

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET
POPULAIRE**

Ministère de L'enseignement Supérieur et de La Recherche Scientifique

Centre Universitaire D'El oued

Département De Génie Electrique

**Mémoire de Fin D'études en Vue de L'obtention du Diplôme D'ingénieur
D'état En électrotechnique**

OPTION:RESEAUX ELECTRIQUES

THEME

**ALGORITHME INTELLIGENT POUR
LOCALISATION DES DEFAUTS DANS LES
RESEAUX ELECTRIQUES**

Proposé par :

Guia Talal

Présenté par :

CHIHANI ADEL

BOUAZIZ SAID

SALHI KHEREDDINE

Année Universitaire :2007/2008

REMERCIEMENTS

Cette thèse a été effectuée au sein de l'institut de génie électrique de centre universitaire d'el oued sous la direction de nos encadreurs **Mr.Guia Talal** pour qui nous présenterons nos remerciements pour nous avoir guidés dans ce modeste travail .

On remercie également tous les enseignants qui ont contribué à notre formation.

Introduction Générale.....	4
CHAPITRE I :Généralité sur les défauts et leurs protections	
Introduction.....	5
I.1 L'analyse des défauts de système d'énergie électrique.....	7
I.1.1 Notion.....	7
I.1.2 Considérations de salubrité et de sûreté.....	7
I.1.3 Conception, opération et protection des systèmes d'énergie électrique.....	7
I.2 Caractéristiques des défauts de système d'énergie.....	8
I.2.1 Nature des défauts.....	8
a). Les Surtensions.....	8
a).1. Origine de surtension.....	8
b). Les surcharges.....	9
c). Les courts-circuits.....	9
I.2.2 Les différents types de court-circuit.....	9
I.2.2.1 Les defaults Permanents.....	9
I.2.2.2 Les défauts fugitifs.....	10
I.2.2 .3 Les défauts intermittents.....	10
I.2.2.4 Les défauts semi-permanents.....	10
I.2.2.5 Les défauts auto extincteurs.....	10
I.3 Les causes et origines des défauts.....	10
I.4 Les conséquences des courts-circuits.....	11
I.5 Protection de système d'énergie électrique.....	12
I.5.1 Définition.....	12
I.5.3 Composants de Base.....	13
I.6 Types de Protection.....	13
I.6.1 Protection par Fonction.....	13
I.6.1.1 Protection Longitudinale.....	13
I.6.1.2 Protection à Maximum de Courant.....	13
I.6.1.3 Protection à Impédance Minimale.....	14
I.6.2 Protection par Technologie.....	14
I.6.2.1 Protection Electromécanique.....	14
I.6.2.2 Protection Electronique (Statique).....	14
I.6.2.3 Protection Numérique.....	15
I.6.3 Classification par éléments constituants un réseau.....	15
I.6.3.1 Protection des jeux de barres.....	15

I.6.3.2 Protection des transformateurs.....	15
I.6.3.3 Protection des machines.....	16
I.6.3.4 Protection des lignes et des câbles.....	16
I.7 conclusion.....	16

CHAPITRE II :Les Méthodes de Localisation des Défauts

II.1 Introduction.....	17
II.2 Méthodes de Localisation des Défauts	17
II.3 Méthode des Phaseurs.....	18
II.3.1 Algorithmes de Localisation basés sur les données d'une extrémité.....	18
II.3.2 Algorithmes de localisation basés sur les donnés aux deux Extrémités.....	21
II.3.3 Méthodes Numériques d'estimation des Phaseurs.....	24
II.3.3.1 Transformation de Fourier.....	24
II.3.3.2 Filtre De Kalman.....	25
II.3.3.3 Technique des Moindres Carrés.....	25
II.3.3.4 Méthode de Prony.....	25
II.4 Méthode des Equations Différentielles.....	26
II.5 Méthode de Propagation des Ondes.....	27
II.6 Conclusion.....

CHAPITRE III : Application de La Méthodes de Moindre Carré

III.1 Introduction.....	29
III.2 Technique de Localisation du Défaut.....	29
III.3 Estimation des Phaseurs par la Méthode des Moindres Carrés.....	29
III.4 Localisation de Défaut basée sur les données Synchronisées aux deux Extrémités de la ligne.....	34
III.5 Application à un Réseau Electrique.....	36
III.5.1 Simulation du réseau à l'état sain.....	37
III.5.2 Simulation d'un défaut sur la ligne à une distance de 110 km.....	38
III.5.2.1 Défaut monophasé (phase C-la terre).....	38
III.5.2.2 Défaut biphasé (phases A-C).....	39

III.5.2.3 Défaut triphasé.....	40
III.6. Conclusion.....	42
CHAPITRE IV :Réseaux de Neurones et Leurs Applications	
IV. 1 Introduction.....	43
IV.2 Réseaux de neurones	44
IV.2.1 Le neurone biologique.....	44
IV.2.2 Neurone formel	44
IV.2.3 Élément linéaire adaptatif (Adaline)	45
IV 2.4 Apprentissage des réseaux de neurones	46
IV.2.4.1 Apprentissage supervisé	46
IV.2.4.2 Apprentissage non-supervisé	46
IV.2.4.3 Apprentissage par renforcement	47
IV.2.5 Problèmes d'apprentissage	47
IV.2.6 Algorithme d'apprentissage	47
IV.2.6.1 L'algorithme de Rétro propagation.....	48
IV. 3 Formulation du problème	49
IV.4 Génération de l'ensemble d'apprentissage.....	49
IV.5 Conception du réseau de neurones	50
IV.6 Phase de Test	52
IV.7 Phase de Généralisation	53
IV.8 Conclusion.....	55
Conclusion Générale.....	56
Annexes	
Annexe I.....	57
Annexe II.....	59
Annexe III.....	62
Nomenclature.....	69
Bibliographie.....	70

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. A ce titre, nous présentons la possibilité d'utiliser les réseaux de neurones artificiels pour la détection des défauts pouvant apparaître dans un réseau électrique.

Le premier chapitre portera sur les réseaux électriques et leur structure et nous avons défini les défauts électriques et le système de protection contre le court-circuit

Dans la deuxième chapitre Nous avons présenté les différents méthodes et les 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

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

Dans le quatrième chapitre, nous avons montré la possibilité d'utiliser les réseaux de neurones artificiels à 3 couches avec l'algorithme de rétro propagation pour la localisation des défauts de courts-circuits pouvant apparaître dans un réseau électrique.

I. 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 35 kv 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

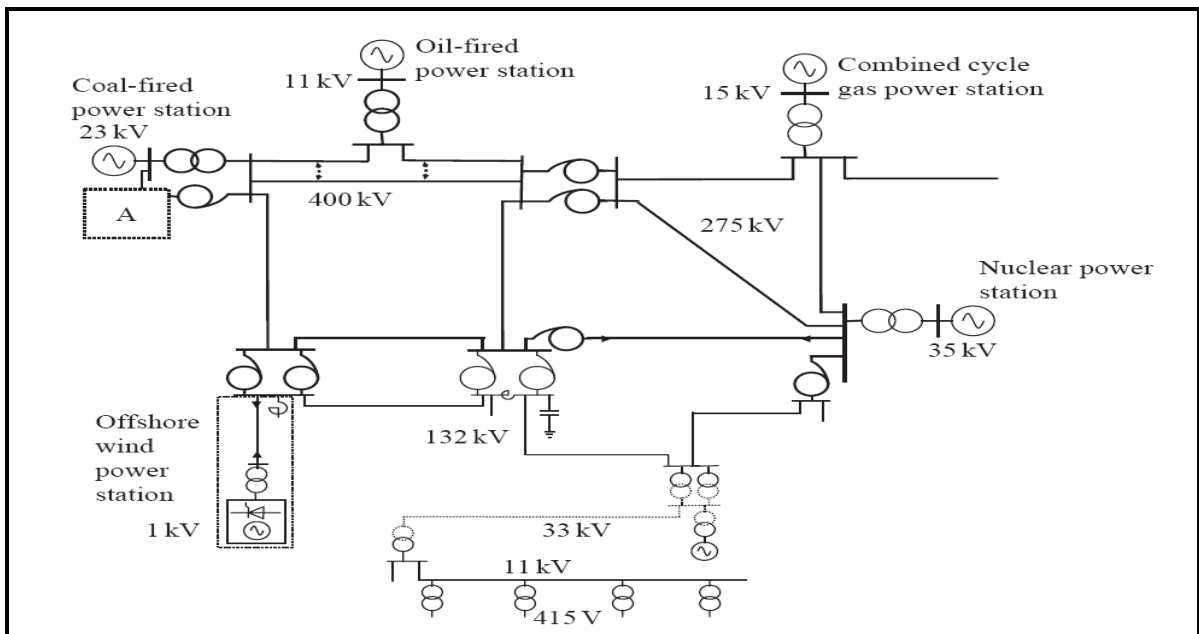


figure I.1 structure et composants d'un système d'alimentation, de transmission et de distribution

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

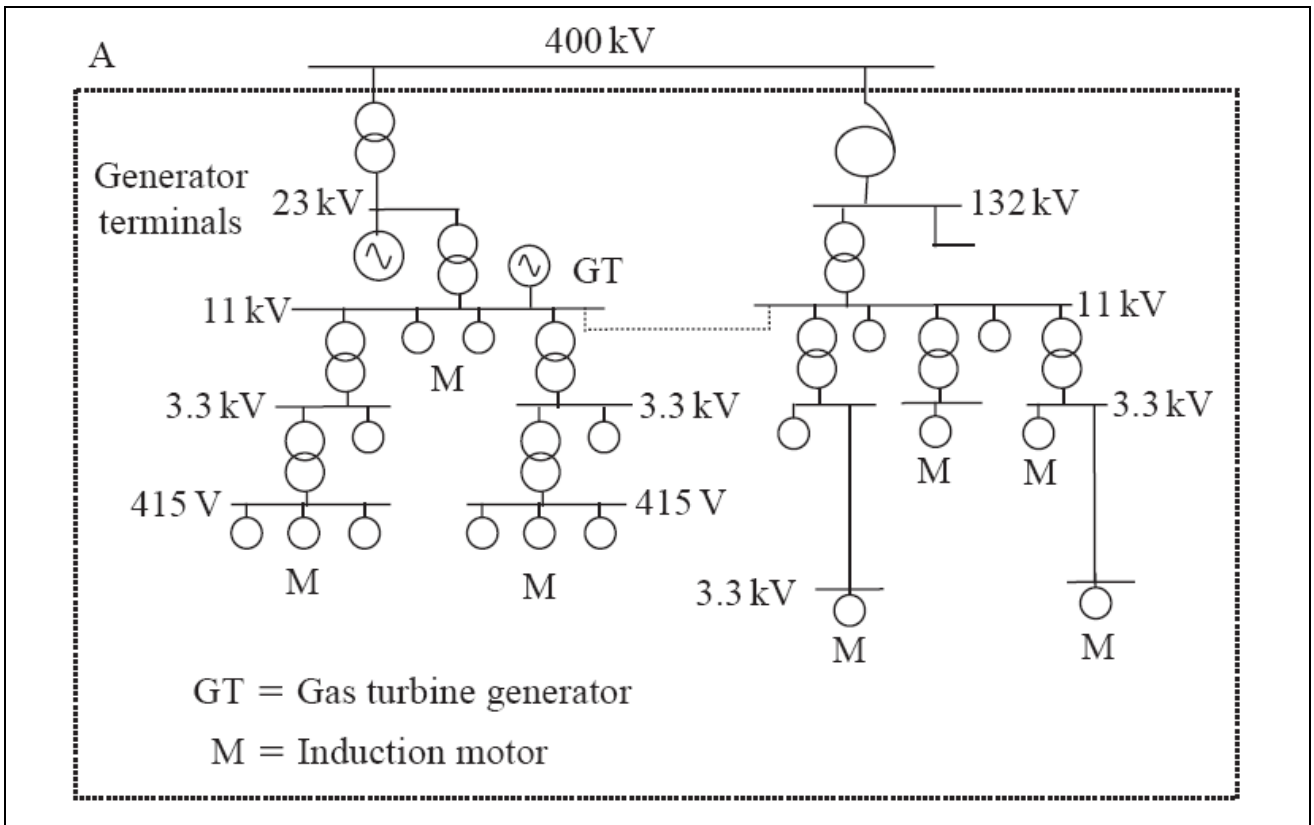


Figure I.2 structure et composants d'un système auxiliaire d'énergie électrique

I.1 L'analyse des défauts de système d'énergie électrique

I.1.1 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.1.2 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.1.3 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.2 Caractéristiques des défauts de système d'énergie

I.2.1 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.2.2 Les différents types de court-circuit

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

I.2.2.1 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.2.2.2 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.2.2 .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.2.2.4 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.2.2.5 Les défauts auto extincteurs

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

I.3 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.4 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.5 Protection de système d'énergie électrique

I.5.1 Définition

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.
- ✓

I.5.2 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]

I.5.3 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]

I.6 Types de Protection

On peut les représenter en deux familles :

I.6.1 Protection par Fonction

I.6.1.1 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.

I.6.1.2 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.

I.6.1.3 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.

I.6.2 Protection par Technologie

Il existe trois types de protection :

I.6.2.1 Protection Electromécanique

Celle-ci 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.

I.6.2.2 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.

I.6.2.3 Protection Numérique

C'est une protection sophistiquée dont le relais est basé sur le traitement de signal. Le traitement se fait numériquement, convertissant les signaux analogiques issus des transformateurs de mesure, dès l'entrée, en grandeur numérique pour traiter ensuite le signal par un processus numérique au moyen de microprocesseurs rapides. Ce qui permet d'intégrer de nouvelles fonctions aux systèmes de protection qui ont pour but principal de détecter le défaut, le classifier et le localiser [6].

