $F_e$  doit être supérieure au double de la plus grande fréquence  $F$  contenue dans le signal soit  $F_e > 2F$ .

Tout type de protection numérique est constitué des éléments suivants:

#### II.3.2.3.2.1 Eléments d'acquisition de données:

A l'intérieur d'un système d'acquisition de données numériques se trouve un certain nombre de composants nécessaires pour effectuer cette opération.

- Le cœur du système d'acquisition est le convertisseur analogique-numérique (ADC), ce dernier convertit le signal analogique en une représentation numérique.
- Le ou les échantillonneurs bloqueurs (sample and hold amplifier, S/H).
- Le multiplexeur analogique d'entrée.
- Le système de conditionnement du signal qui peut comprendre:
  - Des amplificateurs d'instrumentation.
  - Des filtres anti-repliements.
  - Des circuits de traitement analogique spécialisés (multiplieur, diviseur, racine carrée)

#### II.3.2.3.2.2 Le convertisseur analogique-numérique:

Les types de convertisseurs analogiques numériques sont relativement nombreux. La raison en est le nombre de degré de liberté de leur sélection (technologie, performance). Les composants de base nécessaires sont:

- Un comparateur qui compare la tension d'entrée au niveau de sortie d'un convertisseur numérique analogique interne.
- Un registre d'approximation successive qui séquence le convertisseur analogique-numérique et stocke le code de la dernière conversion.
- Un convertisseur analogique-numérique qui alimente le comparateur avec des valeurs analogiques successives.
- Une logique cadencée nécessaire pour commander le processus de conversion.

#### II .3.2.3.2.3 L'échantillonneur bloqueur:

C'est un circuit qui bloque (ou stocke) une tension donnée à un moment bien précis du temps (il maintient le signal électrique constant en attendant l'acheminement d'une nouvelle donnée) [4].

Bien que ce circuit ait de nombreuses applications, son usage principal se rencontre en acquisition de données qui nécessite un maintien de l'information pendant le processus de conversion analogique/numérique. Il accroît la relation bande passante/précision de l'acquisition.

#### II.3.2.3.2.4 Le multiplexeur

La plupart des systèmes d'acquisition de données ont un seul convertisseur et nécessitent donc la mise en place d'un schéma de multiplexage pour acheminer les tensions de sortie de chaque échantillonneur bloqueur vers l'entrée des convertisseurs.

#### II.3.2.3.2.5 l'amplificateur d'instrumentation:

Dans un système d'acquisition, les amplificateurs d'instrumentation se rencontrent entre les échantillonneurs bloqueurs et le convertisseur pour adapter les impédances d'entrée aux impédances de sortie dans le conditionnement du signal et dans les filtres anti-repliements [3].

#### II.3.2.3.2.6 Le filtre anti-repliement:

Lorsqu'il est impossible d'augmenter la fréquence d'échantillonnage, une façon d'éliminer le repliement spectral est d'utiliser un filtre anti-repliement. Un tel filtre est tout simplement un filtre analogique passe-bas qui éliminera les composantes spectrales du signal continu qui sont comprises au-dessus de la demie fréquence d'échantillonnage. Le signal contenu résultant n'est peut être pas identique au signal continu initial (car le filtre passe-bas a éliminé certaines hautes fréquences) mais le signal continu résultant pourra être échantillonné et représenté par un signal discret sans qu'il y ait aucune perte d'information [4].

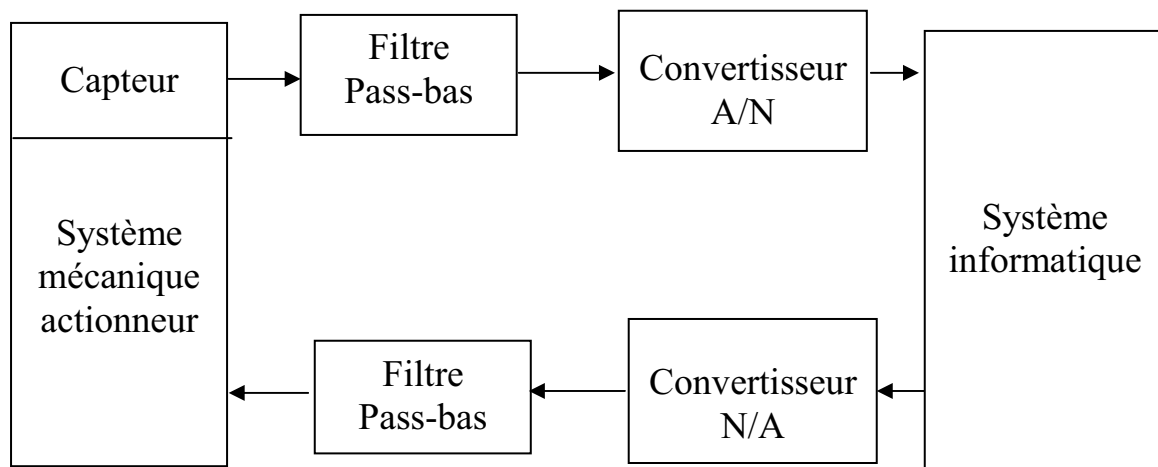


Figure II.3 Chaîne d'une protection numérique

**II.3.2.3.3 Traitement de l'information :**

Dans une protection numérique, le convertisseur analogique/numérique transforme les grandeurs analogiques injectées à l'entrée de la protection en grandeurs numériques qui sont ensuite traitées (filtrage optimisé) avant d'être introduites dans une unité (éventuellement plusieurs) de calcul (UC) chargée de réaliser toutes les fonctions de la protection. L'UC communique avec l'extérieur par l'intermédiaire d'une interface.

L'UC dispose d'une mémoire importante qui lui permet d'assurer des fonctions annexes telles que l'enregistrement d'événements et de grandeurs de défauts et la localisation de défaut.

Compte tenu de leurs possibilités d'adaptation et de leurs fonctionnalités, ces protections d'un coût plus réduit, à fonctionnalités égales, que les protections statiques analogiques commencent à s'imposer sur le marché [1].

**II.3.2.3.4 Action :**

C'est à ce niveau qu'un signal émanant du microprocesseur est transmis à la bobine de coupure du circuit de commande du disjoncteur pour être exécuté [9].

Le schéma général de la protection numérique est représenté dans la figure suivante:

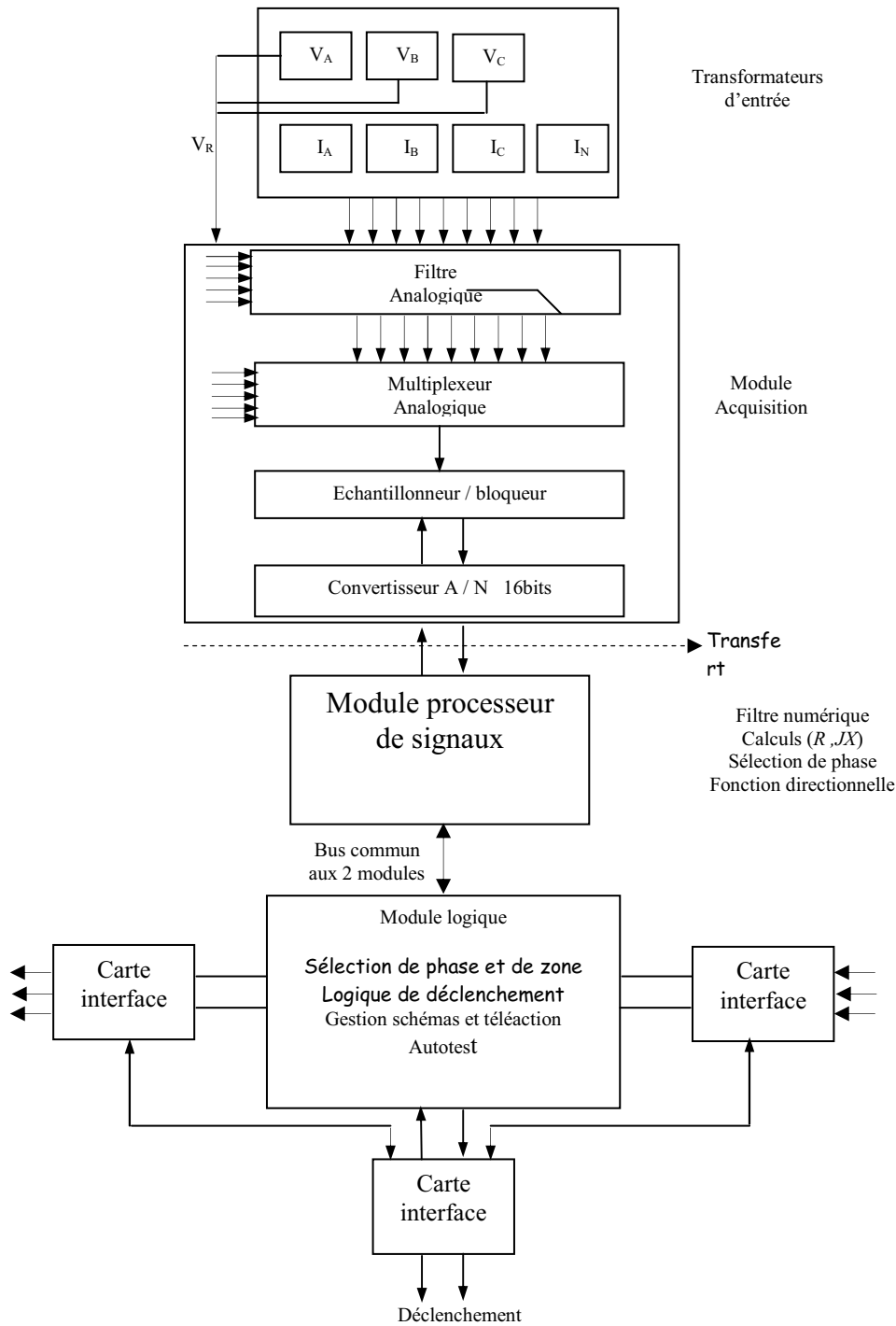


Figure II.4 Schéma de principe d'une protection numérique

**II.3.2.3.5 Caractéristiques générales des protections numériques:**

Une protection numérique possède certaines caractéristiques qui sont:

- Un système à processeurs performants.
- Un traitement des valeurs de mesure et commande entièrement numérique depuis l'échantillonnage jusqu'aux décisions de déclenchement des disjoncteurs.

- Les différentes méthodes de mesure s'adaptant automatiquement au type de défaut et à la grandeur de mesure.
- Le calcul et l'affichage permanent des valeurs de mesure d'exploitation.
- Une manipulation simple à l'aide du panneau de commande et d'affichage.
- Une surveillance permanente des grandeurs mesurées ainsi que du hardware et du logiciel de l'appareil. [5].

### **II.3.3 Classification par éléments constituant un réseau:**

#### **II.3.3.1 Protection des transformateurs:**

Les transformateurs sont des éléments coûteux et important d'un réseau industriel, leur protection est assurée par un système plus ou moins complexe pour réduire au maximum l'effet des éventuels incidents. La protection la plus connue est celle de Buchholz.

#### **II.3.3.2 Protection des machines:**

Il convient de protéger efficacement cette catégorie d'éléments contre les défauts du réseau auxquels ils sont raccordés et contre les défauts internes.

#### **II.3.3.3 Protection des lignes et des câbles:**

Elle est assurée par la protection longitudinale. Son principe de fonctionnement se base sur la comparaison entre les courants en amplitude et en phase aux deux extrémités de la ligne par un montage sensible à leur différence vectorielle. Tout courant qui entre par une extrémité sort par l'autre extrémité, toute différence sensible implique la présence d'un défaut. [5].

### **II.4 Conclusion:**

Dans ce chapitre, nous avons présenté une des protections les plus avancées, il s'agit de la technologie à microprocesseurs. Cette technologie a rapidement pris sa place sur le marché, elle a pénétré plus lentement celui des protections proprement dites grâce à:

- Une puissance de traitement très importante qui permet de traiter des grandeurs transitoires rapides, de traiter simultanément un grand nombre de données.
- Des possibilités d'autocontrôle et d'autotest importantes qui permettent d'imaginer des organisations de maintenance plus efficaces et moins coûteuses.
- L'introduction de nouvelles fonctions dans les protections telles que l'enregistrement d'évènements et la localisation de défauts.