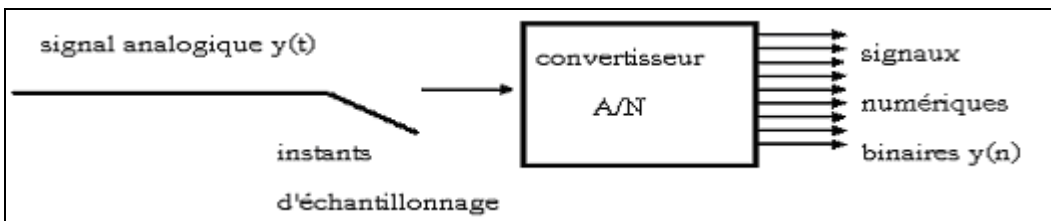


Figure I.3 Protection numérique

La figure I.3 montre comment convertir un signal du « monde réel » en une représentation numérique appropriée. Cette fonction est assurée par l'échantillonnage de ce dernier en prenant plusieurs valeurs de ce signal avec une période d'échantillonnage assez précise. Le but de cette numérisation du signal est de permettre aux données ainsi acquises d'être traitées par un ordinateur ou un microprocesseur, stockées en mémoire, visualisées ou exploitées par certains appareils de contrôle, de réglage ou de protection

I.6.3 Classification par éléments constituant un réseau

I.6.3.1 Protection des jeux de barres

La protection la plus simple et la plus économique d'un jeu de barres consiste à placer des relais à

maximum de courant de phase et homopolaire sur chacune des arrivées et des départs.

I.6.3.2 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.

I.6.3.3 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.

I.6.3.4 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]

I.7 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)

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], Ranbar 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].

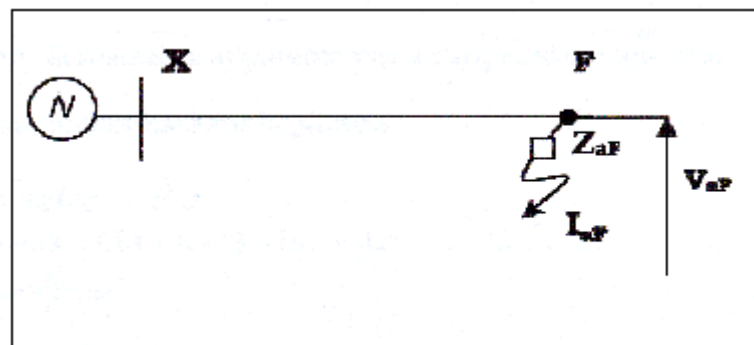


Figure II.1 Diagramme d'une ligne en défaut

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

$$\begin{aligned} V_{1f} &= V_1 - I_1 \cdot Z_1 \\ V_{2f} &= V_2 - I_2 \cdot Z_2 \\ V_{0f} &= V_0 - I_0 \cdot Z_0 \end{aligned} \tag{II.1}$$

$$V_{1f} + V_{2f} + V_{0f} = 3 \cdot I_{0f} \cdot R_f \tag{II.2}$$

Le développement des calculs donne [9] :

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

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 Figure II.3.

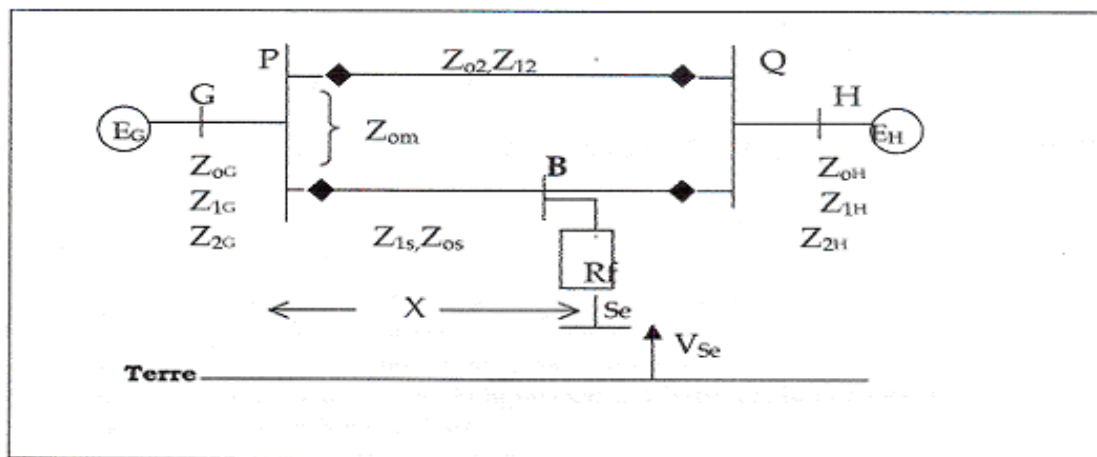


Figure II.2 Schéma unifilaire de Réseau étudié

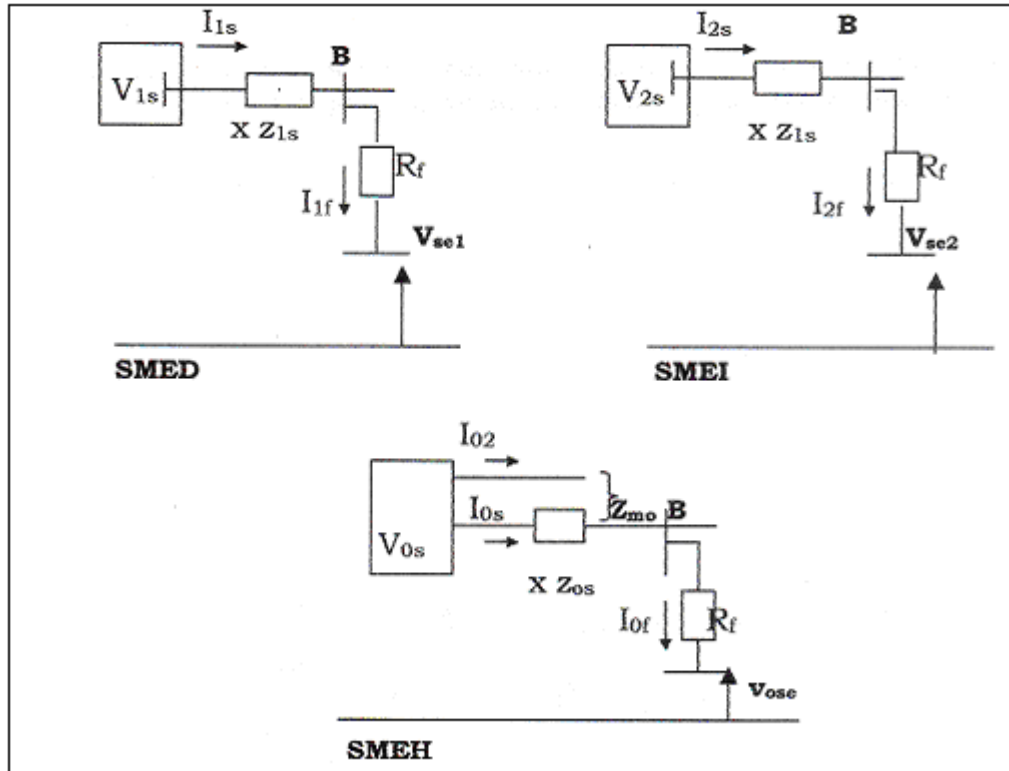


Figure II.3 SMEH, SMED, SMEI du réseau étudié

On a l'expression des tensions:

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

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

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

Avec:

$V_{1se}, V_{2se}, V_{ose}$: 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 données 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.

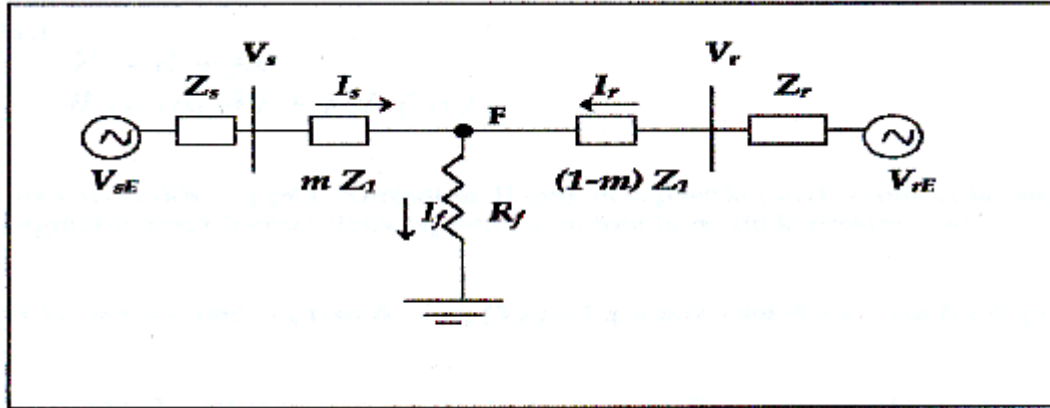


Figure II.4 Schéma d'une ligne en défaut

On a la tension au point f défaut :

$$V_f = V_s - mZ I_s \quad (\text{II.9})$$

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

m : la position du défaut.

Z : l'impédance de la ligne.

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

$$V_s - V_r + Z I_r = mZ (I_s + I_r) \quad (\text{II.11})$$

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

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

α_m, β_m : les angles mesurés.

δ : l'angle de synchronisation des tensions.

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

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

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

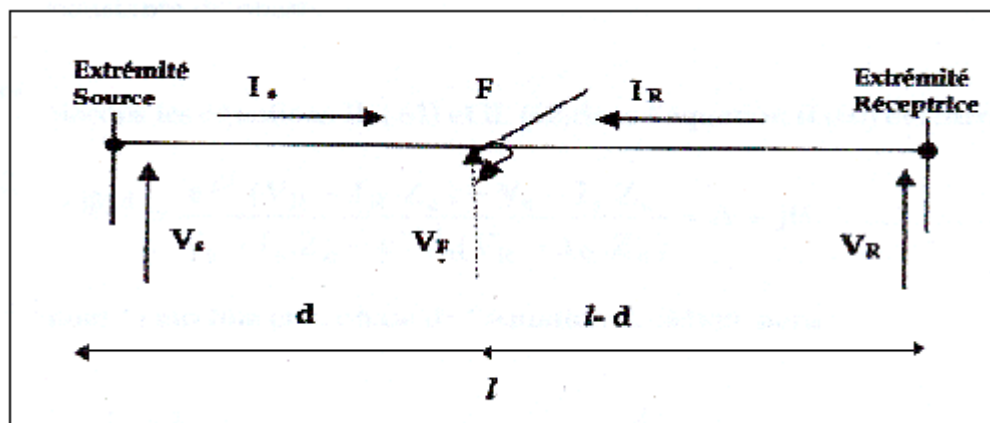


Figure II.5 Diagramme d'une ligne en défaut

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 :

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

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

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

Après développement des calculs, nous trouvons :

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

Les coefficients α_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] :

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

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 a périodiques 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 a périodiques.

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.

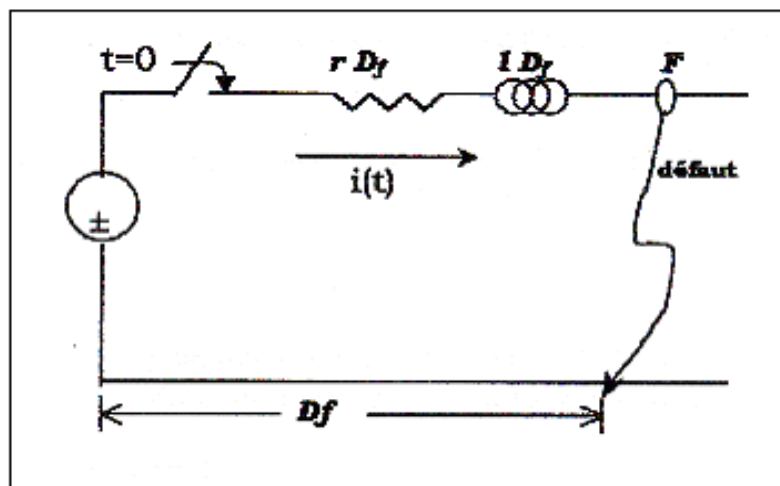


Figure II.6 Circuit équivalent pour déterminer $\tilde{i}(t)$

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

r, l : Résistance et inductance linéique.

$\tilde{i}(t)$: Le courant estimé de $i(t)$ à 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:

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

L'expression de la distance est donnée par:

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

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 :

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

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 τ 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.

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 :

$$\begin{cases} V_a(t) = V_a \cdot \cos(\omega t + \psi_a) \\ V_b(t) = V_b \cdot \cos(\omega t + \psi_b) \\ V_c(t) = V_c \cdot \cos(\omega t + \psi_c) \end{cases} \quad (\text{III.1})$$

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

Prenons la partie réelle de la vectrice tension :

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

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

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

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

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

\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) :

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

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

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

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

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

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

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

Représentons V_n comme un vecteur de dimension n .