# Chapitre III

## Protection numérique de distance

## II.1 Introduction

La localisation d'un défaut sur une ligne de transport d'énergie électrique est un problème fréquent et sa détermination avec précision est un des aspects majeurs de la recherche. Ceci a donné naissance à plusieurs algorithmes qui se divisent en deux catégories :

- La première utilise les données des deux extrémités de la ligne.
- La seconde est basée sur les données d'une seule extrémité.

Ces algorithmes diffèrent principalement par les modèles utilisés et les erreurs introduites lors du calcul de l'endroit du défaut. Il en résulte différentes approches :

- En se basant sur les phaseurs d'état en régime permanent.
- La formulation par équations différentielles.
- La formulation par équations de propagation des ondes.

## II.2 Méthodes de Localisation des Défauts

En 1969, G.D.Rockefeller propose l'utilisation des microprocesseurs dans la protection des réseaux électriques, d'où plusieurs algorithmes de protection numérique pour les lignes de transports ont été proposés. Ces techniques ont en commun la complexité d'implantation, la précision et la rapidité de calcul.

Les algorithmes de localisation développés sont classés suivant trois approches [7].

**La première approche** qui est la plus utilisée, est basée sur le calcul de l'impédance apparente de la ligne en utilisant les données provenant des extrémités.

Or si les données d'une seule extrémité sont utilisées, le nombre d'inconnues dépassera le nombre d'équations. Afin d'éviter ce problème, plusieurs hypothèses ont été proposées : [8]

- La résistance de défaut est nulle ou a une partie réelle uniquement.
- Le rapport des courants des deux extrémités est un nombre réel.
- Le rapport des courants de défaut est déterminé en utilisant les informations concernant les impédances de la source.

Par contre, l'utilisation des mesures faites aux deux extrémités, donne un nombre d'équations suffisant pour localiser le défaut. De plus, si les échantillons pris aux deux extrémités sont synchronisés, les calculs deviennent simples, si non il sera question de recourir aux équations non linéaires d'où la complexité des calculs.

**La deuxième approche** se base sur l'application des transformations de 'Laplace' et de 'Fourier'. Cette technique consiste à superposer les deux théorèmes.

**La dernière approche** est celle de 'la propagation des ondes' qui offre des avantages considérables. Cependant, la complexité des calculs ne peut être évitée.

### II.3 Méthode des Phaseurs

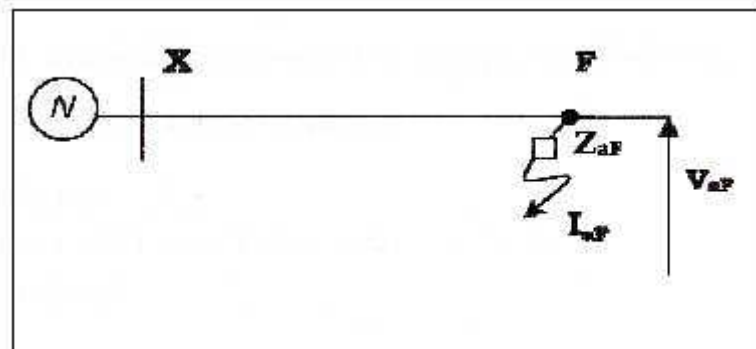
Cette méthode très utilisée, basée sur l'estimation des phaseurs, se divise en deux familles l'une utilisant les données d'une extrémité (single-ended fault location), l'autre, les données aux deux extrémités (Two-ended fault location).

#### II.3.1 Algorithmes de Localisation basés sur les données d'une extrémité

Algorithme original proposé par Gilcrest, Rockfeller et Udren [7], Mann et Morrison [9], Ranlbar et Cory [10]. Il est basé sur la détermination de l'impédance apparente du défaut.

Exploitant les algorithmes développés, Girgis et Udren ont proposé, en 1992, un algorithme pour les réseaux de transport à structure radiale de 69 kv. Ainsi, la localisation du défaut est basée sur la détermination de l'impédance apparente traduisant le rapport de la tension sur le courant. La variation de l'amplitude des phaseurs de courant est utilisée pour déterminer le type de défaut.

Soit le schéma, ci-dessous représentant une ligne en défaut (phase-terre), en supposant que les valeurs tensions et courants soient connues au point  $X$  [9].



**Figure II.1** Diagramme d'une ligne en défaut

En utilisant les conditions du défaut et les paramètres de séquence du réseau, les courants et tensions des séquences sont définis comme suit:

$$\begin{aligned} V_{1f} &= V_1 - I_1 \cdot Z_1 \\ V_{2f} &= V_2 - I_2 \cdot Z_2 \end{aligned} \quad (\text{II.1})$$

$$\begin{aligned} V_{0f} &= V_0 - I_0 \cdot Z_0 \\ V_{1f} + V_{2f} + V_{0f} &= 3 \cdot I_{0f} \cdot R_f \end{aligned} \quad (\text{II.2})$$

Le développement des calculs donne [9] :

$$D = \frac{(R_{APP}.M - X_{APP}.L)}{(R_I.M - X_I.M)} \quad (II.3)$$

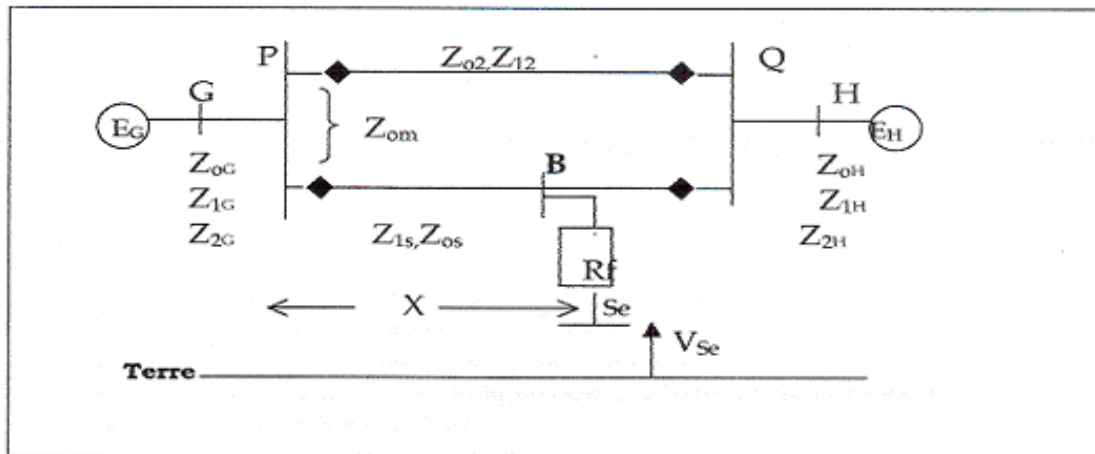
Les expressions de  $L$  et  $M$  sont données en [9]

La même équation (II.3), est utilisée pour les autres types de défauts par la sélection des courants et tensions propres à chaque défaut.

Cet algorithme n'est pas intéressant pour notre recherche, il engendre une erreur importante car il néglige la résistance du défaut alors que celle-là influe sur le système de protection.

Partant du même principe que l'algorithme ci-dessus, Waiker (1994 et 1998) utilise la théorie des composantes symétriques pour découpler le système en trois systèmes monophasés et éliminer l'effet mutuel. Le résultat d'étude des performances [11] montre que la distance estimée du défaut est obtenue avec moins d'erreur (entre 5 % et 10 %).

Soit la Figure II.2 représentant un réseau électrique avec un défaut au point  $B$ , et son Schéma Monophasé Equivalent Homopolaire SMEH, Directe SMED et Inverse SMEI de la FigureII.3.



**Figure II.2** Schéma unifilaire de Réseau étudié

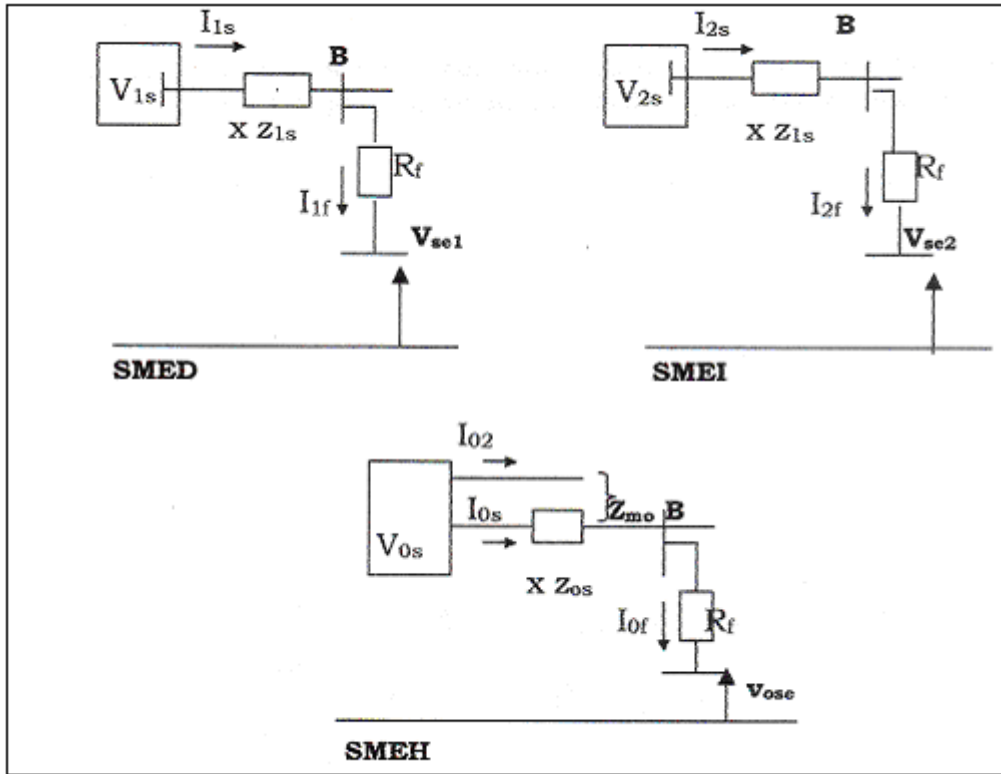


Figure II.3 SMEH, SMED, SMEI du réseau étudié

On a l'expression des tensions:

$$V_{1se} = V_{1s} - X \cdot I_1 \cdot Z_{1s} - R_f \cdot I_{1f} \tag{II.4}$$

$$V_{2se} = V_{2s} - X \cdot I_2 \cdot Z_{2s} - R_f \cdot I_{2f} \tag{II.5}$$

$$V_{0se} = V_{0s} - X \cdot I_0 \cdot Z_{0s} - Z_{0m} \cdot I_{02} - R_f \cdot I_{0f} \tag{II.6}$$

Avec:

$V_{1se}, V_{2se}, V_{0se}$  : Tensions de phase des séquences au relais.

$I_{1s}, I_{2s}, I_{0s}$  : Courants de phase des séquences au relais.

$I_{1f}, I_{2f}, I_{0f}$  : Courants du défaut des trois séquences.

$Z_{1s}, Z_{0s}$  : Les impédances de la ligne (séquence direct, homopolaire).

$I_{02}, Z_{0m}$  : Courant homopolaire et l'impédance mutuelle homopolaire de la ligne.

$R_f$ : Résistance du défaut.

$x$  : Distance en u.r du relais au point de défaut  $B$ .

$$x = \frac{s_1 \cdot V_{s1} + s_2 \cdot V_{s2} + s_0 \cdot V_{s0}}{s_1 (V_{rs1} + V'_{rs1}) + s_2 V_{rs2} + s_0 V_{rs0}} - e_r \tag{II.7}$$

Avec :

$$e_r = \frac{(s_1 R_f I_{1f} + s_2 R_f I_{2f} + s_0 R_f I_{0f})}{s_1 (V_{rs1} + V'_{rs1}) + s_2 V_{rs2} + s_0 V_{rs0}} \quad (\text{II.8})$$

Tel que :

$e_r$  : terme d'erreur due à la résistance du défaut.

Les coefficients  $s_1$ ,  $s_2$  et  $s_0$  sont donnés dans la référence [11].

**N.B.:** Les modes 0, 1 et 2 correspondent respectivement aux séquences homopolaire, directe et inverse.

### II.3.2 Algorithmes de localisation basés sur les donnés aux deux Extrémités

Dans la dernière décennie, une nouvelle technique de localisation de défaut, qui exploite les données des deux extrémités de la ligne, a été proposée [8]. Ces derniers peuvent être synchronisés par un G.P.S (Global Positioning System).

Les mesures aux deux extrémités de la ligne offrent des équations de redondance qui sont la clé d'une bonne précision et d'une meilleure fiabilité de l'estimation.

Des algorithmes utilisant directement les phaseurs courants et tensions ont été proposés. *John et Jamali* ont proposé une méthode basée sur les conditions de continuité de tension au point du défaut. Elle utilise les modèles des lignes longues, associés aux composantes symétriques. *Aggarwal et Al.* Ont montré que ce principe peut être appliqué aux lignes en T (Trois extrémités) [8].

En 1996, *Novosel, Udren et Garitty* ont proposé une méthode qui utilise les phaseurs (courants, tensions) non synchronisés des deux extrémités de la ligne avec un angle de déphasage, sans tenir compte du type du défaut, de sa résistance, des courants de charges et des impédances de la source [12].

Soit le schéma de la Figure II.4 d'une ligne en défaut sans considérer la synchronisation des données aux deux extrémités.

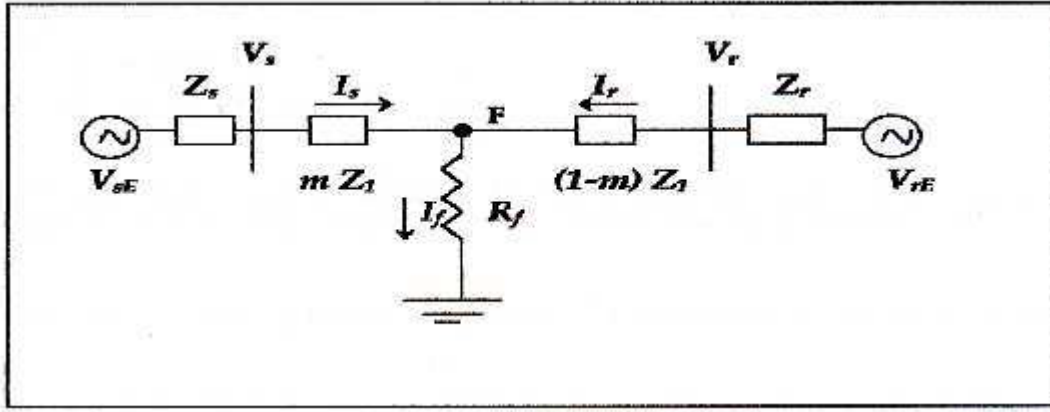


Figure II.4 Schéma d'une ligne en défaut

On a la tension au point  $f$  défaut :

$$V_f = V_s - m Z I_s \tag{II.9}$$

$$V_f = V_r - (1 - m) Z I_r \tag{II.10}$$

$m$  : la position du défaut.

$Z$  : l'impédance de la ligne.

Soustrayons l'équation (II.9) de (II.10) et réarrangeons, on aura :

$$V_s - V_r + Z I_r = m Z (I_s + I_r) \tag{II.11}$$

Les tensions aux deux extrémités peuvent être écrites sous la forme :

$$V_s = |V_s| \langle \alpha_m + \delta \rangle \text{ et } V_r = |V_r| \langle \beta_m \rangle \tag{II.12}$$

$\alpha_m, \beta_m$  : les angles mesurés.

$\delta$  : l'angle de synchronisation des tensions.

$$m = \frac{\operatorname{Re}(V_s) \sin \delta + \operatorname{img}(V_s) \cos \delta - \operatorname{img}(V_r) + C_4}{C_1 \sin \delta + C_2 \cos \delta + C_4} \tag{II.13}$$

$$m = \frac{\operatorname{Re}(V_s) \cos \delta - \operatorname{img}(V_r) \sin \delta - \operatorname{Re}(V_r) + C_3}{C_1 \cos \delta - C_2 \sin \delta + C_3} \tag{II.14}$$

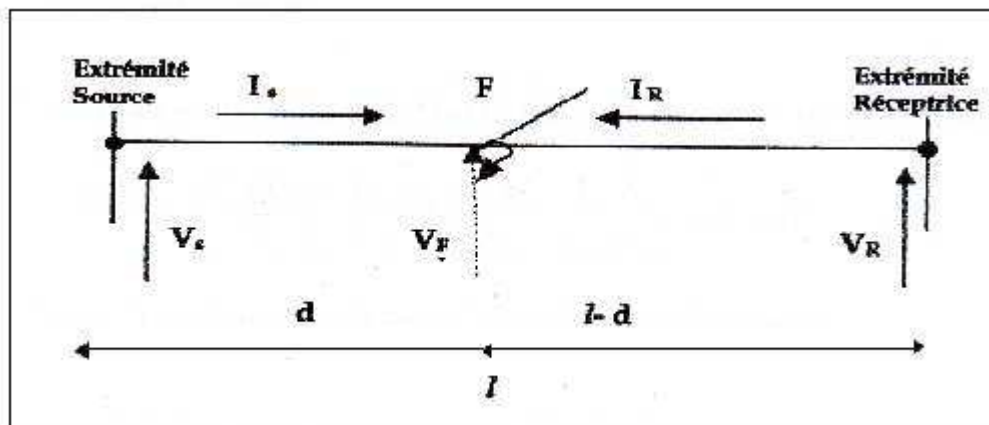
Les coefficients  $C_1, C_2, C_3, C_4$  sont donnés dans la référence [12].

La spécification du type de défaut ainsi que sa résistance n'est pas nécessaire, elle n'influe pas sur le calcul de la distance. Cette technique ne nécessite pas de très grand moins car les données ne sont pas synchronisées.

En 2001, Zheng Chen propose un algorithme qui utilise des échantillons synchronisés par « G.P.S », basé sur les paramètres distribués de la ligne où est négligé l'effet de la capacité shunt.

Il considère que les lignes ne sont pas transposées et homogènes sur toute la longueur. Les composantes de phases sont transformées en composantes modales (symétriques). La simulation montre que l'algorithme a une grande précision et une erreur de localisation inférieure à 0.4 %, l'algorithme n'est pas affecté par la résistance du défaut, le type du défaut et l'angle d'incidence du défaut [13].

Soit le schéma suivant représentant un défaut sur une ligne



**Figure II.5** Diagramme d'une ligne en défaut

$l$  : la longueur de la ligne.

$F$  : le point du défaut.

$V_s, I_s, V_r, I_r$  : les phaseurs tensions et courants aux deux extrémités de la ligne.

A partir des équations télégraphiques, la tension au point  $F$  :

$$V_f = V_s.ch\gamma(d-1) - I_s.Z_c.sh\gamma(d) \quad (II.15)$$

La tension au point  $F$  s'écrit aussi en fonction des tensions et courants de l'extrémité  $R$  :

$$V_f = V_r.ch\gamma(1-d) - I_r.Z_c.sh\gamma(1-d) \quad (II.16)$$

Après développement des calculs, nous trouvons :

$$D = \frac{1}{2\alpha_m} \arctg\left(\frac{B_m}{A_m}\right) \quad (II.17)$$

Les coefficients  $\alpha_m, B_m, A_m$  sont donnés dans la référence [13].

En 2003, Jing et Chen ont proposé un algorithme de localisation utilisant les mesures des phaseurs synchronisés aux deux extrémités et ont incorporé le modèle des lignes à paramètres distribués associé à la transformation de Clarke, où la distance est donnée comme suit [14,15] :

$$D_m = \frac{\ln\left(\frac{N_m}{M_m}\right)}{2 \cdot \Gamma_m \cdot L} \quad m = (0, \alpha \beta) \quad (\text{II.18})$$

Les coefficients  $(N, M)$  sont cités dans [15] où l'évaluation de la distance de défaut obtenue a donné une erreur inférieure à 1 %.

Notons que le désir de mesurer directement l'état du système ne date pas d'aujourd'hui. Certains chercheurs ont proposé, entre autres, des estimateurs rapides, il s'agit de protections numériques combinées avec un système de communication intégré qui offre la perspective d'une véritable mesure en temps réel de l'état du réseau. Vu sous cet angle, la mesure en temps réel des phaseurs peut constituer la base d'une amélioration radicale de la réponse des réseaux électriques aux perturbations majeures. Pour cela, plusieurs techniques ont été développées et appliquées [16,17, 22].

### II.3.3 Méthodes Numériques d'estimation des Phaseurs

#### II.3.3.1 Transformation de Fourier

C'est la méthode la plus célèbre, elle est associée à un algorithme rapide dit « FFT » (Fast Fourier Transform). Elle fournit une description complète des signaux stationnaires. Elle est utilisée dans les protections numériques pour l'extraction des phaseurs courants et tensions.

Cette méthode reste très sensible à la présence des perturbations (bruits) et composantes apériodiques contenues dans les signaux électriques.

#### II.3.3.2 Filtre De Kalman

La technique du filtre de Kalman a été, largement, utilisée dans plusieurs applications pour une estimation optimale des phaseurs et de la fréquence fondamentale à partir des signaux bruités. Cette technique comporte trois étapes :

1. Le développement d'un modèle dans un espace d'état.
2. L'évaluation des gains de kalman.
3. L'implantation du filtre utilisant le modèle et les gains de Kalman.

La technique offre les avantages suivants :

- La rapidité et la précision.
- Le modèle de Kalman s'adapte lui-même aux conditions de la phase avec ou sans défaut.

Quant aux inconvénients de cette technique, on peut les résumer comme suite :

- Une connaissance, à priori, de l'évolution de la variance du bruit et des conditions initiales.

De plus, elle a des difficultés à identifier les composantes apériodiques.

### II.3.3.3 Technique des Moindres Carrés

Cette technique a été souvent proposée pour la protection des réseaux, elle vise à minimiser l'écart quadratique entre le signal mesuré et le signal estimé. Parmi les avantages de cette méthode, on peut noter :

- La précision et la vitesse de convergence.
- La facilité de sa mise en œuvre.
- L'estimation des paramètres et des incertitudes.

Mais, il y a lieu de remarquer que cette méthode exige

- La connaissance a priori du signal, et la manipulation de matrices.

### II.3.3.4 Méthode de Prony

Cette méthode obéit à un modèle sinusoïdal exponentiellement amorti. Elle décompose, ainsi, un signal de défaut en une somme de fonctions élémentaires caractérisées chacune par quatre paramètres dits de 'Prony' : la fréquence, l'amplitude, l'amortissement et la phase initiale.

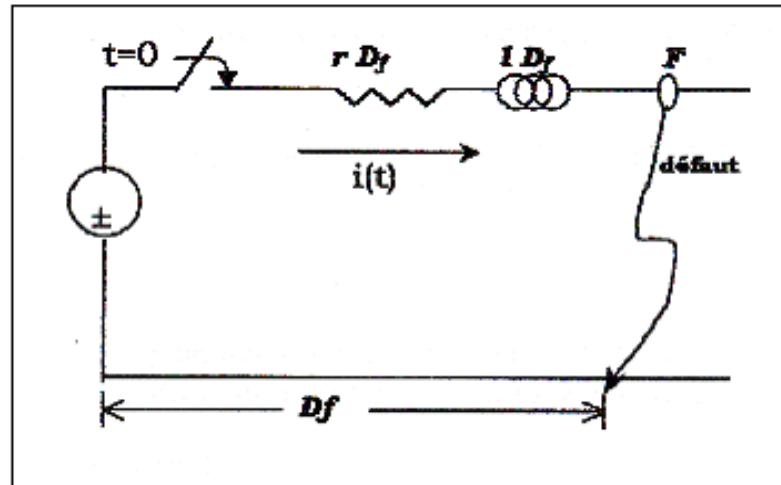
La méthode de Prony joue un rôle important dans le domaine des protections, en effet, l'analyse de Prony permet l'identification des différentes composantes du signal et assure l'estimation du phaseur avec une erreur minimale.