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ \cdot \\ V_k \\ \cdot \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix} = \underbrace{\begin{bmatrix} \cos(\omega\Delta t) & -\sin(\omega\Delta t) \\ \cos(2\omega\Delta t) & -\sin(2\omega\Delta t) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cos(k\omega\Delta t) & -\sin(k\omega\Delta t) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cos(n\omega\Delta t) & -\sin(n\omega\Delta t) \end{bmatrix}} \times \begin{bmatrix} V_r \\ V_i \end{bmatrix} \tag{III.13}$$

$$\begin{bmatrix} X \\ \cdot \\ \cdot \\ X_{N=1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F \\ \cdot \\ \cdot \\ F_{N=1} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} A \\ \cdot \\ \cdot \\ A_{N=1} \end{bmatrix} \tag{III.14}$$

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

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

Avec :

$$[\omega] = \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & \dots & 0 & \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 1 & \dots & \dots & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & 1 \end{bmatrix}}_{N \times N} \tag{III.16}$$

$$[F]^T = \underbrace{\begin{bmatrix} \cos(\omega\Delta t) & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \cos(n\omega\Delta t) \\ -\sin(\omega\Delta t) & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & -\sin(n\omega\Delta t) \end{bmatrix}}_{2 \times N} \tag{III.17}$$

On obtient alors :

$$[F]^T \cdot [\omega] \cdot [F] = \underbrace{\begin{bmatrix} \cos(\omega\Delta t) & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \cos(n\omega\Delta t) \\ -\sin(\omega\Delta t) & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & -\sin(n\omega\Delta t) \end{bmatrix}}_{2 \times N} \times \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & \dots & 0 & \dots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & \dots & 1 & \dots & \dots & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & 1 \end{bmatrix}}_{N \times N} \times \underbrace{\begin{bmatrix} \cos(\omega\Delta t) & -\sin(\omega\Delta t) \\ \cos(2\omega\Delta t) & -\sin(2\omega\Delta t) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cos(k\omega\Delta t) & -\sin(k\omega\Delta t) \\ \cdot \\ \cdot \\ \cos(n\omega\Delta t) & -\sin(n\omega\Delta t) \end{bmatrix}}_{N \times 2} \tag{III.18}$$

$$[F]^T \cdot [\omega] \cdot [F] = \begin{bmatrix} \sum_{n=1}^N \cos^2(n\omega\Delta t) & -\sum_{n=1}^N \cos(n\omega\Delta t) \cdot \sin(n\omega\Delta t) \\ -\sum_{n=1}^N \cos(n\omega\Delta t) \cdot \sin(n\omega\Delta t) & \sum_{n=1}^N \sin^2(n\omega\Delta t) \end{bmatrix} \tag{III.19}$$

On pose les constantes A, B, C telles que [23] :

$$\begin{cases} A = \sum_{n=1}^N \sin^2(n\omega\Delta t) \\ B = \sum_{n=1}^N \cos(n\omega\Delta t) \cdot \sin(n\omega\Delta t) \\ C = \sum_{n=1}^N \cos^2(n\omega\Delta t) \end{cases} \quad (\text{III.20})$$

Donc notre système matriciel devient :

$$[F]^T \cdot [\omega] \cdot [F] = \begin{pmatrix} C & -B \\ -B & A \end{pmatrix} \quad (\text{III.21})$$

Tel que le déterminant de $([F]^T \cdot [\omega] \cdot [F])$ s'écrit :

$$\det ([F]^T \cdot [\omega] \cdot [F]) = AC - B^2 \quad (\text{III.22})$$

Et la matrice transposée de cette dernière est :

$$([F]^T \cdot [\omega] \cdot [F])^T = \begin{pmatrix} A & B \\ B & C \end{pmatrix} \quad (\text{III.23})$$

Sachant que :

$$([F]^T \cdot [\omega] \cdot [F])^{-1} = \frac{([F]^T \cdot [\omega] \cdot [F])^T}{\text{Det} ([F]^T \cdot [\omega] \cdot [F])} \quad (\text{III.24})$$

$$\text{Alors : } ([F]^T \cdot [\omega] \cdot [F])^{-1} = \frac{1}{AC - B^2} \times \begin{pmatrix} A & B \\ B & C \end{pmatrix} \quad (\text{III.25})$$

$$[F]^T \cdot [\omega] \cdot [X] = \underbrace{\begin{pmatrix} \cos(\omega\Delta t) & \cos(n\omega\Delta t) \\ -\sin(\omega\Delta t) & -\sin(n\omega\Delta t) \end{pmatrix}}_{2 \times N} \times \underbrace{\begin{bmatrix} 1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & 1 & \dots & 0 \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ 0 & \dots & \dots & 1 \end{bmatrix}}_{N \times N} \times \underbrace{\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \cdot \\ V_k \\ \cdot \\ V_n \end{bmatrix}}_{N \times 1} \quad (\text{III.26})$$

$$[F]^T \cdot [\omega] \cdot [X] = \begin{pmatrix} V_1 \cdot \cos(\omega\Delta t) + \dots + V_n \cos(n\omega\Delta t) \\ -V_1 \sin(\omega\Delta t) - \dots - V_n \sin(n\omega\Delta t) \end{pmatrix} \quad (\text{III.27})$$

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

On pose les constantes F_c, F_s telles que :

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

On obtient :

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

D'où :

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

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

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

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

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

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

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 .

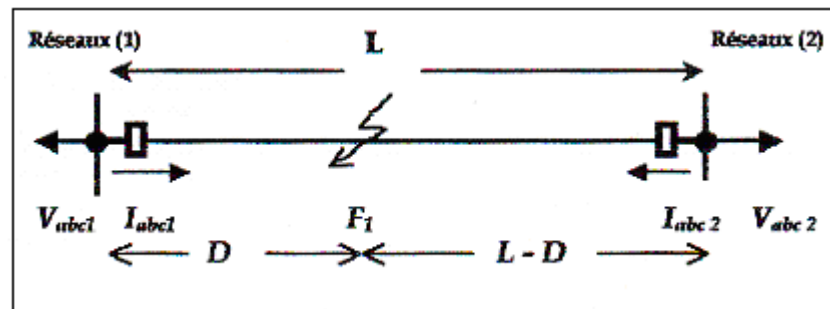


Figure III.1 Ligne à deux extrémités

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 :

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

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

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 :

$$[Y] = [M] \cdot D$$

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

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

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

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

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

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

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

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

La dérivée par rapport à D^+ donne:

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

L'équation de D est obtenue d'après :

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

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.

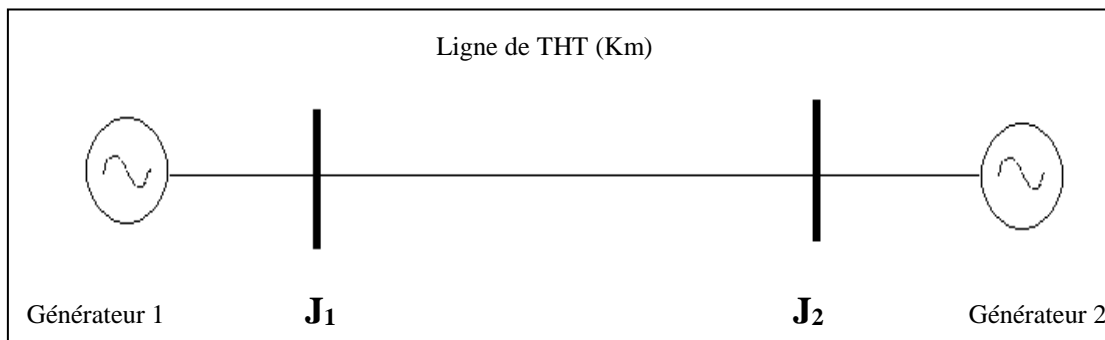


Figure III.2 Schéma monophasé du réseau d'application

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

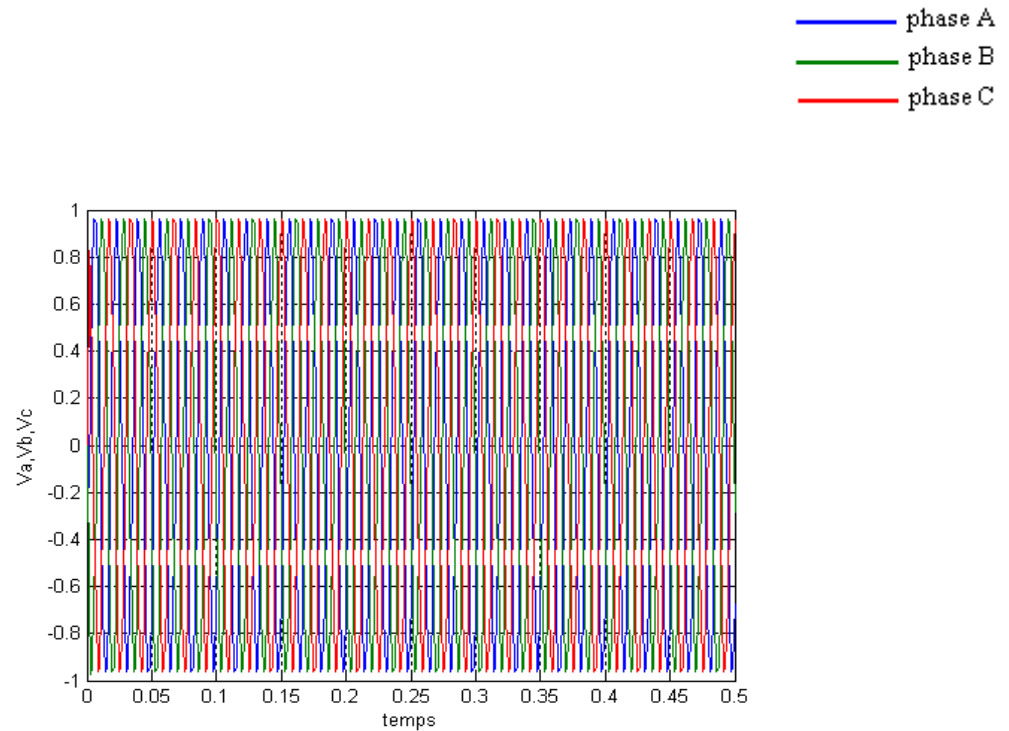


Figure III.3 Tensions de phase

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

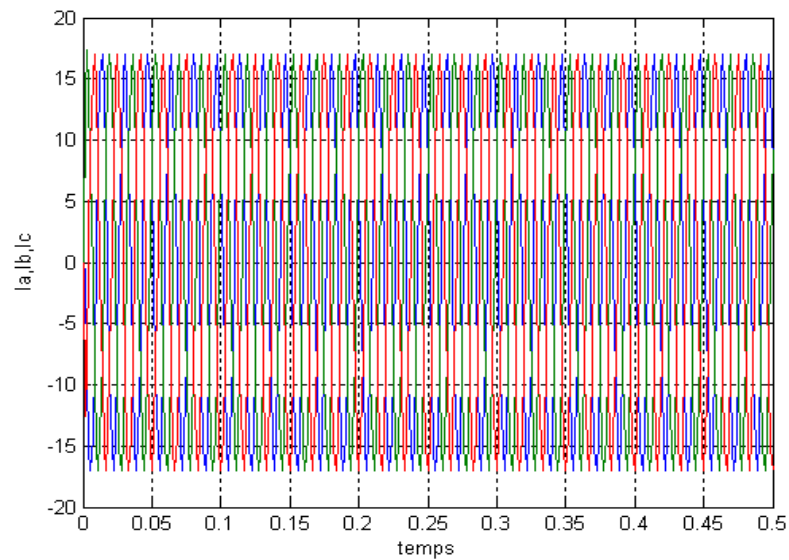


Figure III.4 Courants de phase

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

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)

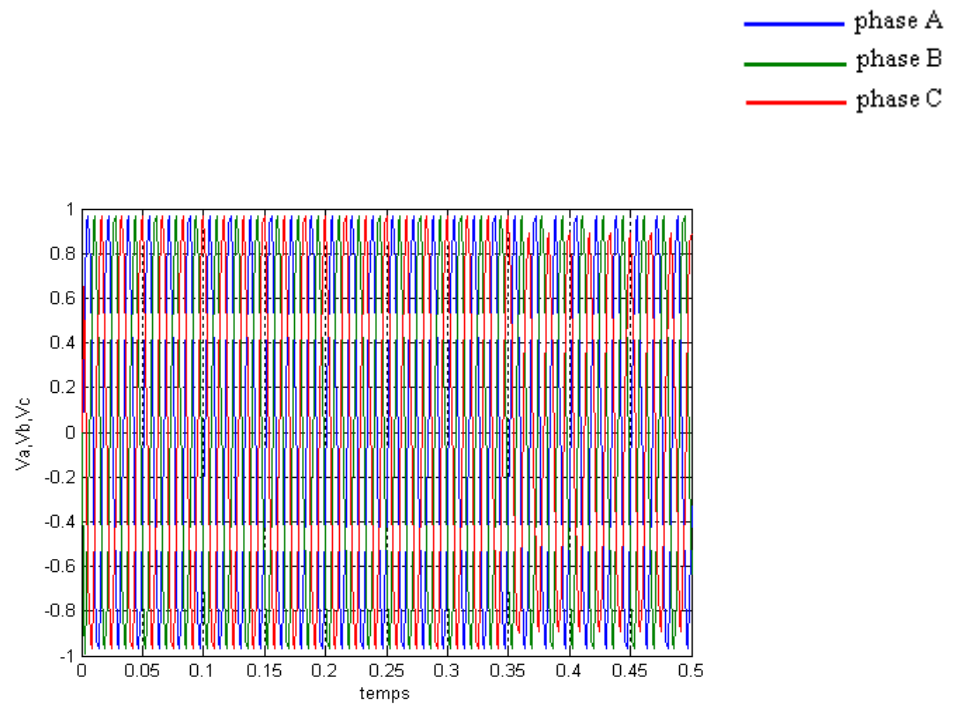


Figure III.5 Tensions de phase

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

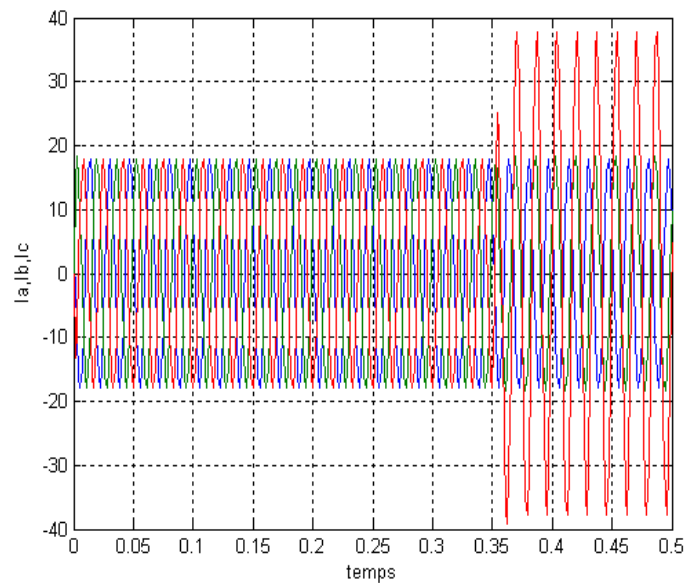


Figure III.6 Courants de phase

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

III.5.2.2 Défaut biphase (phases A-C)