## II.4 Méthode des Equations Différentielles

Le principal inconvénient associé à l'approche des phaseurs se traduit par le besoin d'estimation de ces derniers. Les équations différentielles évitent ce genre de problème. Ainsi, plusieurs algorithmes ont été développés.

Les auteurs Saied et Fuhaid ont proposé un algorithme qui se base sur la transformé de Laplace et l'utilisation de l'intégrale trapézoïdale. Ils supposent que lors de la survenance d'un défaut, le courant par unité de longueur est connu. La distance est déterminée à partir du rapport du courant par unité de longueur et le courant du défaut actuel [18].

Soit le schéma équivalent de la Figure II.6, d'une ligne où survient un défaut.



**Figure II.6** Circuit équivalent pour déterminer  $\tilde{i}(t)$

$D_f$  : position du défaut à partir de l'extrémité source.

$r, l$  : Résistance et inductance linéique.

$\tilde{i}(t)$  : Le courant estimé de  $i(t)$  a l'extrémité source.

A partir du circuit précédent, on peut écrire l'équation suivante:

$$V(t) = rD_f \cdot \tilde{i}(t) + lD_f \cdot \frac{d\tilde{i}(t)}{dt} \quad (\text{II.19})$$

En appliquant la transformation de Laplace à l'équation (II.19), on obtient:

$$V(s) = \tilde{I}(s) \cdot [r + s l] \cdot D_f \quad (\text{II.20})$$

L'expression de la distance est donnée par:

$$D_f = \frac{V(s)}{\tilde{I}(s) \cdot [r + s l]} \quad (\text{II.21})$$

Les auteurs Li, Cheung et Xia ont développé un algorithme basé sur la transformation de Fourier qui présente une grande rapidité de calcul avec une meilleure sélectivité [19].

La ligne de transport est représentée par une équation différentielle sous la forme suivante

$$V_r(t) = R \cdot i_r(t) + L \frac{di_r(t)}{dt} \quad (\text{II.22})$$

Avec :

$V_r(t), i_r(t)$  : Valeurs instantanées du courant et de la tension.

$R, L$  : Résistance et inductance mesurées.

Suite au développement fait dans [19], L'expression de la distance est donnée par la relation suivante :

$$D = \bar{i}_{r1} S_1 - \bar{i}_{r1} C_0 \quad (\text{II.23})$$

## II.5 Méthode de Propagation des Ondes

Le besoin d'éliminer le défaut dans les lignes de transport d'une façon plus rapide a été à l'origine de la proposition de plusieurs algorithmes utilisant les informations tirées à partir de la propagation d'ondes produites par une quelconque défaillance. L'algorithme de corrélation qui utilise les informations des ondes de propagation électromagnétiques, à savoir, les ondes incidentes ou réfléchies a été souvent utilisé. Si la tension et courant à l'endroit du relais sont  $V(t)$  et  $i(t)$ , les signaux incidents et réfléchis peuvent être décrits par les équations suivantes :

$$S_f = V(t) + Z_0 i(t). \quad (\text{II.24})$$

$$S_b = V(t) - Z_0 i(t). \quad (\text{II.25})$$

Le signal incident  $S_f$  représente l'onde de propagation le long de la ligne à partir de la source jusqu'à l'endroit du défaut. Alors que, le signal réfléchi  $S_b$ , représente l'onde de propagation de l'endroit du défaut vers la source.

Pour la détermination de la différence du temps  $\tau$  entre l'onde incidente et l'onde réfléchie, plusieurs techniques de corrélation ont été proposées [20]. Ainsi la distance du défaut est donnée par :

$$D = 0,5 * V_0 * \tau \quad (\text{II. 26})$$

Avec :  $V_0$  désignant la vitesse de propagation de l'onde électromagnétique.

Cette approche dépend de l'identification particulière de la tension et du courant incrémenté à partir de toutes les ondes arrivant au relais, d'où l'identification du signal désiré devient un problème essentiel à la bonne utilisation de cette approche. Une autre limitation de cette technique est la nécessité d'avoir un grand nombre d'échantillons. La technique de propagation d'ondes est indépendante de la configuration du réseau et des équipements installés [20].

## II.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté un bref aperçu des différentes méthodes numériques d'estimation des phaseurs et de localisation des défauts.

Nous avons présenté les différents algorithmes utilisés dans la localisation des défauts (phaseurs, équations différentielles, équations de propagation des ondes), en spécifiant les avantages et les inconvénients de chaque méthode.

Les algorithmes basés sur le calcul des phaseurs sont les plus précis mais nécessitent toutefois, pour être amorcés, les données d'une période [21]. Dans la suite de notre travail, nous considérons la méthode des moindres carrés pour estimer ces phaseurs afin de déterminer la distance de défaut.

# Chapitre IV

# Applications

### III.1 Introduction

Dans cette partie de chapitre, une nouvelle méthode de localisation indépendante de l'impédance apparente est représentée. Elle considère les phaseurs courants et tensions des trois phases à 60 Hz aux deux extrémités obtenus avec une synchronisation locale [20].

Nous avons commencé par présenter un développement mathématique d'estimation des phaseurs par la méthode des moindres carrés. Par la suite, un algorithme est élaboré pour la localisation des défauts. Les programmes sont développés sous environnement MATLAB. Les résultats de simulation montrant l'efficacité des algorithmes proposés ainsi que leurs validations sont présentés à la fin de ce chapitre.

### III.2 Technique de Localisation du Défaut

Une technique de localisation de défaut bien précise revêt une importance particulière dans l'amélioration des analyses de défaut pour l'inspection de la ligne et sa maintenance. En effet, une erreur de 2 % pour une ligne de 100 km représente 2 km de part et d'autre du point de défaut calculé. Ce qui est contraignant lorsqu'il s'agit d'inspection des lignes sur un tracé montagneux.

Pour améliorer le calcul de localisation du défaut, plusieurs algorithmes suggèrent d'utiliser les informations aux deux extrémités de la ligne. L'un des algorithmes utilise l'impédance apparente et l'amplitude du courant aux deux extrémités de la ligne. Une erreur inférieure à 4 % dans la majorité des cas étudiés est obtenue.

D'autres techniques suggèrent l'utilisation des données synchronisées aux extrémités de la ligne avec le concept d'impédance apparente ou le concept de propagation d'onde [20].

### III.3 Estimation des Phaseurs par la Méthode des Moindres Carrés

Les grandeurs complexes des phases sont calculées à partir des valeurs échantillonnées, par la méthode des moindres carrés.

Les fonctions temporelles des phases  $V_a(t), V_b(t), V_c(t)$  et leurs phaseurs complexes sont données par les équations suivantes :

$$\begin{cases} V_a(t) = V_a \cdot \cos(t + a) \\ V_b(t) = V_b \cdot \cos(t + b) \\ V_c(t) = V_c \cdot \cos(t + c) \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

$$\begin{cases} V_a(t) = V_a \cdot e^{i \cdot a} \\ V_b(t) = V_b \cdot e^{i \cdot b} \\ V_c(t) = V_c \cdot e^{i \cdot b} \end{cases} \quad (\text{III.2})$$

Prenons la partie réelle de la vectrice tension :

$$V_i(t) = \text{Re } \bar{V}_i e^{i t} \quad i = a, b, c \quad (\text{III.3})$$

$$V_i(t) = \frac{1}{2} [\bar{V}_i e^{i t} + \bar{V}_i^* e^{-i t}] \quad i = a, b, c \quad (\text{III.4})$$

$\bar{V}_i^*$  : Valeur conjuguée de  $\bar{V}_i$

Généralisons l'équation (III.4) a la grandeur temporelle  $t_n$  ( $t_n = t.n$ ).

$$V(t_n) = \frac{1}{2} [\bar{V}_n e^{i t_n} + \bar{V}_n^* e^{-i t_n}] \quad (\text{III.5})$$

$\bar{V}_n$  C'est le phaseur de la grandeur temporelle  $V(t_n)$

$$\bar{V}_n = V_r + jV_i \quad (\text{III.6})$$

Écrivons  $V_n$  sous sa forme complexe dans (III.5) :

$$V_n = \frac{1}{2} [(V_r + jV_i) e^{i n t} + (V_r - jV_i) e^{-i n t}] \quad (\text{III.7})$$

$$V_n = \frac{1}{2} [(V_r e^{i n t} + jV_i e^{i n t}) + (V_r e^{-i n t} - jV_i e^{-i n t})] \quad (\text{III.8})$$

$$V_n = \frac{1}{2} [V_r (e^{i n t} + e^{-i n t}) + jV_i (e^{i n t} - e^{-i n t})] \quad (\text{III.9})$$

$$V_n = \left[ V_r \left( \frac{e^{i n t} + e^{-i n t}}{2} \right) + jV_i \left( \frac{e^{i n t} - e^{-i n t}}{2} \right) \right] \quad (\text{III.10})$$

$$V_n = \left[ V_r \left( \frac{e^{i n t} + e^{-i n t}}{2} \right) - V_i \left( \frac{e^{i n t} - e^{-i n t}}{2j} \right) \right] \quad (\text{III.11})$$

En développant l'équation (III.11), nous obtenons :

$$V_n = V_r \cos(n t) - V_i \sin(n t) \quad (\text{III.12})$$

Représentons  $V_n$  comme un vecteur de dimension  $n$ .

$$\underbrace{\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_k \\ \vdots \\ V_n \end{bmatrix}} = \underbrace{\begin{bmatrix} \cos(t) & -\sin(t) \\ \cos(2t) & -\sin(2t) \\ \vdots & \vdots \\ \cos(kt) & -\sin(kt) \\ \vdots & \vdots \\ \cos(nt) & -\sin(nt) \end{bmatrix}} \underbrace{\begin{bmatrix} V_r \\ V_i \end{bmatrix}} \quad (III.13)$$

$$\underbrace{\begin{bmatrix} X \\ \vdots \\ X_{N=1} \end{bmatrix}} = \underbrace{\begin{bmatrix} F \\ \vdots \\ F_{N=1} \end{bmatrix}} \underbrace{\begin{bmatrix} A \\ \vdots \\ A_{N=1} \end{bmatrix}} \quad (III.14)$$

En utilisant la méthode des moindres carrés, on peut estimer les valeurs  $V_r, V_i$  du vecteur [A]

Tel que :

$$A = \left( F^T \cdot F \right)^{-1} \cdot F^T \cdot X \quad (III.15)$$

Avec :

$$= \underbrace{\begin{pmatrix} 1 \dots 0 \dots \dots \dots 0 \\ 0 \dots 1 \dots \dots \dots 0 \\ \vdots \\ 0 \dots \dots \dots \dots 1 \end{pmatrix}}_{N \times N} \quad (III.16)$$

$$F^T = \underbrace{\begin{pmatrix} \cos(t) \dots \dots \dots \cos(nt) \\ -\sin(t) \dots \dots \dots -\sin(nt) \end{pmatrix}}_{2 \times N} \quad (III.17)$$

On obtient alors :

$$F^T \cdot F = \underbrace{\begin{pmatrix} \cos(t) & \cos(nt) \\ -\sin(t) & -\sin(nt) \end{pmatrix}}_{2 \times 2} \underbrace{\begin{bmatrix} 1 \dots 0 \dots \dots \dots 0 \\ 0 \dots 1 \dots \dots \dots 0 \\ \vdots \\ 0 \dots \dots \dots \dots 1 \end{bmatrix}}_{N \times N} \underbrace{\begin{bmatrix} \cos(t) & -\sin(t) \\ \cos(2t) & -\sin(2t) \\ \vdots \\ \cos(kt) & -\sin(kt) \\ \vdots \\ \cos(nt) & -\sin(nt) \end{bmatrix}}_{N \times 2} \quad (III.18)$$

$$F^T \cdot F = \begin{pmatrix} \sum_{n=1}^N \cos^2(n t) & -\sum_{n=1}^N \cos(n t) \cdot \sin(n t) \\ -\sum_{n=1}^N \cos(n t) \cdot \sin(n t) & \sum_{n=1}^N \sin^2(n t) \end{pmatrix} \quad (III.19)$$



$$F^T \cdot X = \begin{pmatrix} \sum_{n=1}^N V_n \cos(n \cdot t) \\ -\sum_{n=1}^N V_n \sin(n \cdot t) \end{pmatrix} \quad (\text{III.28})$$