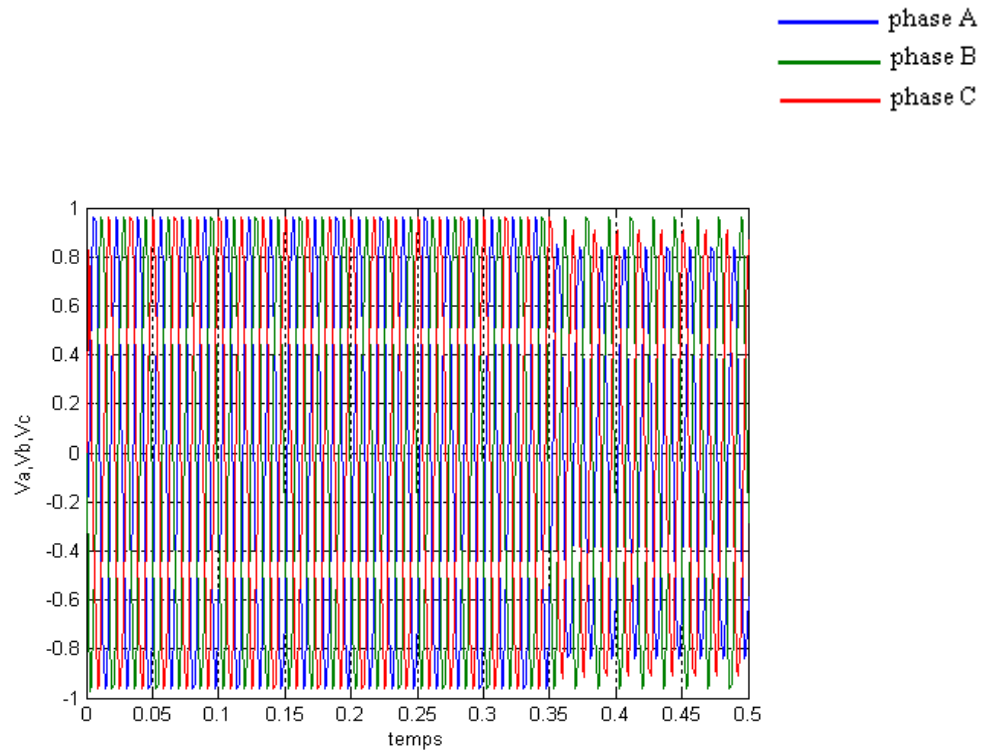


Figure III.7 Tensions de phase

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

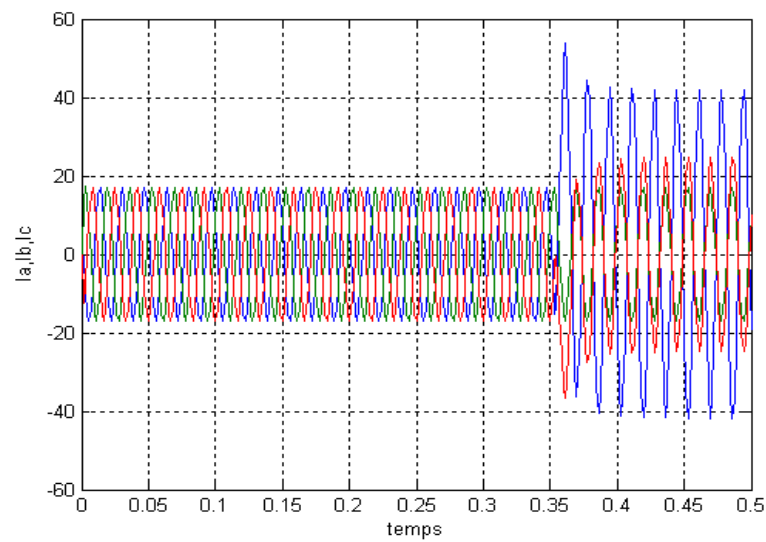


Figure III.8 Courants de phase

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

III.5.2.3 Défaut triphasé

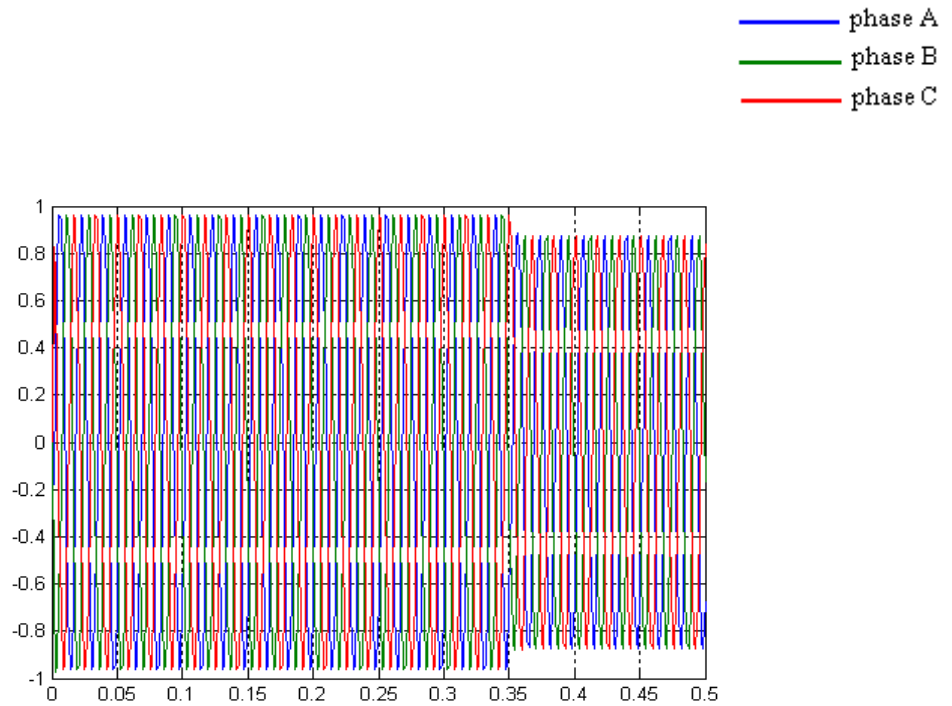


Figure III.9 Tensions de phase

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

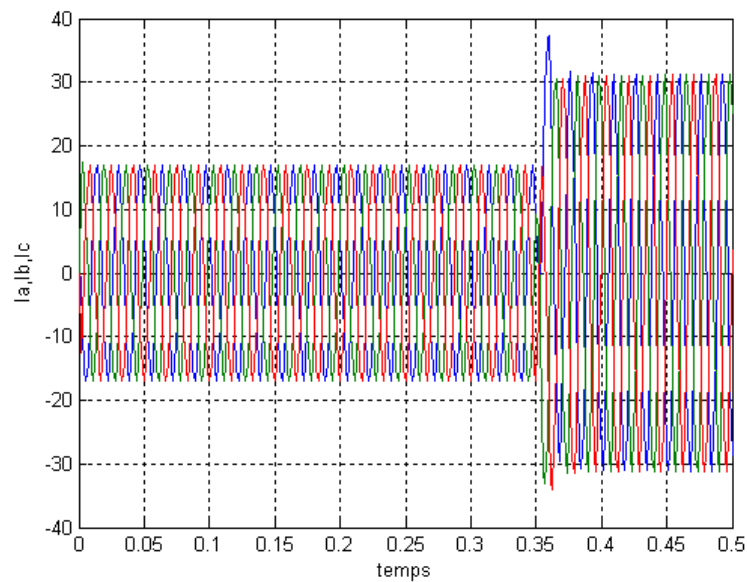


Figure III.10 Courants de phase

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

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

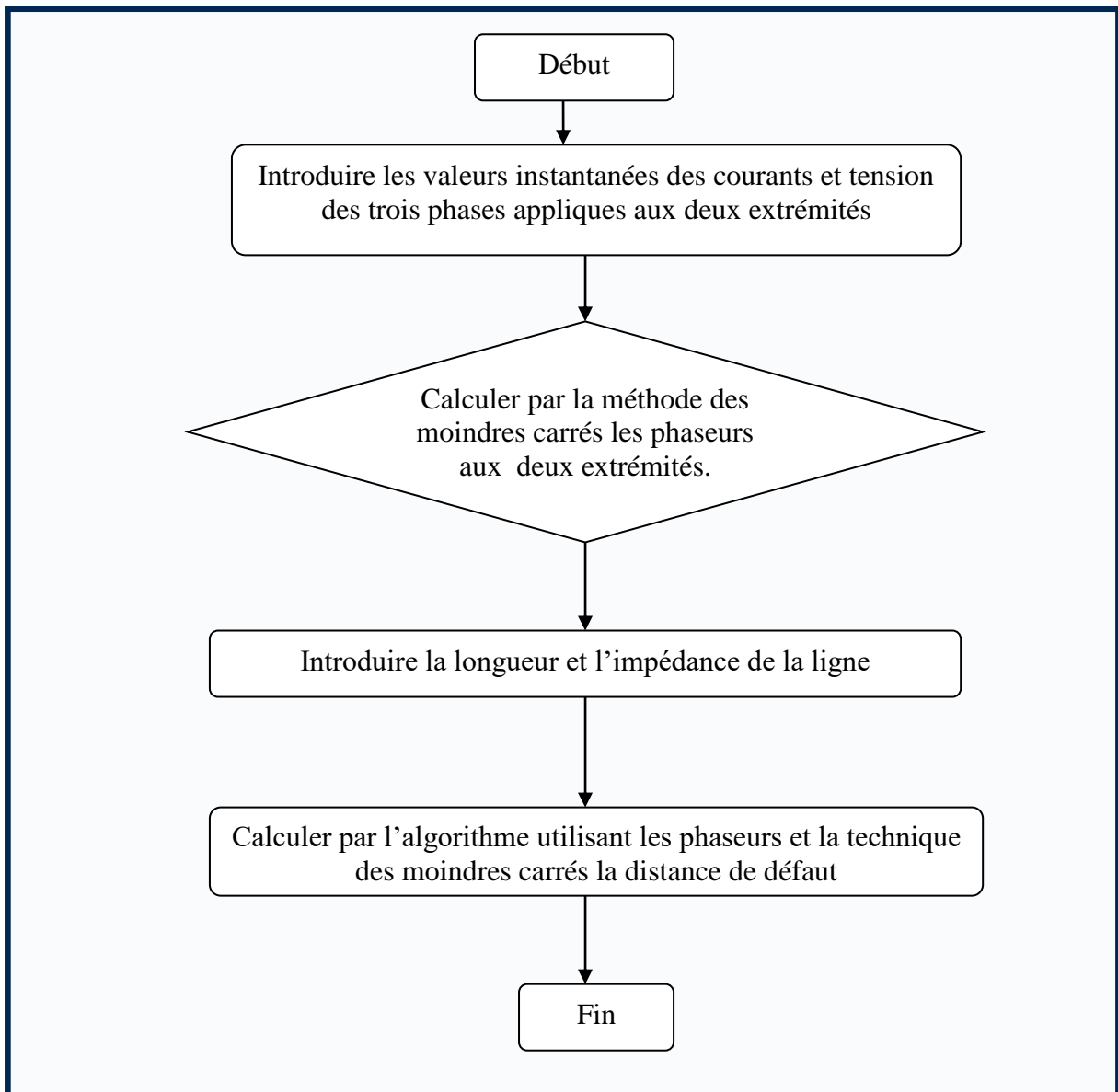


Figure III. 11 Organigramme de la localisation des défauts par la méthode des moindres carrés aux deux extrémités de la ligne

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	64.05
	37.5 MVA	64.01
<i>Biphasé</i>	32.5 MVA	64.04
	35 MVA	64.01
	37.5 MVA	64.03
<i>Monophasé</i>	32.5 MVA	64.01
	35 MVA	63.99
	37.5 MVA	64.01

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, nous sommes orientés vers l'utilisation des réseaux des neurones artificielles qui permettent d'effectuer la simulation de toutes les contingences, en temps réelle, sans passer par le calcul des moindres carrés. Ceci fera l'objet du chapitre suivant.

IV. 1 Introduction

Malgré la constante augmentation de la puissance des calculateurs, et les approches théoriques de plus en plus développées, plusieurs opérations restent toujours difficiles à effectuer et se heurtent à de sérieuses difficultés. Le grand nombre des données, leur variabilité, la nécessité de traitement en temps réel et le fait que les problèmes posés ne répondent à aucun modèle physique clair, laisse parfois l'ingénieur démuni devant les tâches de reconnaissance, de caractérisation ou de prise de décision.

Face au développement récent de la biologie moderne et des neurosciences, la recherche ne peut rester indifférente aux multiples retombées que ces développements ont engendrées. L'une des évolutions les plus marquées qui a été engendrée est celle de l'introduction des réseaux de neurones dans le domaine des sciences de l'ingénieur [24].

Les réseaux de neurones sont des assemblages d'unités de calcul fortement connectés qui ont pour origine un modèle du neurone biologique, dont ils ne retiennent d'ailleurs qu'une vision fort simplifiée. Il y aura donc une couche de collecte de l'information, une couche de traitement et la troisième pour la réponse. Le neurone comme toute cellule, est composé d'un corps (ou soma), qui contient son noyau et où se déroulent les activités propres à sa vie cellulaire. Cependant, il est aussi généralement doté d'un axone et de dendrites qui sont des structures spécialisées dans la communication avec les autres neurones.

Le premier modèle neuronique est dû à deux Neurobiologistes américains, Warren Sturgis McCulloch et Walter Pitts. Ils proposèrent pour la première fois un modèle formel de la cellule nerveuse, et supposèrent que l'impulsion nerveuse était l'expression ou le résultat d'un calcul simple effectué par chaque neurone, et que c'est grâce à l'effet collectif d'un réseau de neurones interconnectés que naît la pensée [25].

Ensuite, la recherche dans le domaine des réseaux de neurones a connu une évolution remarquable [26].