On pose les constantes  $F_c, F_s$  telles que :

$$\begin{cases} F_c = \sum_{n=1}^N V_n \cos(n \cdot t) \\ F_s = \sum_{n=1}^N V_n \sin(n \cdot t) \end{cases}$$

On obtient :

$$F^T \cdot X = \begin{pmatrix} F_c \\ -F_s \end{pmatrix} \quad (\text{III.29})$$

D'où :

$$A = \frac{1}{A.C - B^2} \begin{pmatrix} A & B \\ B & C \end{pmatrix} \begin{pmatrix} F_c \\ -F_s \end{pmatrix} \quad (\text{III.30})$$

$$A = \frac{1}{A.C - B^2} \begin{pmatrix} A.F_c - B.F_s \\ B.F_c - C.F_s \end{pmatrix} \quad (\text{III.31})$$

$$\begin{bmatrix} V_r \\ V_i \end{bmatrix} = \frac{1}{A.C - B^2} \begin{pmatrix} A.F_c - B.F_s \\ B.F_c - C.F_s \end{pmatrix} \quad (\text{III.32})$$

Après tous les développements mathématiques, les valeurs des phaseurs tensions sont données comme suit :

$$V_r = \frac{1}{A.C - B^2} (A.F_c - B.F_s) \quad (\text{III.33})$$

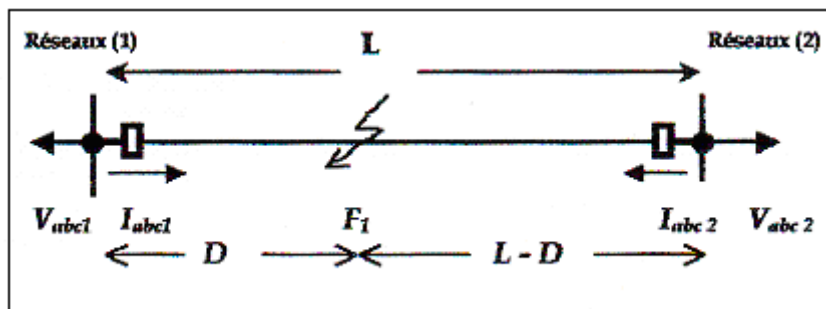
$$V_i = \frac{1}{A.C - B^2} (B.F_c - C.F_s) \quad (\text{III.34})$$

**Remarque :** Pour les phaseurs courants, la même méthode est appliquée.

Enfin, nous avons transformé un système sinusoïdal en fonction du temps en un système circulaire dont le module des phaseurs nous donne le rayon du cercle. En déterminant les deux phaseurs courant et tension à l'aide des valeurs échantillonnées, nous continuerons notre travail pour calculer la distance de défaut.

### III.4 Localisation de Défaut basée sur les données Synchronisées aux deux Extrémités de la ligne

Cette partie explique le principe de la méthode de la localisation du défaut adoptée dans ce travail. Soit la **Figure III.1** représentant une ligne à deux extrémités avec un défaut en  $F_1$ .



**Figure III.1** Ligne à deux extrémités

Supposons que les phaseurs courants et tensions des trois phases aux jeux de barre 1 et 2 sont synchronisés.

Les vecteurs tensions des trois phases aux jeux de barres 1 et 2 sont représentés en fonction des vecteurs courants des trois phases comme suit :

$$V_{abc1} = V_{fabc} + D.Z_{abc}.I_{abc1} \quad (\text{III.35})$$

$$V_{abc2} = V_{fabc} + (L - D).Z_{abc}.I_{abc2} \quad (\text{III.36})$$

A partir de (III.35) et (III.36), nous avons :

$$V_{abc1} - V_{abc2} + L.Z_{abc}.I_{abc2} = D.Z_{abc}.(I_{abc1} + I_{abc2}) \quad (\text{III.37})$$

Avec :

$Z_{abc}$  : Matrice impédance série de la ligne par unité de longueur.

$V_{fabc}$  : Vecteur tension de défaut.

$D$  : Distance du défaut par rapport à la première extrémité

L'équation (III.37) peut être écrite sous la forme matricielle suivante :

$$Y = M .D \quad (\text{III.38})$$

$$\begin{cases} Y_j = V_{j1} - V_{j2} + L \cdot \sum_{i=a,b,c} Z_{ji} . I_{i2} \\ M_j = \sum_{i=a,b,c} Z_{ji} . (I_{i1} + I_{i2}) \\ j = a, b, c \end{cases} \quad (\text{III.39})$$

L'équation (III.38) peut être représentée en trois équations complexes ou six équations réelles avec l'inconnue  $D$ .

Pour déterminer la valeur de  $D$ , on utilise la méthode des moindres carrés appliquée au système d'équations (III.38), comme suit :

$$Y = M .D$$

$$Y - M .D = 0 \quad (\text{III.40})$$

$$(Y - M .D)^+ (Y - M .D) = 0 \quad (\text{III.41})$$

En utilisant la propriété des matrices transposées conjuguées (+) suivante :

$$(A.B)^+ = A^+ .B^+ \quad (\text{III.42})$$

Et en l'appliquant à l'équation (III.41) on aboutit à :

$$(Y^+ .Y) - (D^+ .M^+ .Y) - (Y^+ .M .D) + (D^+ .M^+ .M .D) = 0 \quad (\text{III.43})$$

Où :  $M^+$  est la matrice transposée conjuguée de  $M$  .

$$Y^+ .Y - D^+ .M^+ .Y - D^+ .M^+ .Y + D^+ .M^+ .M .D = 0 \quad (\text{III.44})$$

La dérivée par rapport à  $D^+$  donne:

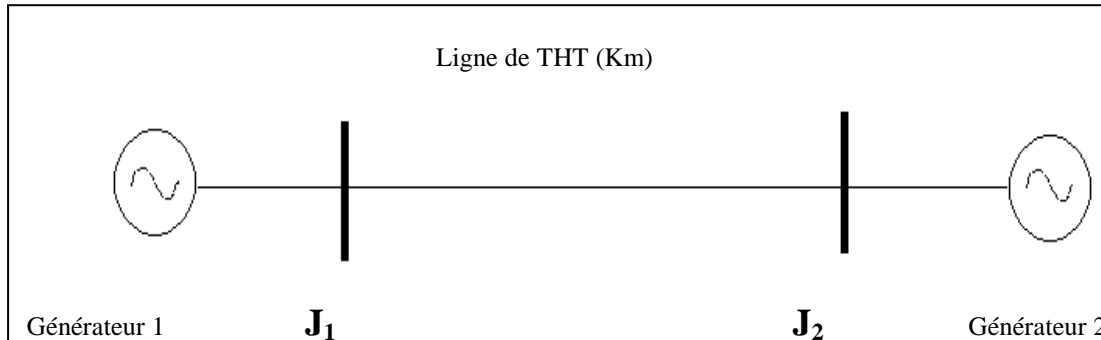
$$-2M^+ .Y + 2M^+ .M .D = 0 \leftrightarrow M^+ .M .D = M^+ .Y \quad (\text{III.45})$$

L'équation de  $D$  est obtenue d'après :

$$D = (M^+ .M)^{-1} .M^+ .Y \quad (\text{III.46})$$

### III.5 Application à un Réseau Electrique

Cette partie montre l'application de l'algorithme de localisation de défaut survenant dans une ligne de transport d'énergie électrique du réseau de la Figure III.2. Pour tester l'efficacité de cet algorithme, nous avons simulé ce modèle sur environnement MATLAB-Simulink.



**Figure III.2** Schéma monophasé du réseau d'application

La Figure III.2 est constituée de :

Deux générateurs de 35 MVA / 400 kV, avec une fréquence  $f = 60$  HZ.

Deux Jeux de barre  $J_1, J_2$ .

Une ligne triphasée de T.H.T (400 kV) de longueur  $L = 128$  km.

La matrice impédance de la ligne étudiée est donnée par :

$$Z_{abc} = \begin{pmatrix} 0.1465 + 1.4405i & 0.0864 + 0.5801i & 0.0864 + 0.5801i \\ 0.0863 + 0.5801i & 0.1465 + 1.4405i & 0.0863 + 0.5801i \\ 0.0863 + 0.5801i & 0.0863 + 0.5801i & 0.1465 + 1.4405i \end{pmatrix}$$

Sur ce réseau d'application, après détermination du régime établi, nous avons simulé différents types de défauts pour des distances variables (10, 30, 64, 80, 90, 110 km).

Quelques résultats de simulation avant et après défaut pour un intervalle de temps [0-0.5 s] sont illustrés dans les figures suivantes pour une distance de 110 km. L'instant d'initiation du défaut est à 0.35 s.

## III.5.1 Simulation du réseau à l'état sain

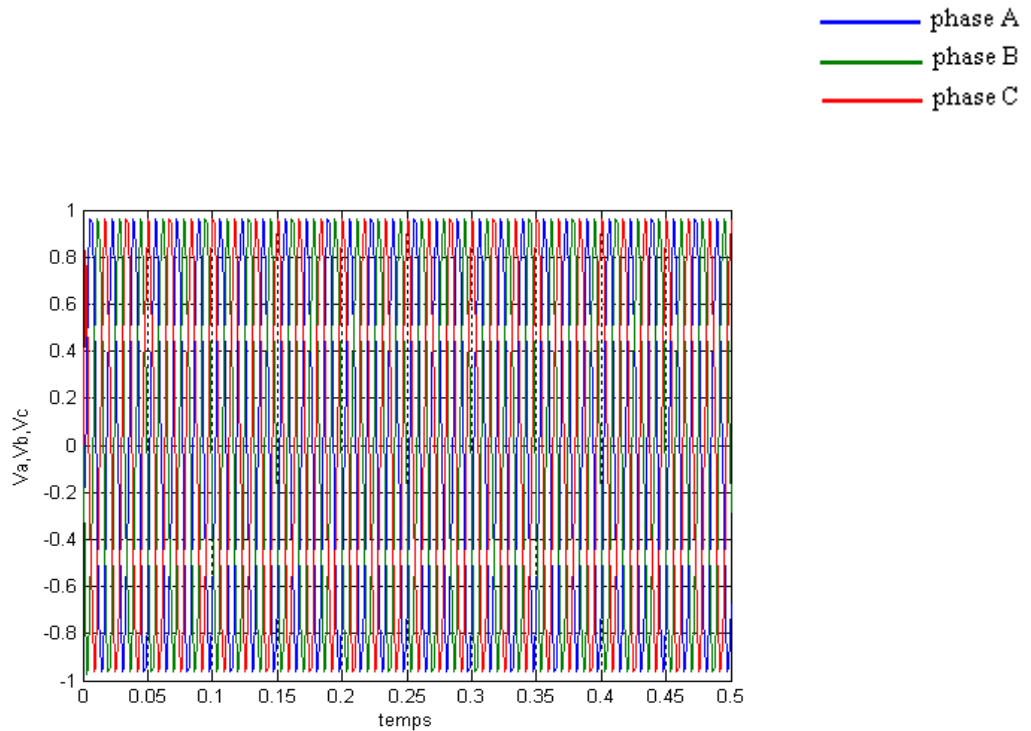


Figure III.3 Tensions de phase

$$V_a(t), V_b(t), V_c(t)$$

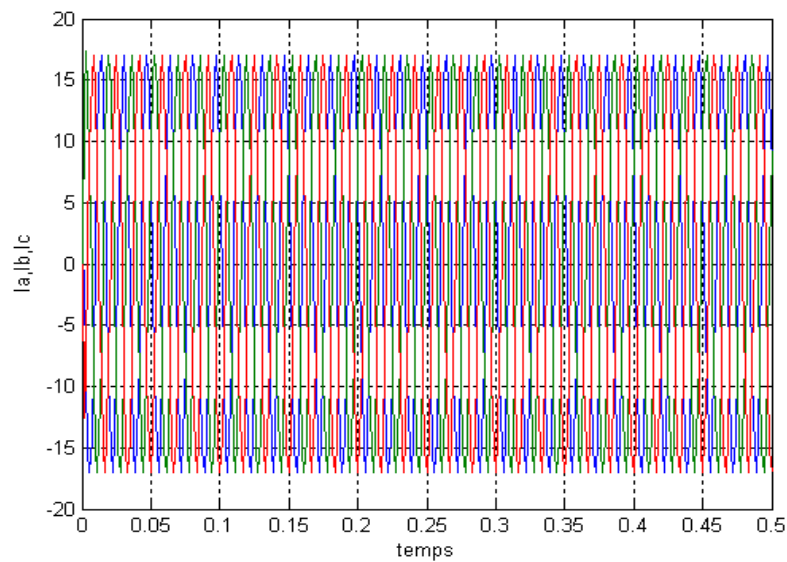
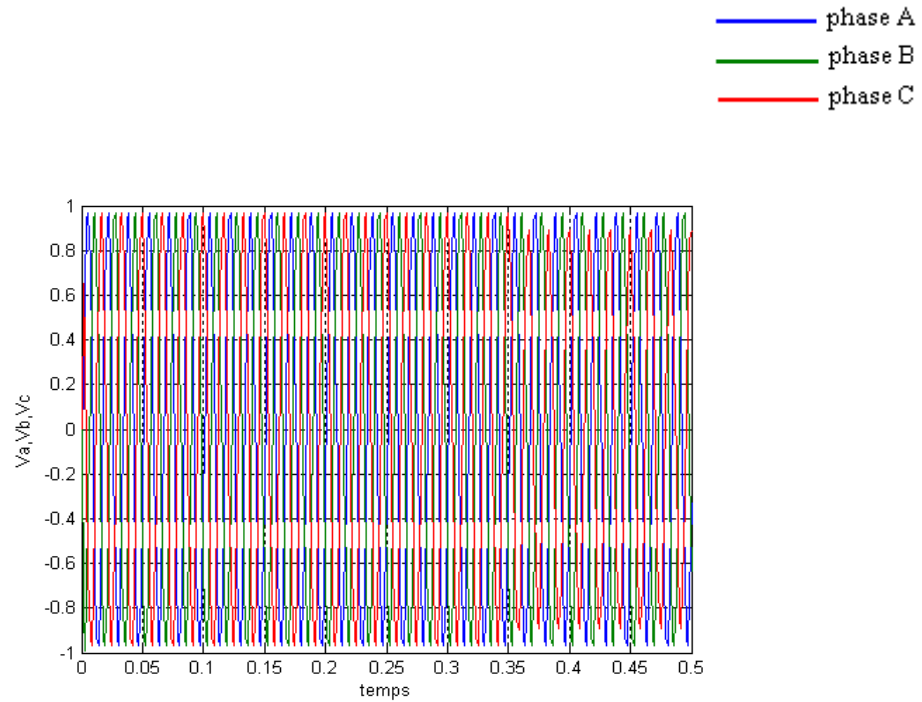


Figure III.4 Courants de phase

$$I_a(t), I_b(t), I_c(t)$$

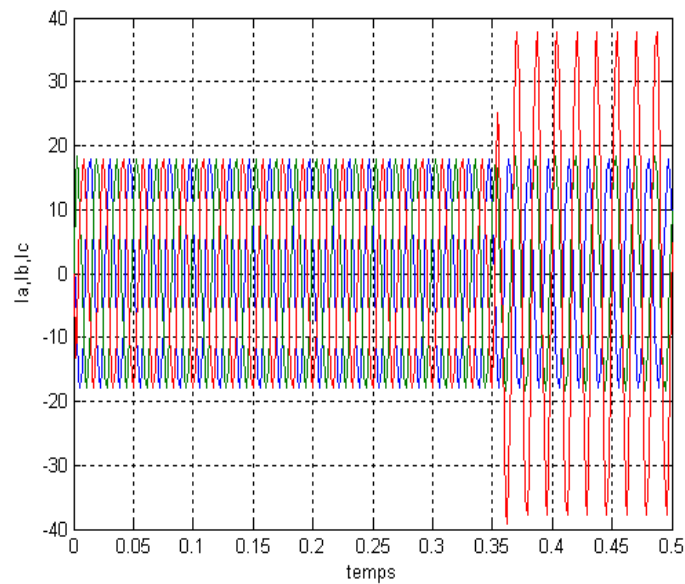
### III.5.2 Simulation d'un défaut sur la ligne à une distance de 110 km

#### III.5.2.1 Défaut monophasé (phase C-la terre)



**Figure III.5** Tensions de phase

$$V_a(t), V_b(t), V_c(t)$$



**Figure III.6** Courants de phase

$$I_a(t), I_b(t), I_c(t)$$

III.5.2.2 Défaut biphasé (phases A-C)