A ce titre la première partie portera sur les définitions principales et les notions de base des réseaux de neurones, ainsi que les différents types d'apprentissage.

La deuxième partie, portera sur la construction d'un réseau de neurones, qui aura pour but de localiser des défauts qui peuvent apparaître dans réseau électrique en temps réel.

IV.2 Réseaux de neurones

IV.2.1 Le neurone biologique

Le neurone biologique est une cellule vivante spécialisée dans le traitement des signaux électriques.

Les neurones sont reliés entre eux par des liaisons appelées axones. Ces axones vont eux- mêmes jouer un rôle important dans le comportement logique de l'ensemble. Ces axones conduisent les signaux électriques de la sortie d'un neurone vers l'entrée (synapse) d'un autre neurone.

Les neurones font une sommation des signaux reçus en entrée et en fonction du résultat obtenu vont fournir un courant en sortie. (**figure IV.1**)

La structure d'un neurone se compose de trois parties :

- La somma : ou cellule d'activité nerveuse, au centre du neurone.
- L'axone : attaché au somma qui est électriquement actif, ce dernier conduit l'impulsion conduite par le neurone.
- Dendrites : électriquement passives, elles reçoivent les impulsions d'autres neurones.

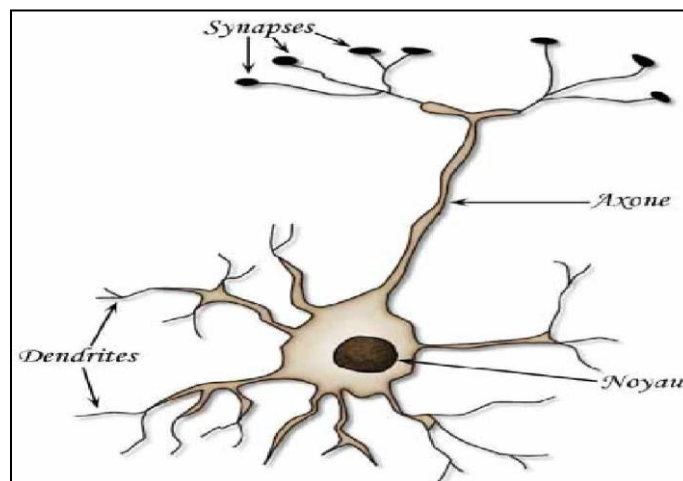


Figure. IV.1 Le neurone biologique

IV.2.2 Neurone formel

Il s'agit d'un corps cellulaire qui exécute une somme pondérée des entrées qui lui parviennent. Si cette somme dépasse un certain seuil, le neurone est activé. Dans le cas contraire le neurone est dit désactivé ou au niveau bas.

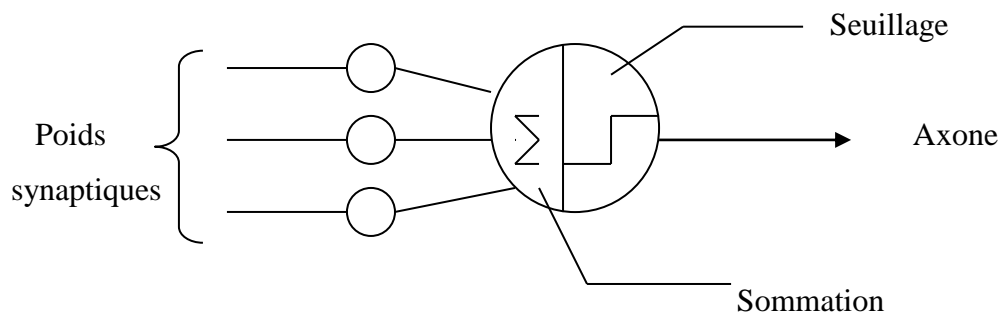


Figure IV.2 Neurone formel

IV.2.3 Élément linéaire adaptatif (Adaline)

L'élément linéaire adaptatif est le bloc de base dans l'architecture d'un réseau de neurone, voir figure (IV.2). Il est appelé ainsi, car il permet une adaptation de ses poids synaptiques au vu d'un certain comportement.

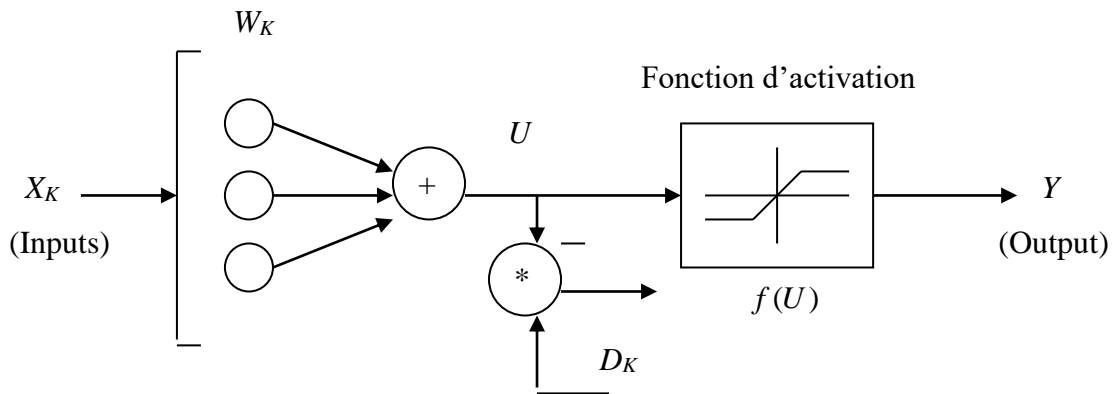


Figure IV.3 Élément linéaire adaptatif

Cet élément reçoit à l'instant K un vecteur X_k est une réponse désiré D_k dont on verra le rôle dans le paragraphe de l'apprentissage, les composantes du vecteur d'entrée X_k sont pondérées à l'aide d'un vecteur poids W_k .

Après avoir calculer la somme pondérée par la relation :

$$U = W_k X \quad (\text{IV.1})$$

On applique à celle-ci une fonction dite d'activation ou de transfert avec

$$Y = f(U) \quad (\text{IV.2})$$

Le vecteur d'entrée X_k peut contenir des composantes à valeurs continues ou binaires. Dans tous les cas, la fonction d'activation $f(U)$ doit être saturable, pour éviter des valeurs en sortie trop élevées qui peuvent déstabiliser le réseau. Elle est représentée par la relation suivante :

$$f(U) = \frac{1}{(1 + \exp(-kU))} \quad (\text{IV.3})$$

La remarque importante qu'on peut faire sur la fonction d'activation est son caractère non linéaire, ce caractère avantageux donne possibilité au réseau de simuler des fonctions complexes, non linéaires [27]. Cette fonction peut avoir la forme d'échelon à moyenne nulle :

$$f(U) = \begin{cases} +1 & \text{si } U \geq 0 \\ -1 & \text{si } U < 0 \end{cases} \quad (\text{IV.4})$$

IV.2.4 Apprentissage des réseaux de neurones

Tout l'intérêt d'un réseau de neurones réside en sa capacité de résoudre des problèmes pratiques. Pour l'utiliser, il est donc nécessaire de communiquer au réseau les données du problème en question, et de lui soutirer le résultat de ses calculs. L'apprentissage est défini comme étant n'importe quel changement opéré dans la mémoire du réseau. Ainsi cette modification affecte les poids synaptiques qui relient les neurones entre eux.

L'apprentissage a comme objectif l'amélioration des performances futures du réseau, sur la base d'une connaissance acquise au fur et à mesure des expériences passées. Les informations à traiter sont codées sous la forme d'un vecteur appelé (patron d'entrée), la réponse du réseau s'interprète à partir de la valeur d'activation de ces sorties, dont le vecteur s'appelle (patron de sortie). Le mécanisme d'apprentissage diffère suivant la tâche pour laquelle ce réseau est utilisé. Il existe trois types d'apprentissage :

IV.2.4.1 Apprentissage supervisé

Il se fait en présence d'un superviseur qui dirige le comportement du réseau en lui présentant les couples d'entrées et leur sorties désirées. Donc il consiste à comparer le résultat obtenu avec le résultat désiré, puis ajuster les poids des connexions pour minimiser la différence entre les deux.

IV.2.4.2 Apprentissage non-supervisé

Il nécessite la présence des entrées seulement, sans l'intervention d'un superviseur, et laisse le réseau évaluer tout seul pour voir s'il peut se stabiliser.

IV.2.4.3 Apprentissage par renforcement

Le réseau ajuste ces poids suivant un critère de performance, en utilisant un signal de renforcement [28].

IV.2.5 Problèmes d'apprentissage

- Insuffisance de la règle d'apprentissage
- Mauvais choix de paramètres (nombre de neurones cachés)
- Sur apprentissage
- Mauvais échantillonnage.

IV.2.6 Algorithme d'apprentissage

L'algorithme de rétropropagation (backpropagation) de l'erreur est le plus utilisé pour l'apprentissage supervisé des réseaux de neurones multicouches, il a été proposé en 1980 par **RUMELAHT, HINTON** et **WILLIAMS**. Ils ont appelé la méthode en référence à l'erreur qui se « rétro-propage » à travers les couches du réseau [27].

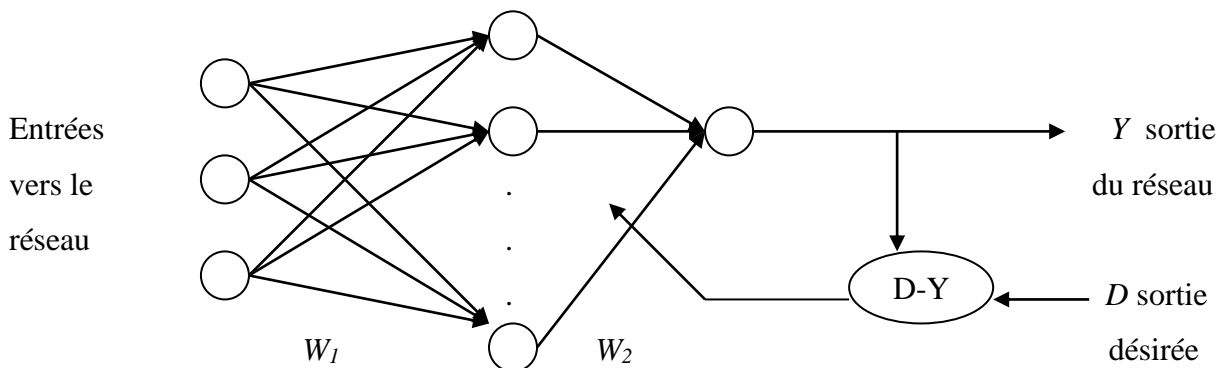


Figure IV.4 Principe de l'entraînement du réseau de neurone par rétro-propagation

Toute la difficulté pour effectuer une descente du gradient, dans un réseau multicouche était de pouvoir calculer la dérivée de l'erreur quadratique par rapport à un poids donné. L'utilisation de neurones par la fonction d'activation dérivable permet de régler ce problème.

Actuellement, la rétropropagation est pratiquement, utilisée avec le momentum. RUMELART a proposé une solution au problème d'oscillation, elle consiste à utiliser les changements précédents des poids pour la réadaptation des poids actuels. L'équation d'adaptation est :

$$W_{ij}(t+1) = W_{ij}(t) + \eta \Delta W_{ij}(t) + \alpha \Delta W_{ij}(t-1) \quad (\text{IV.5})$$

Le terme ajouté est appelé momentum, le terme a est utilisé pour pondérer l'effet de ce terme. Sa valeur est comprise entre 0.8 et 0.9. Le réseau produit son propre modèle de sortie qu'il va comparer au modèle de sortie désiré [29].

IV.2.6.1 L'algorithme de Rétro propagation

L'algorithme de Backpropagation se résume par les étapes suivantes :

1- Appliquer le vecteur d'entrée à la couche d'entrée.

2- Calculer les entrées totales de chaque neurone de la couche cachée :

$$net_{pj}^h = \sum_{i=1}^N W_{ji}^h X_{pj} + \theta_j^h$$

W_{ji}^h : représente le poids synaptique du $j^{ème}$ neurone de la provenance du $i^{ème}$ neurones de la couche précédente.

θ_j^h : appelée Bias (très sensible dans l'entraînement et adapté tout comme les poids synaptique)

3- Calculer les sorties de la couche cachée :

$$i_{pj} = f_j^h(net_{pj}^h)$$

Avec f_j^h : fonction d'activation de la couche cachée.

4- Calculer les entrées totales des neurones de la couche de sortie :

$$net_{pk}^o = \sum_{j=1}^L W_{kj}^o i_{pj} + \theta_k^o$$

5- calculer les sorties réelles du réseau :

$$O_{pk} = f_k^o(net_{pk}^o)$$

Avec f_k^o : fonction d'activation de la couche de sortie.

6- Calculer les termes d'erreur commise sur le $k^{ème}$ unité de sortie :

$$\delta_{pk} = (Y_{pk} - O_{pk}) f_k^o(net_{pk}^o)$$

7- Calculer les nouveaux poids de la couche de sortie :

$$W_{kj}^o(n+1) = W_{kj}^o(n) + \eta \delta_{pk} i_{pj}$$

8- adaptation des poids de la couche cachée :

$$W_{kj}^h(n+1) = W_{kj}^h(n) + \eta \delta_{pk} i_{pj} x_{pj}$$

9- Calculer l'erreur totale :

$$E_p = \frac{1}{2} \sum_{k=1}^m \delta_{pk}^2$$

IV. 3 Formulation du problème

La technique des réseaux de neurones, qui est bien particulière par rapport aux autres méthodes classiques, ne peut certes pas résoudre à elle seule toutes les difficultés rencontrées.

Son principe, basé sur la reconstitution d'une relation entrée(s)-sortie(s) à partir d'un ensemble de fonction quelconques et de poids associés, la rend cependant apte à traiter les problèmes non linéaires.