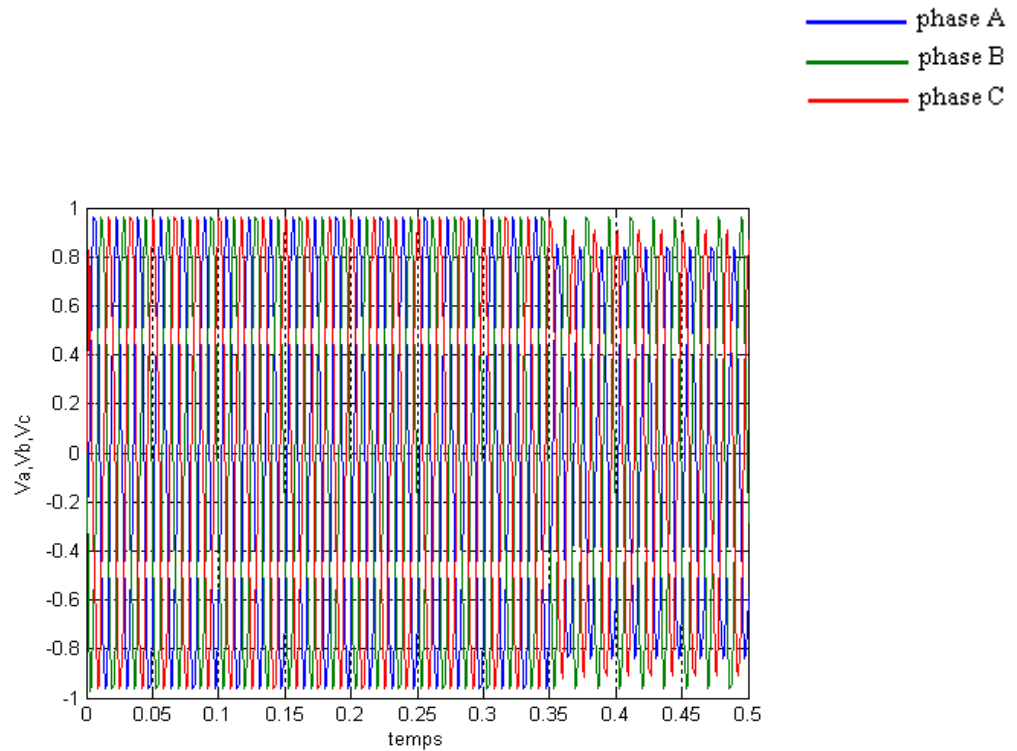


Figure III.7 Tensions de phase

$$V_a(t), V_b(t), V_c(t)$$

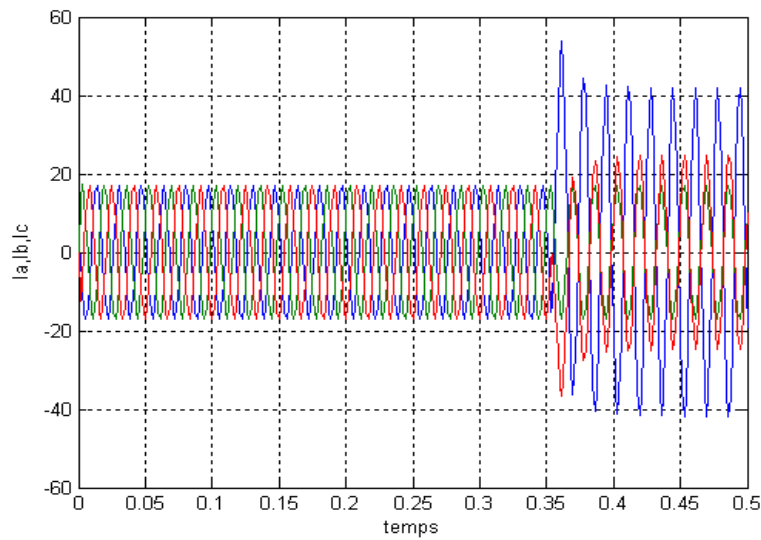


Figure III.8 Courants de phase

$$I_a(t), I_b(t), I_c(t)$$

III.5.2.3 Défaut triphasé

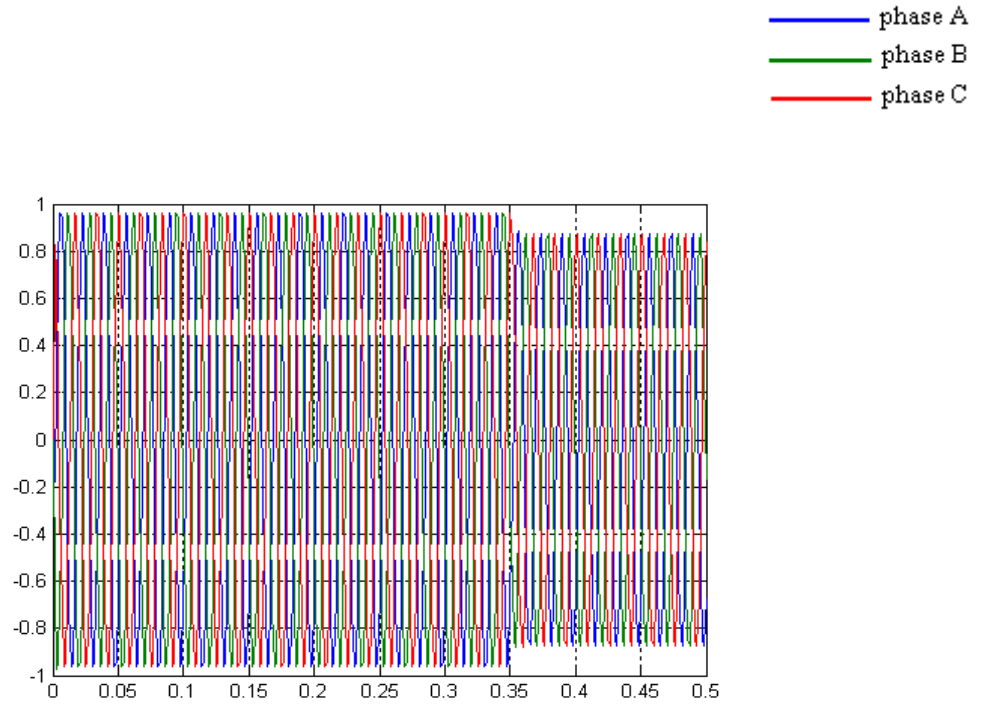


Figure III.9 Tensions de phase

$$V_a(t), V_b(t), V_c(t)$$

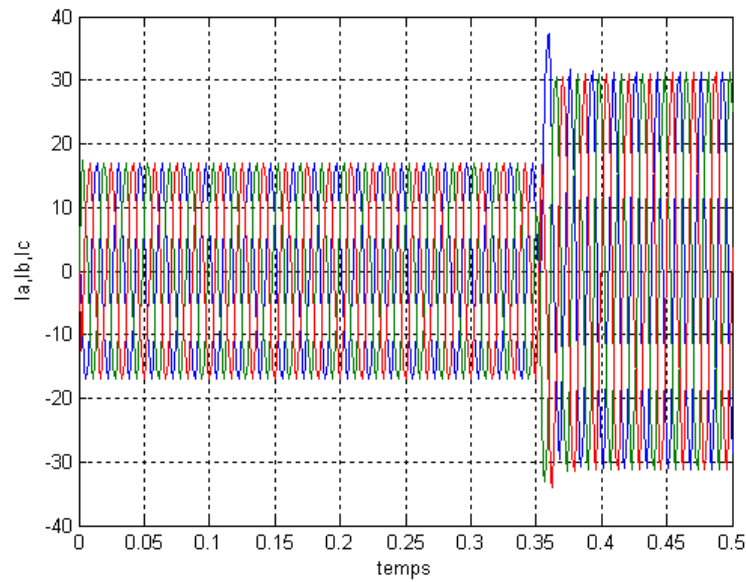
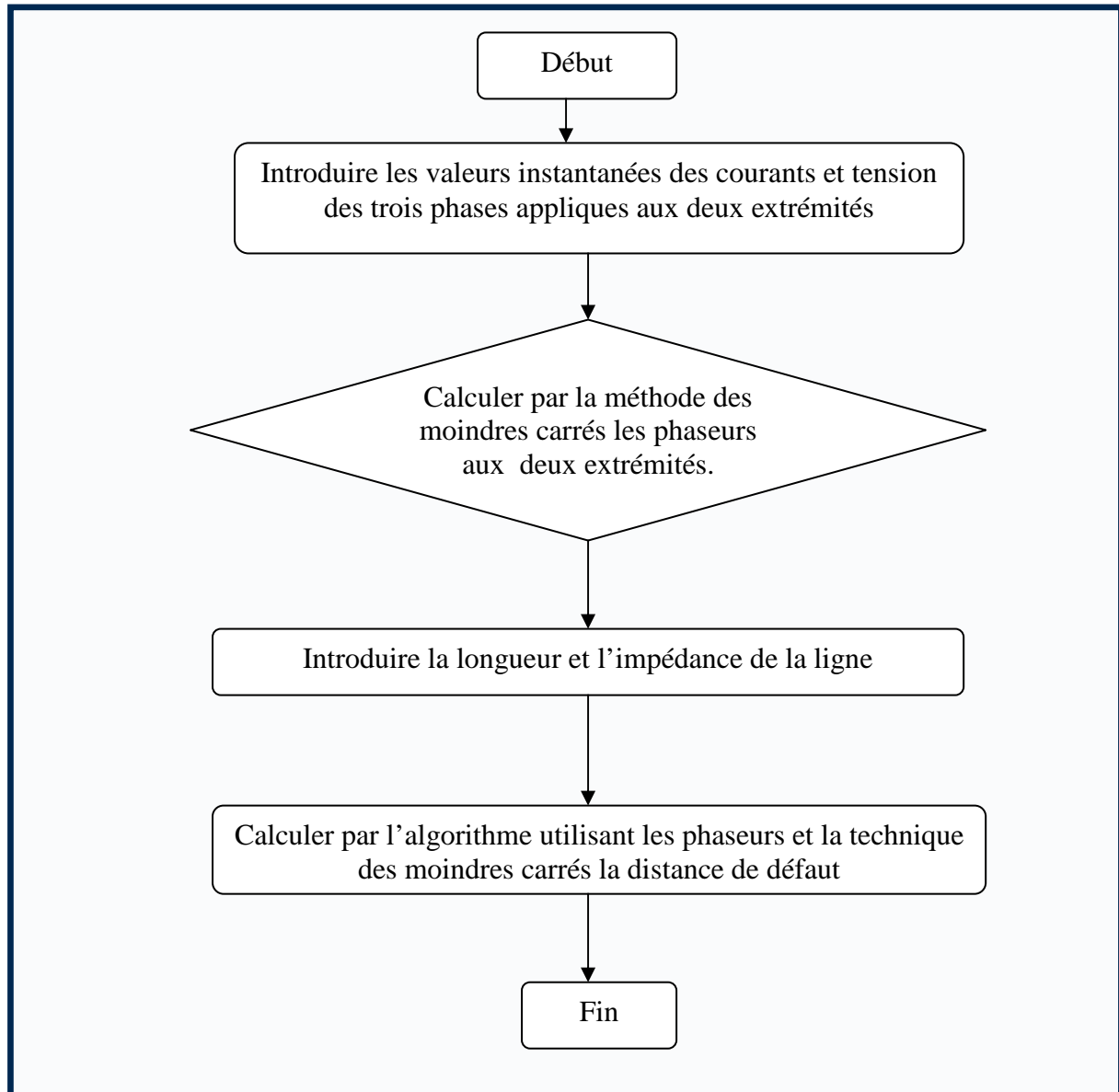


Figure III.10 Courants de phase

$$I_a(t), I_b(t), I_c(t)$$

Un programme a été élaboré sous environnement MATLAB, pour obtenir des échantillons de courant et de tensions à chaque extrémité pendant le défaut. Ensuite, calculer leurs phaseurs à 60 HZ qui seront utilisées comme des données d'entrée dans le programme de localisation de défaut. L'organigramme suivant résume cette procédure



**Figure III. 11** Organigramme de la localisation des défauts par la méthode des moindres carrés aux deux extrémités de la ligne

Afin de valider les résultats du programme élaboré, le même défaut a été simulé avec des topologies différentes et plusieurs niveaux de charge.

Après avoir simulé plusieurs distances de défaut pour la validation du programme, on a présenté à titre d'exemple, les résultats concernant un défaut au milieu de notre ligne T.H.T, avec changement du type de défaut survenant sur le réseau et pour différents niveaux de charge. Les résultats obtenus sont résumés dans le tableau suivant :

**Tableau III.1** Résultat pour une distance de défaut 64 Km

Types de défauts	Niveau de charge	Distance
<i>Triphasé</i>	32.5 MVA	64.02
	35 MVA	64.06
	37.5 MVA	64.01
<i>Biphasé</i>	32.5 MVA	64.04
	35 MVA	63.99
	37.5 MVA	64.03
<i>Monophasé</i>	32.5 MVA	63.99
	35 MVA	64.01
	37.5 MVA	64

### III.6. Conclusion

La technique de localisation présentée dans ce chapitre, est basée sur l'estimation des phaseurs tensions et courants. Aussi une évaluation très précise de ces grandeurs est nécessaire pour minimiser l'erreur sur la distance à calculer.

Pour résoudre le problème de consommation importante en temps et en effort, pour cela nous sommes orientés vers l'utilisation des moindres carrés qui permettent d'effectuer la simulation de toutes les contingences, en temps réelle.

## **Conclusion Générale**

Dans cette étude, nous avons montré l'intérêt d'appliquer la méthode de moindre carrée pour la localisation des défauts de courts-circuits pouvant apparaître dans un réseau d'énergie électrique.

La méthode de moindre carrée peut jouer un rôle très important pour localiser un défaut du point de vue rapidité d'exécution ainsi que de la précision de réponse. Ceci est un atout intéressant pour l'opérateur dans un centre de répartition, car cela lui permet d'agir vite en fonction du problème posé.

Au préalable, un état de l'art des différentes méthodes de localisation des défauts a été présenté afin de développer un outil de calcul fiable de la distance de défaut, basée sur l'approche des phaseurs. Ces derniers seront déterminés par la méthode des moindres carrés pour différents points de fonctionnement et plusieurs types de défauts survenant dans un réseau électrique.

Les résultats obtenus montrent que les distances estimées par l'association des moindres carrées sont presque identiques aux valeurs réelles.

De plus, le rôle des moindres carrées ne se limite pas au problème de localisation des défauts, mais peut être également appliqué pour l'identification et la détection des types de défauts.

Ce travail peut ainsi être suivi d'une étude d'identification des défauts de courts-circuits ainsi que l'implantation des ces techniques proposées dans un relais numérique pour une application en temps réel.

## Références Bibliographiques

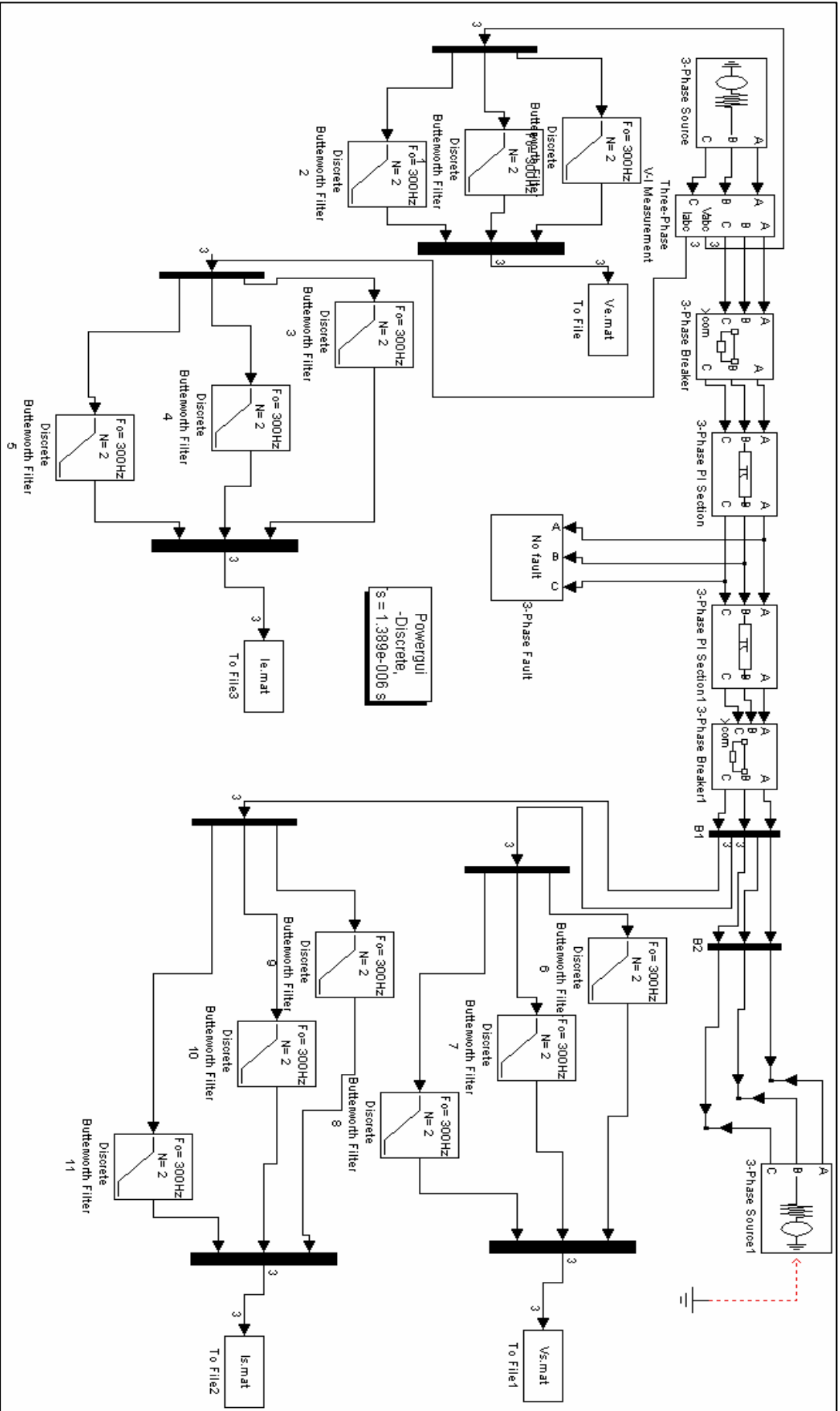
- [1] M.Aichoune, N.Bouzergui « Localisation des défauts sur les lignes aériennes dans la Protection numérique », PFE, USTHB, 2003.
- [2] « Power System Protection », *Edited by the Electricity Training Association*, Volume 4 Digital protection and signalling.
- [3] Luc. Philippot, « Parameters Estimation for Line Fault Location and Distance Protection in Power Transmission System », *Ph. D. dissertation, University libre de Bruxelles (U.L.B) Faculty des Science Appliqués, 2 Janvier 1996*.
- [4] M. Kezunovic, J. Mrkic and B. Perunicic, «An Accurate Fault Location Algorithm Using Synchronised Sampling », *Electric power system research (ELSEVIER)*, 29. pp. 161-169, 1994.
- [5] Adly.A.Girgis and Christopher M.Fallon, «Fault Location Technique For Radial and Loop Transmission System Using Digital Fault Record Data», *IEEE Transaction on Power delivery*, Vol.7, pp. 1936-1945, Octobre 1992.
- [6] D.L.Waikar, S Elangovan and A.C.Liew, « Fault Impedance Estimation Algorithm for Digital Distance Relaying », *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol.9, N°3. pp .1375-1383, Juillet 1994.
- [7] Deepak L.Walkar and Philip S.M.Chin, «Fast and Accurate Parameter Estimation Algorithm for Digital Distance Relaying », *Electric Power System Research (ELSEVIER) 44*, pp.53-60, 1998.
- [8] D. Novosel, D.G.Hart, E.Udren and J.Garity, «Unsynchronised Two-Terminal Fault Location Estimation », *IEEE Transaction on Power System Delivery*, Vol.11, N°1, pp.1306-1318, Jan 1996.
- [9] Z.Chen, C.Luo, J.Su and X.Wu, «A Fault Location Algorithm For Transmission Line Based on Distributed Parameter », *IEEE Developments in Power System Protection, conference publication*, N° 479, 2001.
- [10] J.Jiang, C-S.Chen, C-W.Liu, «An New Protective Scheme for Fault Detection Direction Discrimination Classification and Location in Transmission Lines », *IEEE Transaction in Power Delivery*, Vol.18, pp.34-42, Jan 2003.