Pour localiser n'importe qu'elle défaut dans réseau électrique en utilisant les réseaux de neurones artificiels, les différents paramètres qui peuvent être utilisés pour décrire l'état d'un réseau sont :

- Tensions aux jeux de barre.
- Courants de lignes.
- Topologie du réseau.
- Déphasage entre les courants et les tensions [24].

Dans notre étude, seules les composantes symétriques des phaseurs tensions et courants aux deux extrémités de la ligne haute tension sont utilisées [30].

Comme entrée, il est fourni à notre réseau de neurones des paramètres de description de système et comme résultat, ce réseau nous donne la distance du défaut par rapport à la première extrémité.

Le réseau de neurones artificiels utilisé dans cette étude se compose de trois couches : une couche d'entrée liée aux phaseurs tensions et courants, une couche cachée, comprenant le nombre de neurones nécessaires pour satisfaire le critère de la construction incrémentable, et un neurone dans la couche de sortie représentant la distance du défaut.

IV.4 Génération de l'ensemble d'apprentissage

Une bonne conception d'un réseau de neurones nécessite une base de données réaliste reflétant les comportements du réseau électrique.

Dans tous les essais, l'apprentissage est effectué sous les conditions suivantes :

- Les conditions initiales des poids synaptiques sont aléatoires.
- Les entrées et la sortie sont regroupées dans une matrice prototype.
- Les échantillons sont présentés dans un ordre séquentiel au réseau.

Trois défauts distincts ont été simulés :

- Défaut triphasé
- Défaut biphasé
- Défaut monophasé

Avec un pourcentage variant de 50 à 150% de la valeur nominale de la charge, 15 niveaux de charges ont été sélectionnés, pour 5 différentes distances : 10, 30, 64, 80, 90, 110 km.

L'ensemble d'apprentissage est représenté par une matrice de 166 lignes et de 24 colonnes. L'apprentissage dans ce type de réseau est automatique, nécessitant l'utilisation d'un algorithme dit de rétropropagation qui corrige les poids des connexions des différentes couches en fonction des erreurs commises.

IV.5 Conception du réseau de neurones

Ayant fixé le choix du modèle, nous optons pour le choix des valeurs efficaces des six tensions et courants comme vecteurs d'entrée, représentant les différents états du réseau électrique lors d'un défaut. La sortie du réseau est formée d'un neurone correspondant à la distance d .

L'un des problèmes rencontrés, lors de cette approche, a été le choix du nombre de neurones dans la couche cachée. Le critère utilisé pour remédier à ce problème est : le critère de « La Construction Incrementale », basé sur le calcul des indicateurs de performance \mathcal{E} (Erreur quadratique moyenne) et ρ (Coefficient de corrélation) suivant les équations IV.5 et IV.6 énoncées ci-dessous :

$$\mathcal{E} = \sqrt{\frac{1}{E} \sum_{i=1}^E (d_i - o_i)^2} \quad (\text{IV.6})$$

$$\rho = \frac{\sum_{i=1}^E (d_i - \bar{d})(o_i - \bar{o})}{\sqrt{\sum_{i=1}^E (d_i - \bar{d})^2 \sum_{i=1}^E (o_i - \bar{o})^2}} \quad (\text{IV.7})$$

Avec O_i : Sortie fournie par le pattern i .

d_i : Sortie désirée.

E : Effectif de l'ensemble d'apprentissage ou de test, selon qu'on évalue la performance de mémorisation ou de généralisation du réseau de neurones.

\bar{d} : Moyenne des d_i .

\bar{O}_i : Moyenne des O_i .

Nous limitons le critère d'arrêt selon le nombre de cycles d'apprentissage (20000), et l'erreur (10^{-5}). Pour cela trois tentatives de formations sont effectuées. La performance du réseau de neurones à chaque étape est calculée par la moyenne des coefficients de corrélations et des erreurs quadratiques relevés lors des trois essais.

Les résultats de calcul la moyenne des coefficients de corrélations et des erreurs quadratiques sont présentés dans le tableau IV.1.

N ^{mbr} de Neurones	Performance	Epoch	ρ moy	\mathcal{E} moy
10	$2.49 \cdot 10^{-5}$	3326	0.999	1.0732
	$2.49 \cdot 10^{-6}$	1404		
	$2.4 \cdot 10^{-5}$	737		
11	0.0025	20000	0.988	3.26
	$8 \cdot 10^{-6}$	20000		
	$9 \cdot 10^{-6}$	113		
12	$9 \cdot 10^{-6}$	447	0.988	1.973
	$9.9 \cdot 10^{-6}$	367		
	$9.13 \cdot 10^{-6}$	776		
13	$9.59 \cdot 10^{-6}$	17314	0.999	0.467
	$9.80 \cdot 10^{-6}$	122		
	$5.11 \cdot 10^{-6}$	166		
14	$9.4 \cdot 10^{-6}$	30	0.99	0.523
	$9.9 \cdot 10^{-6}$	25		
	$3.66 \cdot 10^{-6}$	1400		
15	$9.9 \cdot 10^{-6}/$	183	0.99	0.777
	$9.94 \cdot 10^{-6}/$	57		
	$9.99 \cdot 10^{-6}/$	172		
16	$9.84 \cdot 10^{-6}$	1126	0.978	1.902
	$4.19 \cdot 10^{-6}$	12		
	$9.08 \cdot 10^{-6}$	19		
17	$9.99 \cdot 10^{-6}$	52	0.988	1.393
	$9.89 \cdot 10^{-6}$	71		
	$9.98 \cdot 10^{-6}$	2345		
18	$6.63 \cdot 10^{-6}$	17	0.98	1.322
	$9.89 \cdot 10^{-6}$	160		
	$9.93 \cdot 10^{-6}$	25		
19	$4.06 \cdot 10^{-6}$	191	0.979	5.342
	$4.59 \cdot 10^{-6}$	12		
	$9.87 \cdot 10^{-6}$	19		
20	$9.99 \cdot 10^{-6}$	4185	0.989	0.782
	$7.5 \cdot 10^{-6}$	14		
	$8 \cdot 10^{-6}$	236		

Tableau IV.1 Moyenne du Coefficient de Corrélation et de l'erreur quadratique (pour la phase d'apprentissage et test)

Les résultats obtenus sont illustrés dans les figures IV.5 et IV.6.

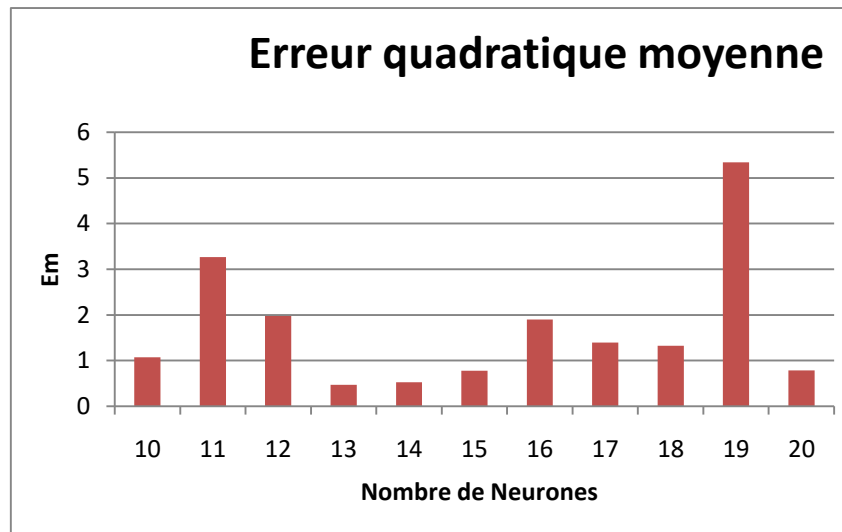


Figure IV.5 Variation de la moyenne l'erreur quadratique

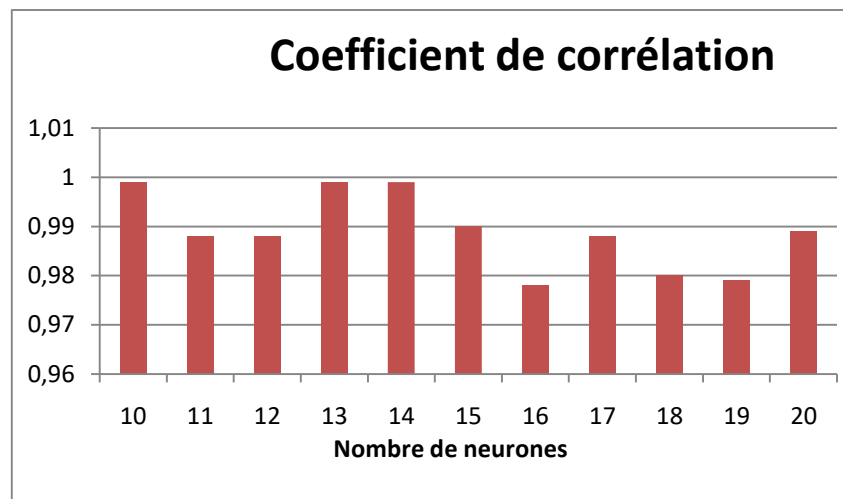


Figure IV.6 Variation du coefficient de corrélation

D'après les figures IV.5 et IV.6, la configuration optimale à choisir dans la couche cachée va correspondre à 13 neurones (ou le coefficient de corrélation atteint son maximum et l'erreur quadratique moyenne est minimale).

IV.6 Phase de Test

Cette phase aura pour objectif de tester les capacités de notre réseau stabilisé. Il lui sera présenté des entrées différentes, correspondantes à des entrées autres que celles utilisées dans la phase apprentissage. La sortie délivrée par le réseau sera comparée à celle calculée par la méthode des moindres carrées et celle implémenté dans simulation Matlab. Les résultats de l'ensemble de test composé de 14 vecteurs, sont présentés dans le tableau IV.2. On désignera par 3P un défaut triphasé, 2P un défaut biphasée et 1P un défaut monophasé.

Types de défaut	La distance du défaut		
	Simulation Matlab	Moindres carrées	Réseau de neurones
3P	110	109.99	110.49
1P	30	29.69	29.51
2P	110	110.03	109.58
2P	110	110.05	107.71
3P	64	64.00	64.06
3P	10	9.99	10.01
2P	80	79.99	80.15
1P	80	80	79.86
3P	30	29.99	29.70
3P	90	89.99	90.03
1P	64	64	64.33
1P	110	110.05	110.5
1P	110	110.01	110.23
3P	80	79.99	80.10

Tableau IV.2 Phase de test

IV.7 Phase de Généralisation

Après la construction, le réseau de neurones réalise une fonction continue des entrées vers les sorties. Dans une certaine mesure, il généralise, car il peut fournir une réponse à toute entrée et les réponses fournies sont arbitrairement proches si les exemples utilisés pour l'apprentissage le sont suffisants [30].

Pour la validation de capacité de généralisation de notre réseau de neurones, il faut le tester avec des nouveaux paramètres (niveaux de charges, types et distance de défaut, non incluses dans la phase d'apprentissage).

Les résultats de cette comparaison sont regroupés dans le tableau IV.3.

Phase Apprentissage			Phase Généralisation		
Niveau de charge	Type de défaut	distance	Niveau de charge	Type de défaut	Distance
30 MVA	1PC	110.01	30 MVA	1PB	104
22.5 MVA	3P	110.02	23 MVA	3P	111
50 MVA	3P	64.01	51 MVA	3P	64.2
42.5 MVA	2PAB	30.03	42.5 MVA	2PAC	36
25 MVA	2PAB	80.01	24 MVA	2PAC	60
40 MVA	1PB	80.02	40 MVA	1PA	79.39
35 MVA	3P	85.01	35 MVA	3P	75
35 MVA	3P	100.07	35 MVA	3P	77
22.5 MVA	3P	89.99	22.5 MVA	2PAB	100

Tableau IV.3 Phase de généralisation

Après le déroulement de la phase d'apprentissage du réseau de neurones (avec 13 neurones dans la couche cachée). La phase de test nous délivre des sorties avec un certain pourcentage d'erreur de 0.5 %.

Pour de nouvelles données appartenant à l'ensemble de généralisation les résultats correspondent aux cas suivants :

- Nouveau niveau de charge 0.6 % d'erreur.
- Pour un type de défaut non considéré dans la phase d'apprentissage les résultats sont erronés.

IV.8 Conclusion

Les avantages des réseaux de neurones artificiels tels que : robustesse, rapidité et capacité de généralisation, ont permis à ces réseaux d'être largement utilisés dans plusieurs domaines d'application.

Dans ce chapitre, nous avons montré la possibilité d'utiliser les réseaux de neurones artificiels à 3 couches avec l'algorithme de rétropropagation pour la localisation des défauts de courts-circuits pouvant apparaître dans un réseau électrique.

La conception de ce réseau de neurones a nécessité une base de données comprenant 24 entrées (représentants les différents phaseurs courants et tensions), et une seule sortie qui correspond à la distance du défaut. L'apprentissage a été effectué pour différents niveaux charges, types et distance de défauts avec un ensemble de 166 contingences simulées.

La capacité de généralisation du réseau de neurones conçu, dépend du nombre d'exemples à partir desquelles l'apprentissage s'est effectué. Cette capacité peut être par la suite améliorée soit en élargissant sa base de données afin qu'elle contienne un nombre plus important de contingences possibles (par conséquent, l'erreur commise par le réseau de neurones sera réduite).

CHAPITRE I :

Généralité sur Les Défaits et leurs Protections

CHAPITRE II :
Les Méthodes de Localisation des
Défauts

CHAPITRE III :

Application de La Méthodes de Moindre Carré

CHAPITRE IV :

Réseaux de Neurones et Leurs Applications

ANNEXES

Conclusion Générale

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

Les réseaux de neurones artificiels peuvent 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. La génération d'un ensemble de données pour le réseau de neurones a ensuite été effectuée par cette dernière, et ceci pour différents points de fonctionnement et plusieurs types de défauts survenant dans un réseau électrique.

L'application de ce réseau de neurones avec l'algorithme de rétropropagation pour son apprentissage ne satisfait pas sa capacité de généralisation..

Les résultats obtenus montrent que les distances estimées par l'association des réseaux de neurones artificiels est presque identiques aux valeurs réelles. Il reste toutefois certaines exceptions constatés lors des phases de généralisation et correspondant à la localisation de défaut pour les distances non considérées pendant la phase d'apprentissage.

Pour ces cas, et afin d'améliorer les performances du réseau de neurones proposé, nous pouvons envisager :

- Une augmentation de la dimension de l'ensemble d'apprentissage
- Une spécialisation des réseaux de neurones artificiels, pour chaque type et distance de défaut est recommandée.
- Une architecture en parallèle pourra ensuite être élaborée afin d'alimenter un autre réseau de neurones à apprentissage non supervisé de type Kohonen pour améliorer les performances de discrimination du réseau de neurones généralisé.

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.

Figure I.1 Schéma block du Réseau de Simulink

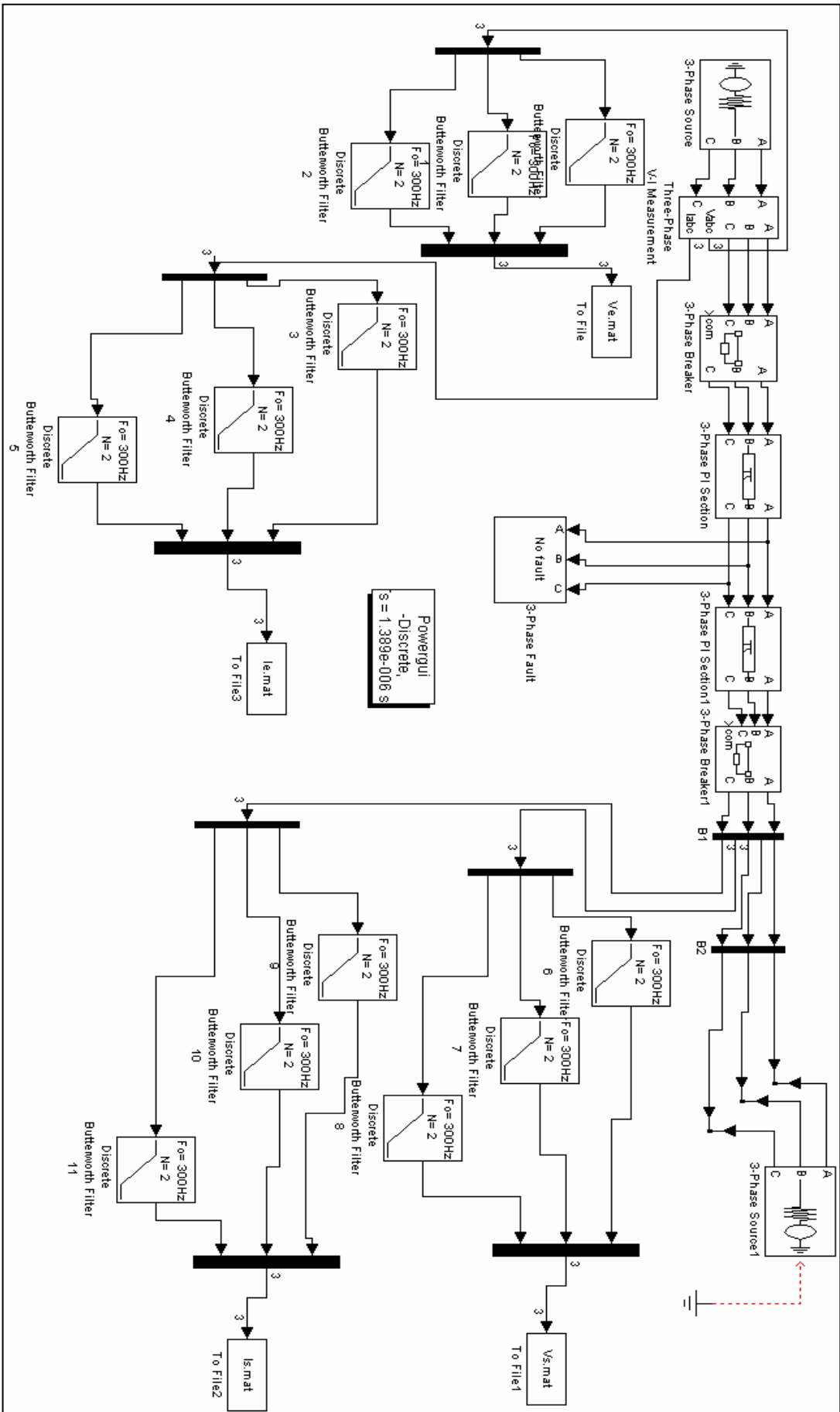


Tableau I.1 Caractéristiquement des Générateurs				
Générateur	Tension entre phase (KV)	Fréquence (Hz)	Connexion	Puissance apparente (MVA)
G1	400	60	Y- Δ	35
G2	400	60	Y- Δ	35

Tableau I.2 Caractéristiques de la Ligne	
Modélisation	Longueur (Km)
π	128

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

Tableau I.4 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 linge :');
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

```

I Réseaux de neurones

```

clc
load('apprentissage')

[n m]      = size(apprentissage);
Md         = apprentissage(1:n,1:1:24)';
U         = apprentissage(1:n,25)';
rn3       = newff(minmax(Md),[18 1],{'tansig' 'purelin'},'trainlm');

% newff - Create a feed-forward backpropagation network.
% P     - Le vecteur d entrées [e1]
% [6 1] - une seule couche cachée comportant 5 neurones et une seule sortie
% tansig - Hyperbolic tangent sigmoid transfer function.
% purelin - Linear transfer function.
% trainlm - Levenberg-Marquardt backpropagation.

%-----nbre d'itérations-----
rn3.trainParam.epochs = 20000; % Maximum number of epochs to train

%-----erreur désirée-----
rn3.trainParam.goal = 1e-5; % Performance goal
%-----Entrainement du réseau-----

rn3      = train(rn3,Md,U);
%save rn3

%-----calcul de la sortie-----
So3=sim(rn3,Md);

printmat(So3')
%save Sort
save rn3

```

II Test du Réseau de Neurones du 14 vecteurs

%%%%%%%%%

p1=[2.7454e-003 1.3710e-003 1.3743e-003 1.2045e+000 6.0403e-001 6.0045e-001
 2.3468e-003 1.1699e-003 1.1769e-003 6.8376e+000 3.3947e+000 3.4427e+000 -1.4764e-
 001 -3.1591e-002 -2.6368e-001 -1.4718e-001 -1.9947e-001 -9.4894e-002 -1.4768e-001 -
 8.9614e-002 -2.0575e-001 -1.4708e-001 7.1287e-002 2.6288e-001
 2.7293e-003 1.3636e-003 1.3655e-003 2.7525e+000 1.5398e+000 1.5288e+000
 2.7165e-003 1.3558e-003 1.3577e-003 8.8503e-001 3.8340e-001 3.8245e-001 -1.4764e-
 001 -4.4241e-002 -2.5105e-001 -1.4619e-001 2.8488e-001 5.3334e-002 -1.4764e-001 -
 1.2769e-001 -1.6760e-001 -1.4728e-001 -9.0693e-002 -2.0636e-001
 2.1166e-003 1.0575e-003 1.0591e-003 6.4731e+001 3.2350e+001 3.2381e+001
 1.0570e-003 5.3022e-004 5.2673e-004 3.9564e+002 1.9786e+002 1.9777e+002 -1.4777e-
 001 -4.5510e-002 -2.5003e-001 -1.4642e-001 -4.8234e-002 -2.4460e-001 -1.4818e-001 -
 1.8579e-001 -1.1057e-001 -1.4618e-001 -3.8777e-002 -2.5358e-001
 2.1561e-003 1.0772e-003 1.0789e-003 5.1426e+001 2.5699e+001 2.5727e+001
 1.1126e-003 5.5798e-004 5.5464e-004 3.1455e+002 1.5731e+002 1.5723e+002 -1.4776e-
 001 -4.4691e-002 -2.5083e-001 -1.4643e-001 -4.9162e-002 -2.4369e-001 -1.4815e-001 -
 1.8286e-001 -1.1345e-001 -1.4615e-001 -3.8372e-002 -2.5393e-001
 2.8492e-003 1.4223e-003 1.4268e-003 1.6840e+002 8.4111e+001 8.4285e+001
 2.7006e-003 1.3480e-003 1.3526e-003 1.6833e+002 8.4274e+001 8.4052e+001 -1.4760e-
 001 -3.2524e-002 -2.6268e-001 -1.4605e-001 1.9963e-001 1.3660e-001 -1.4764e-001 -
 1.1660e-001 -1.7868e-001 -1.4606e-001 2.2914e-001 1.0706e-001
 2.5367e-003 1.2731e-003 1.2716e-003 2.3546e+001 6.1280e+000 5.8334e+000
 2.6667e-003 1.3480e-003 1.3497e-003 1.9948e+000 6.9751e-001 7.4200e-001 -1.4753e-
 001 -5.2501e-002 -2.4255e-001 -1.4742e-001 1.2451e-001 1.8573e-001 -1.4761e-001 -
 1.2770e-001 -1.6751e-001 -1.5141e-001 5.0036e-002 2.8242e-001
 2.0983e-003 1.0501e-003 1.0522e-003 1.6034e+002 9.8296e+001 9.8465e+001
 1.8456e-003 8.6951e-004 8.6957e-004 2.6629e+002 1.6880e+002 1.6916e+002 -1.4775e-
 001 -3.6773e-002 -2.5871e-001 -1.4596e-001 -1.0334e-001 -1.8870e-001 -1.4781e-001 -
 1.4780e-001 -1.4787e-001 -1.4570e-001 -1.0752e-001 -1.8405e-001
 2.5999e-003 1.3037e-003 1.3049e-003 4.0212e+001 3.8949e+001 3.8971e+001
 2.5900e-003 1.4210e-003 1.4222e-003 6.6737e+001 6.5465e+001 6.5490e+001 -1.4766e-
 001 -5.1194e-002 -2.4413e-001 -1.4592e-001 6.1760e-002 2.7482e-001 -1.4766e-001 -
 1.3953e-001 -1.5575e-001 -1.4561e-001 6.2788e-002 2.7438e-001
 1.8810e-003 9.3439e-004 9.4651e-004 6.0360e+002 3.0177e+002 3.0184e+002
 2.1483e-003 1.0721e-003 1.0761e-003 1.8469e+002 9.2417e+001 9.2269e+001 -1.4817e-
 001 -1.7930e-002 -2.7842e-001 -1.4483e-001 -1.8284e-001 -1.0681e-001 -1.4799e-001 -
 1.1735e-001 -1.7862e-001 -1.4510e-001 -1.7556e-001 -1.1464e-001
 2.8996e-003 1.4491e-003 1.4506e-003 6.2060e+001 3.9411e+001 3.9417e+001
 3.0538e-003 1.5322e-003 1.5344e-003 1.4556e+002 1.0130e+002 1.0135e+002 -1.4760e-
 001 -4.4603e-002 -2.5060e-001 -1.4639e-001 -1.1933e-001 -1.7347e-001 -1.4756e-001 -
 1.2858e-001 -1.6654e-001 -1.4609e-001 -1.2464e-001 -1.6765e-001
 2.7348e-003 1.3666e-003 1.3684e-003 9.2596e-001 4.6191e-001 4.6123e-001 2.7261e-
 003 1.3590e-003 1.3608e-003 9.2533e-001 4.6306e-001 4.6502e-001 -1.4764e-001 -
 4.3437e-002 -2.5185e-001 -1.4751e-001 -1.0088e-001 -1.9485e-001 -1.4764e-001 -1.2896e-
 001 -1.6633e-001 -1.4777e-001 -1.0127e-001 -1.9358e-001
 2.7290e-003 1.3470e-003 1.3493e-003 2.6971e+000 1.5267e+000 1.5179e+000
 2.4203e-003 1.5951e-003 1.5956e-003 1.5465e+001 1.4222e+001 1.4212e+001 -1.4763e-
 001 -4.3392e-002 -2.5193e-001 -1.4694e-001 3.0514e-001 3.0176e-002 -1.4761e-001 -
 1.1339e-001 -1.8194e-001 -1.4643e-001 2.7601e-001 5.9639e-002

```

2.7371e-003 1.3545e-003 1.3567e-003 2.4301e+000 1.1909e+000 1.1816e+000
2.4375e-003 1.5821e-003 1.5840e-003 1.3765e+001 1.2436e+001 1.2426e+001 -1.4764e-
001 -4.2208e-002 -2.5310e-001 -1.4702e-001 3.1367e-001 2.1657e-002 -1.4765e-001 -
1.1491e-001 -1.8032e-001 -1.4643e-001 2.7643e-001 5.9278e-002
1.8660e-003 9.3159e-004 9.3439e-004 2.6162e+002 1.3061e+002 1.3101e+002
1.3959e-003 6.9735e-004 6.9853e-004 4.3556e+002 2.1729e+002 2.1827e+002 -1.4777e-
001 -2.9415e-002 -2.6613e-001 -1.4605e-001 -1.5753e-001 -1.3456e-001 -1.4792e-001 -
1.2998e-001 -1.6586e-001 -1.4589e-001 -1.6571e-001 -1.2606e-001];

```

```

D1=[1.0999e+002  %%%45  110  16.95  3P  0.35-0.5% % % % % % %
2.9690e+001  %%%32.5  30  2.6  1PC  0.09-0.1% % % % %
1.1003e+002  %%% % % % 30  110  1.805  2P  0.35-0.5% % % %
1.1005e+002  %%%32.5  110  2  2P  0.35-0.5% % % %
6.4004e+001  %%% % % % 36  64  3.53  3P  0.23-0.27% % % %
9.9998e+000  %%% % % % 31  10  1.786  3P  0.001-0.4% % % %
8.0004e+001  %%%45  80  1.353  2P  0.2-0.5% % % % %
8.0002e+001  %%%45  80  0.5045  1PB  0.2-0.5% % % % %
2.9996e+001  %%%21  30  0.55  3P  0.01-0.1% % % % %
8.9999e+001  %%41  90  2.118  3P  0.35-0.45% % % %
6.4005e+001  %%37  64  2.1514  1PC  0.2-0.3% %
1.1004e+002  %%26  110  10.46  1PC  0.35-0.5% %
1.1001e+002  %%32  110  10.97  1PC  0.35-0.5% %
7.9990e+001]; %%%29  64  1.1714  3P  0.2-0.5% % %

```