- [11] J.Jiang, J.Yang, Y-H.Lin, C-W.Liu and J-C.Ma, «An Adaptive PMU Based fault Detection and Localisation Technique for Transmission line part (I): Theory and Algorithms», *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol.15, N°2, pp. 486-493, April 2000.
- [12] A.A Girgis and R.G.Brown, «Application of Kalman filtering in computer relaying», *IEEE Transaction in Power Delivery*, pp. 3387-3395, 1981.
- [13] Djamel Messatefa, «Détermination en temps réel des composantes symétriques des courants et tensions pour la protection numérique des réseaux d'énergie électriques», PFE, USTHB, 2003.
- [14] Mohamed Mustafa Said and Abdullah S. Al-fuhad, «A Computer Relaying Algorithm for Direct Determination of Fault Distance», *Computer and Elect.engng*, Vol.14, N°3, 4, pp. 93-104, 1988.
- [15] K.K.Li, C. Cheung and Y.Q.Xia, «High Speed Digital Protection Real Time Simulation and Hardware Development », *IEEE international conference on advanced in power system control*, pp. 95-100, Nov 1991 Hong Kong.
- [16] Adly A.Girgis, David G.Hart and William L.Peterson, «A New Fault Location Technique for Two and Three Terminal», *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol.1. pp. 98-107, January 1992.
- [17] M. Kezunovic, «Digital Protective Relaying Algorithms and Systems An overview», *Electric Power Systems Research*, pp. 167-180, 1981.
- [18] A.G.Phadke, J.S.Thorp and M.G.Adimiak, «A New Measurement Technique for Tracking Voltage Phasors, Local Frequency and Rate of Change of Frequency », *IEEE Transaction in Power Delivery*, pp. 1025-1038, 1983.
- [19] «Methods for Real time Determination of Basic Waveforms of Voltages and Currents», *Transaction on Power Delivery* , Vol.136, 1989.
- [20] Y.M.Yeddou, « Etude de synthèses sur les réseaux de neurones et leurs applications », Thèse magister, ENP, 1998
- [21] E. Aliame, A.Benzaouia, « Identification des défauts dans un réseau électrique par technique des réseaux de neurones », PFE, ENP, 1999.
- [22] F. Rosenblatt, *Principal of Neurodynamics: Perceptrons and the theory of Brain Mechanisms*, Spartan Book, Washington,

- [23] « New relaying concepts », chapter 15 pp. 535 artificial neural networks
- [24] H.SIBACHIR et N.YAZID, « Commande vectorielle de la machine asynchrone par réseaux de neurones », PFE, USTHB, 1999.
- [25] T.S. Sidhu, H. Singh, M.S. Sachdev, «Design, Implementation and Testing of an Artificial Neural Network Based Fault Direction Discriminator for Protecting Transmission Lines», *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 10, N°.2, April 1995.
- [26] M.Kezunovic and I.Rikalo, « Detect and classify faults using Neural Nets», *IEEE Transactions on Power Delivery*, pp. 42-47, October 1996.
- [27] C. Darwin, « On the Origin of Species by means of natural selection, or the Preservations of favored races in the struggle of life», 1859
- [28] A.A. Zhigljavsky, «*Theory of Global Random Search: Mathematics and its applications*», Kluwer Academic Publishers, 1991
- [29] G. Zhou and J.B Mc Calley, « Genetic-based feature selection applied to neural networks for security boundary visualisation », *Transactions of Power system*, vol 13, pp. 940-947, May 1997.
- [30] T. Hiroyasu M. Miki S. Watanabe, «Distributed Genetic Algorithms with a New Sharing Approach in Multiobjective Optimization Problems». *IEEE Transactions on Power Delivery*. pp. 69-76, 1999.
- [31] A. Chipperfield, P. Fleming, H. Polhlheim and C.Fonseca, «*Genetic Algorithm Toolbox User's Guide*», Version 1.2, Department of Automatic Control and Systems Engineering, University of Sheffield
- [32] D.E. Goldberg, *Genetic Algorithms in search, Optimization and Machine learning*, Addison-Wesley, 1989

**ANNEXE**

Figure I.1 Schéma block du Réseau de Simulink



<b>Tableau I.1</b> Caractéristiques des Générateurs				
<b>Générateur</b>	<b>Tension entre phase (KV)</b>	<b>Fréquence (Hz)</b>	<b>Connexion</b>	<b>Puissance apparente (MVA)</b>
<b>G1</b>	400	60	Y- $\Delta$	35
<b>G2</b>	400	60	Y- $\Delta$	35

<b>Tableau I.2</b> Caractéristiques de la Ligne	
<b>Modélisation</b>	<b>Longueur (Km)</b>
$\pi$	128

<b>Tableau I.3</b> Matrices Résistance HDI de La ligne (Ohms/Km)		
0.02005	0	0
	0.1064	0
		0.1064

<b>Tableau I.4</b> Matrices Inductance HDI de La ligne (Hm/Km)		
0.7607e-3	0	0
	2.2995e-3	0
		2.2995e-3

```

%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%
close all
clear all
clc
%LECTURE DES DONNEES:
f=60;
w=2*pi*f;
%delta=input('donner le pas déchantillonnage :');
delta=1/720000;
%N=input('donner le nombre déchantillonnage :');
N=361;
%L=input('donner la longueur de la lingé :');
L=128;
load Ve.mat;
load Vs.mat;
t=[[ex1
   [ex2]];
t
%figure ('Tensions')
%plot(ex1(1,:),ex1(2,:),ex1(1,:),ex1(3,:),ex1(1,:),ex1(4,:))
%grid on
%xlabel('temps')
%ylabel('Va,Vb,Vc')
V=[[t(2,:)]
   [t(3,:)]
   [t(4,:)]
   [t(6,:)]
   [t(7,:)]
   [t(8:)]]]
V
load Ie.mat;
load Is.mat
U=[[exe1
   [exe2]];
U
%figure ('Courants')
plot(ex2(1,:),ex2(2,:),ex2(1,:),ex2(3,:),ex2(1,:),ex2(4,:))
grid on
xlabel('temps')
ylabel('Ia,Ib,Ic')
I=[[U(2,:)]
   [U(3,:)]
   [U(4,:)]
   [U(6,:)]
   [U(7,:)]
   [U(8:)]]]
I
%%%%%%%%%%
A=0;B=0;C=0;
for n=1:N
    A=A+(sin(n*w*delta))^2;
    B=B+sin(n*w*delta)*cos(n*w*delta);
    C=C+(cos(n*w*delta))^2;
end
A
B
C
%%%%%%%%%%
%
for i=1:6
    Fsv(1,i)=0;Fcv(1,i)=0;
    Fsi(1,i)=0;Fci(1,i)=0;

```

```

for n=1:N
    Fsv(1,i)=Fsv(1,i)+V(i,n)*cos(n*w*delta);
    Fcv(1,i)=Fcv(1,i)-V(i,n)*sin(n*w*delta);
    Fsi(1,i)=Fsi(1,i)+I(i,n)*cos(n*w*delta);
    Fci(1,i)=Fci(1,i)-I(i,n)*sin(n*w*delta);
end
end
Fsv
Fcv
Fsi
Fci
%%%%%%%%%%
for i=1:6
    Vr(1,i)=(1/((A*C)-(B)^2))*((A*Fsv(1,i))-(B*Fcv(1,i)));
    Vi(1,i)=(1/((A*C)-(B)^2))*((B*Fsv(1,i))-(C*Fcv(1,i)));
    PHiv(1,i)=atan(Vi(1,i)/Vr(1,i));
    Argv(1,i)=((Vr(1,i))^2+(Vi(1,i))^2)^1/2;
    Ir(1,i)=(1/((A*C)-(B)^2))*((A*Fsi(1,i))-(B*Fci(1,i)));
    Ii(1,i)=(1/((A*C)-(B)^2))*((B*Fsi(1,i))-(C*Fci(1,i)));
    PHii(1,i)=atan(Ii(1,i)/Ir(1,i));
    Argi(1,i)=((Ir(1,i))^2+(Ii(1,i))^2)^1/2;
end
disp('pour les tensions\n');
Vr
Vi
Argv
PHiv
disp('pour les courants\n');
Ir
Ii
Argi
PHii
%%%%%%%%%%
for q=1:6
    v(1,q)=Argv(1,q)*exp(-j*PHiv(1,q));
    i(1,q)=Argi(1,q)*exp(-j*PHii(1,q));
end
v=v
i=i
disp('pour la premiere extrimite')
for q=1:3
    x(1,q)=v(1,q);
    y(1,q)=i(1,q);
end
VA=[x]
IA=[y]
fprintf('\n')
disp('pour la deuxieme extrimite')
for q=4:6
    z(1,q-3)=v(1,q);
    g(1,q-3)=i(1,q);
end
VB=[z]
IB=[g]
fprintf('\n')
%%%%%%%%%%
Z=[0.1465 + 1.4405i  0.0864 + 0.5801i  0.0864 + 0.5801i;
    0.0863 + 0.5801i  0.1465 + 1.4405i  0.0863 + 0.5801i;
    0.0863 + 0.5801i  0.0863 + 0.5801i  0.1465 + 1.4405i];
Z
%s(1,1)=Z(1,1)*i(1,4)+Z(1,2)*i(1,5)+Z(1,3)*i(1,6);
%s(1,2)=Z(2,1)*i(1,4)+Z(2,2)*i(1,5)+Z(2,3)*i(1,6);

```

---

```

%s(1,3)=Z(3,1)*i(1,4)+Z(3,2)*i(1,5)+Z(3,3)*i(1,6);
%s
for r=1:3
    p(1,r)=Z(r,1)*i(1,4);
    for q=2:3
        p(1,r)=p(1,r)+Z(r,q)*i(1,q+3);
    end
    Y(r,1)=v(1,r)-v(1,r+3)+L*p(1,r);
end
fprintf('pour le vecteur Y\n');
p=p'
Y;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

for q=1:3
    M(1,q)=Z(q,1)*(i(1,1)+i(1,4));
    for r=2:3
        M(1,q)=M(1,q)+Z(q,r)*(i(1,r)+i(1,r+3));
    end
end
fprintf('pour le vecteur M\n');
M=M'
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
D=((conj(M')*M)^-1)*((conj(M')*Y));
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
fprintf('LA DISTANCE EST D=\n');
d=((real(D))^2+(imag(D))^2)^0.5
format short e;
T=[VA IA VB IB ]
d

```