```

p1=p1';
load('rn3')
t1=sim(rn3,p1);

%D3(1,:)=t1;
%D3(:,14)=[];

fprintf('\n\n\n\n\n\n')
%D1

fprintf('\n\n\n\n')
for q=1:14
    COMPA=[D1(q,1):(100)*t1(1,q)]
    m(1,q)=[(100)*t1(1,q)]
end

```

III La Moyenne des Coefficients des Corrélations et des Erreurs Quadratiques

```

clear all
close all
clc
%%%%%%%%%% %%%%%%%%%%% %%%%%%%%%%% %%%%%%%%%%% %%%%%%%%%%%
sortie_desiree=[1.0999e+002 %%%45 110 16.95 3P 0.35-0.5% % % % % % %
2.9690e+001 %%%32.5 30 2.6 1PC 0.09-0.1% % % % %
1.1003e+002 %%%30 110 1.805 2P 0.35-0.5% % % %
1.1005e+002 %%%32.5 110 2 2P 0.35-0.5% % % %
6.4004e+001 %%%36 64 3.53 3P 0.23-0.27% % % %
9.9998e+000 %%%31 10 1.786 3P 0.001-0.4% % % %
8.0004e+001 %%%45 80 1.353 2P 0.2-0.5% % % %
8.0002e+001 %%%45 80 0.5045 1PB 0.2-0.5% % % %
2.9996e+001 %%%21 30 0.55 3P 0.01-0.1% % % %
8.9999e+001 %%41 90 2.118 3P 0.35-0.45% % % %
6.4005e+001 %%37 64 2.1514 1PC 0.2-0.3% %
1.1004e+002 %%26 110 10.46 1PC 0.35-0.5% %
1.1001e+002 %%32 110 10.97 1PC 0.35-0.5% %
7.9990e+001]; %%29 64 1.1714 3P 0.2-0.5% % %

sortie_estimee=[110.4931 29.5198 109.5827 107.7159 64.0649 10.0149 80.1536
79.8636 29.7043 90.0346 64.3399 110.5539 110.2367 80.1336];

size (sortie_estimee)
o=0;d=0;
o2=0;d2=0;
e=0;
NUME=0;
E=14;
for q=1:E
o=o+sortie_estimee(1,q);
d=d+sortie_desiree(q,1);
end
dmoy=d/E;
omoy=o/E;
for q=1:E
NUME=NUME+((sortie_desiree(q,1)-dmoy)*(sortie_estimee(1,q)-omoy));
d2=d2+(sortie_desiree(q,1)-dmoy)^2;
o2=o2+(sortie_estimee(1,q)-omoy)^2;
e=e+(sortie_desiree(q,1)-sortie_estimee(1,q))^2;
end
DENO=(d2*o2)^0.5;
roo=NUME/DENO
erreur=(e/E)^0.5

```

IV Généralisation

```

clear all
close all
clc
A=[1 1 1;1 cos(4*pi/3)+sin(4*pi/3)*j cos(2*pi/3)+sin(2*pi/3)*j;1
cos(2*pi/3)+sin(2*pi/3)*j cos(4*pi/3)+sin(4*pi/3)*j];
T=[2.4462e-003-2.6630e-002i 3.0547e-003-3.2429e-002i 3.3344e-005-2.8539e-004i
2.6095e+002-2.4421e+003i 3.6665e+001-3.4012e+002i 1.0198e+002-9.5948e+002i
6.7651e-004-8.4406e-003i 5.2293e-004-5.8825e-003i 8.3089e-006-2.3056e-004i
1.5550e+003-1.4343e+004i 1.3451e+002-1.2015e+003i 7.7474e+002-7.2422e+003i
3.8781e-003-4.1148e-002i 3.7602e-003-3.9581e-002i 2.5545e-007-7.2526e-006i
1.6724e+000-1.7519e+001i 2.5878e-001-2.6082e+000i 8.5187e-002-9.7092e-001i 5.0564e-
003-5.3463e-002i 1.6261e-003-1.7061e-002i 8.3337e-004-8.9530e-003i 1.6786e+000-
1.7583e+001i 9.2384e+000-9.6467e+001i 8.7949e-002-1.0014e+000i
3.7502e-003-3.9861e-002i 4.2764e-003-4.4705e-002i 1.7004e-005-1.3891e-004i
1.0887e+001-9.2755e+001i 2.4694e+002-2.2466e+003i 3.6158e+002-3.2524e+003i
5.0337e-003-5.3291e-002i 1.9173e-003-1.9860e-002i 7.3739e-004-8.0867e-003i
3.6205e+001-3.4019e+002i 1.9005e+002-1.6951e+003i 3.9220e+002-3.5540e+003i
3.5276e-003-3.7878e-002i 3.9042e-003-4.1079e-002i 9.1837e-006-6.4987e-005i
1.0736e+002-8.5554e+002i 8.7496e-001-9.1739e+000i 1.2779e+002-1.0419e+003i
4.9433e-003-5.2480e-002i 1.7202e-003-1.7988e-002i 8.3121e-004-9.0189e-003i
3.9047e+001-3.3938e+002i 8.6831e-001-9.1036e+000i 2.8221e+001-2.3733e+002i
2.6902e-003-2.8970e-002i 3.7573e-003-3.9524e-002i 8.8507e-005-8.1794e-004i
3.4686e+002-3.1635e+003i 6.7972e-001-7.1265e+000i 3.1676e+002-2.8703e+003i
3.0141e-003-3.2543e-002i 1.8207e-003-1.9049e-002i 1.4902e-004-1.7960e-003i
5.4028e+002-4.8397e+003i 6.7392e-001-7.0652e+000i 5.7923e+002-5.2166e+003i
3.0342e-003-3.2511e-002i 3.8838e-003-4.0864e-002i 9.0910e-008-1.8451e-007i
2.4966e+002-2.2632e+003i 1.4680e+000-1.4839e+001i 4.3911e-001-4.3867e+000i
3.6582e-003-3.9199e-002i 1.7337e-003-1.8130e-002i 8.8906e-004-9.5445e-003i
4.2682e+002-3.7743e+003i 1.4593e+000-1.4748e+001i 4.4612e-001-4.4587e+000i
2.3727e-003-2.5829e-002i 3.0907e-003-3.2824e-002i 4.6993e-005-4.1868e-004i
1.8100e+002-1.6366e+003i 1.5815e+001-1.3423e+002i 8.9759e+001-8.3341e+002i
2.2946e-003-2.5351e-002i 9.3524e-004-1.0054e-002i 2.9973e-004-3.4751e-003i
3.4352e+002-3.0165e+003i 1.3399e+001-9.7626e+001i 2.2067e+002-2.0289e+003i
2.7995e-003-3.0262e-002i 3.8149e-003-4.0147e-002i 7.7842e-005-6.9754e-004i
2.2161e+001-2.1050e+002i 3.8207e-002-3.7093e-001i 2.0359e+001-1.9320e+002i
2.1662e-003-2.4194e-002i 1.6718e-003-1.7504e-002i 3.0046e-005-5.4057e-004i
4.1695e+001-3.6788e+002i 1.2570e+001-1.2982e+002i 1.0019e+002-9.3476e+002i
4.9132e-003-5.1340e-002i 4.7029e-003-4.8756e-002i 2.2293e-006-3.3370e-005i
3.2165e+002-2.9991e+003i 3.0977e+002-2.8802e+003i 1.1108e-001-1.2031e+000i
6.9773e-003-7.2227e-002i 3.0926e-003-3.1414e-002i 7.7909e-004-8.3743e-003i
7.4690e+002-6.8611e+003i 7.6559e+002-7.0470e+003i 1.1469e-001-1.2417e+000i];

```

```
format short e;
for k=1:9
  for u=1:3
    h(k,u)=T(k,u);
  end
end
for k=1:9
  for u=1:3
    H=(1/3)*A*h';
  end
end

for k=1:9
  for u=4:6
    d(k,u-3)=T(k,u);
  end
end
for k=1:9
  for u=4:6
    D=(1/3)*A*d';
  end
end
for k=1:9
  for u=7:9
    x(k,u-6)=T(k,u);
  end
end
for k=1:9
  for u=7:9
    X=(1/3)*A*x';
  end
end
for k=1:9
  for u=10:12
    o(k,u-9)=T(k,u);
  end
end
for k=1:9
  for u=10:12
    O=(1/3)*A*o';
  end
end
size(H)
size(D)
size(X)
size(O)
E=[[H],[D],[X],[O]];

for u=1:12
  for k=1:9
    M(k,u)=abs(E(k,u));
    F(k,u)=angle(E(k,u));
```

end
 end
 size(M)
 size(F)

```
%1.9867e-003 9.9139e-004 9.9534e-004 1.2543e+002 6.2691e+001 6.2741e+001
4.8679e-004 2.4161e-004 2.4515e-004 7.6399e+002 3.8157e+002 3.8241e+002 -1.4778e-
001 -2.6036e-002 -2.6953e-001 -1.4644e-001 -1.7551e-001 -1.1737e-001 -1.4880e-001 -
7.4957e-002 -2.2264e-001 -1.4631e-001 -1.9400e-001 -9.8613e-002
%2.7032e-003 1.3511e-003 1.3529e-003 7.0648e-001 5.2834e-001 5.2933e-001
2.6611e-003 1.3741e-003 1.3755e-003 3.8526e+000 2.9585e+000 2.9584e+000 -1.4765e-
001 -4.6283e-002 -2.4901e-001 -1.4755e-001 -1.3856e-001 -1.5656e-001 -1.4765e-001 -
1.3045e-001 -1.6483e-001 -1.4754e-001 4.5589e-002 2.8768e-001
%2.8362e-003 1.4162e-003 1.4200e-003 1.8753e+002 9.3669e+001 9.3864e+001
2.7200e-003 1.3580e-003 1.3619e-003 1.8745e+002 9.3847e+001 9.3599e+001 -1.4761e-
001 -3.2958e-002 -2.6227e-001 -1.4605e-001 1.9981e-001 1.3642e-001 -1.4764e-001 -
1.2226e-001 -1.7303e-001 -1.4606e-001 2.2947e-001 1.0673e-001
```

```
DD=[1.0999e+002    %%%110 3P 23 1.75 0.35-0.5
 1.0994e+002    %%%110 1PB 30 7.27 0.35-0.5
 6.4002e+001    %%%64 3P 51 3.374 0.23-0.27
 3.0003e+001    %%%30 2PBC 42.5 5.47 0.01-0.1
 8.0016e+001    %%%80 2PAC 24 1.15 0.2-0.5
 8.0016e+001    %%%80 1PA 40 1.425 0.2-0.5
 8.5015e+001    %%%85 3P 35 2.5 0.2-0.5
 1.0007e+002    %%%100 3P 35 6.93 0.35-0.5
 8.9994e+001]; %%%90 2PAB 22.5 1.16 0.35-0.45
```

NOMENCLATURE

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.

ω : Vitesse angulaire.

ψ_a, ψ_b, ψ_c : Déphasage des tension des trois phases a,b et c.

Δt : 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.

Bibliographie

- [1] Dr. Abdul Nasser Dib Tleis «Power Systems Modelling and Fault Analysis» Published by Elsevier Ltd, First published 2008
- [2] Michel Aguet et Jean-Jacques Morf «XII ENERGIE ELECTRIQUE» Traité D'électricité De L'école Polytechnique Fédéral de Lausanne Publié Sous La Direction De Jacques Neiryck, 1987
- [3] Les Hewitson, Mark Brown, Ben Ramesh «Practical Power Systems Protection» Published by Elsevier Ltd, First published 2004
- [4] Dr. Benachaiba Chellali «Protection des Réseaux Electriques» mini projet éditer au site de www.sayedsaad.com
- [5] M.Aichoune, N.Bouzerghi « Localisation des défauts sur les lignes aériennes dans la protection numérique », PFE, USTHB, 2003.
- [6] « Power System Protection », Edited by the Electricity Training Association, Volume 4 Digital protection and signalling.
- [7] 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.
- [8] 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.
- [9] 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.
- [10] 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.
- [11] 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.
- [12] 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.

-
- [13] 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 Power System Protection, conference publication, N° 479, 2001.
- [14] 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.
- [15] 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.
- [16] A.A Girgis and R.G.Brown, «Application of Kalman filtering in computer relaying», IEEE Transaction in Power Delivery, pp. 3387-3395, 1981.
- [17] 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.
- [18] 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.
- [19] 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.
- [20] 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.
- [21] M. Kezunovic, «Digital Protective Relaying Algorithms and Systems An overview», Electric Power Systems Research, pp. 167-180, 1981.
- [22] 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.

- [23] «Methods for Real time Determination of Basic Waveforms of Voltages and Currents», Transaction on Power Delivery , Vol.136, 1989.
- [24] Y.M.Yeddou, « Etude de synthèses sur les réseaux de neurones et leurs applications », Thèse magister, ENP, 1998
- [25] E. Aliame, A.Benzaouia, « Identification des défauts dans un réseau électrique par technique des réseaux de neurones », PFE, ENP, 1999.
- [26] F. Rosenblatt, Principal of Neurodynamics: Perceptrons and the theory of Brain Mechanisms, Spartan Book, Washington,
- [27] « New relaying concepts », chapter 15 pp. 535 artificial neural networks
- [28] H.SIBACHIR et N.YAZID, « Commande vectorielle de la machine asynchrone par réseaux de neurones », PFE, USTHB, 1999.
- [29] 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.
- [30] M.Kezunovic and I.Rikalo, « Detect and classify faults using Neural Nets», IEEE Transactions on Power Delivery, pp. 42-47, October 1996.