

**République Algérienne Démocratique et Populaire**  
**Ministre de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique**  
**Université des Sciences et de Technologie d'Oran**

**MOHAMED BOUDIAF**

**FACULTE DE GENIE ÉLECTRIQUE**  
**DEPARTEMENT D'ÉLECTROTECHNIQUE**

**MÉMOIRE EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME DE MAGISTER**

**SPÉCIALITE : Électrotechnique**

**OPTION : Réseaux Électriques**

**PRÉSENTÉ PAR**

**Mr. DAAOU Yassine**

**SUJET DU MÉMOIRE**

**CLASSIFICATION ET LOCALISATION DES  
DÉFAUTS DANS LES LIGNES DE TRANSPORT À  
THT EN TEMPS RÉEL**

**Soutenu le :    /    /2011 Devant le jury composé de :**

<b>Mr. A.HAMID</b>	<b>Maître de conférences, U.S.T.O-M.B Oran</b>	<b>PRESIDENT</b>
<b>Mr. T.BOUTHIBA</b>	<b>Professeur, U.S.T.O-M.B Oran</b>	<b>RAPPORTEUR</b>
<b>Mr. L.KOTNI</b>	<b>Maître de conférences, U.S.T.O -M.B Oran</b>	<b>EXAMINATEUR</b>
<b>Mr. A.ALLALI</b>	<b>Maître de conférences, U.S.T.O -M.B Oran</b>	<b>EXAMINATEUR</b>

# *Remerciement*

En tout premier lieu, je tiens à remercier très sincèrement mon Rapporteur de thèse Monsieur **BOUTHIBA Tahar** Professeur à l'université des sciences et de technologie d'Oran. Par l'intérêt qu'il a porté et le soutien qu'il m'a apporté tout au long de ce projet de recherche. Je le remercie pour ses conseils et ses remarques constrictives, sa grande disponibilité.

Je remercie particulièrement Monsieur **HAMID Azzedine** Maître de conférences à la faculté de Génie électrique, USTO-MB Oran, pour m'avoir honoré en acceptant d'être président de jury.

Je tien à remercier :

- Monsieur **L.KOTNI** Maître de conférences à la faculté de Génie électrique, USTO-MB Oran.
- Monsieur **A.ALLALI** Maître de conférences à la faculté de Génie électrique, USTO-MB Oran.

Qui ont accepté très généreusement de consacrer du temps à l'examen de cette thèse.

Enfin, un remerciement éternel à mon père et ma mère, mes frères et mes sœurs, ainsi qu'à toute ma famille et tout mes amis.



7. Protection par relais de distance.....	18
8. L'application de la zone de protection dans la protection de distance.....	20
9. Types de relais.....	21
9.1. Relais électromécaniques.....	22
9.2. Relais statiques (à semi-conducteur).....	22
9.3. Relais numériques.....	22
10. Schéma bloc d'un relais numérique.....	24
10.1. Transformateurs de courant.....	24
10.2. Transformateurs de tension.....	25
10.3. Filtre anti-repliement.....	25
10.4. Filtre Butterworth.....	26
10.5. Multiplexage.....	27
10.6. Conversion analogique / numérique.....	28
10.7. Algorithmes d'évaluation des quantités des phases.....	28
10.8. Microprocesseur.....	29
10.9. Commande des organes de coupure.....	29

### **Chapitre 3 Réseau d'étude et simulation sur « Matlab »**

1. Réseau d'étude.....	30
2. Les paramètres du réseau .....	31
3. Logiciel utilisé.....	33
3.1. Les signaux des tensions et des courants obtenus.....	34
4. Filtrage et échantillonnage .....	38
5. Calcul de l'amplitude fondamentale des signaux des courants et des tensions.....	39
5.1. Introduction.....	39
5.2. Théorème de Fourier.....	39
5.3. Transformation de Fourier Discrète.....	40

### **Chapitre 4 Classification des défauts dans les lignes de transport**

1. Introduction.....	43
2. Décomposition en composante symétrique .....	44
3. Schéma équivalent du réseau en défaut .....	45

4. Les différentes méthodes de classification des défauts .....	47
4.1. méthode1 : Utilisation des composantes symétrique .....	47
4.1.1. Les défauts monophasés .....	48
4.1.2. Les défauts biphasés sans terre.....	48
4.1.3. Défauts biphasés avec terre.....	49
4.1.4. Défaut triphasé.....	49
4.2. Méthode 2: Utilisation de la composante fondamentale des signaux .....	49
4.2.1. Les défauts monophasés avec terre.....	49
4.2.2. Les défauts biphasés sans terre.....	49
4.2.3. Les défauts biphasés à la terre .....	50
4.2.4. Défaut triphasé .....	50
5. Simulation des différentes méthodes de classification utilisées.....	50
5.1. Réseau d'étude.....	50
5.2. Evaluation des performances de l'algorithme.....	50
6. Simulation des différentes méthodes de classification.....	51
6.1. Méthode 1 : Utilisation des composantes symétrique .....	51
6.2. Méthode 2: Utilisation la composante fondamentale des signaux des courants.....	58
Conclusion.....	62

## **Chapitre 5      Localisation de défaut dans les lignes de transport en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne**

1.Introduction.....	63
2. Les algorithmes de localisation des défauts dans les lignes de transport.....	64
2.1 Algorithmes supposant les ondes des signaux sinusoïdales - Algorithme de Mann-Morrison .....	64
2.2 Algorithmes supposant les ondes des signaux comme ondes périodique- Algorithme basé sur la transformation de Fourier .....	66
2.3 Algorithme basé sur l'équation différentielle (algorithme de Poncelet) .....	68
3. Localisations de défaut dans les lignes de transport en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne.....	70
3.1 Utilisation de l'imaginaire de la composante fondamentale des signaux.....	70
3.2 Méthode de « Takagi » .....	72
3.3 Méthode de Takagi modifiée « Modified Takagi Method (MTM) » .....	74
4. simulation.....	75

4.1. Utilisation de l’imaginaire de la composante fondamentale des signaux.....	75
4.1.1. Défaits monophasés.....	75
4.1.2. Défaits biphasés à la terre .....	76
4.1.3. Défaits biphasés sans terre.....	78
4.1.4. Défaut triphasé.....	79
Synthèse des résultats obtenus.....	80
4.2 Utilisation de la méthode de TAKAGI.....	81
4.2.1. Défaits monophasés.....	81
4.2.2. Défaits biphasés avec terre.....	82
4.2.3. Défaits biphasés sans terre.....	84
4.2.4. Défaut triphasé.....	85
Synthèse des résultats obtenus.....	86
4.3 Utilisation de la méthode de TAKAGI MODIFIE (MTM).....	87
4.3.1. Défaits monophasés.....	87
4.3.2. Défaits biphasés avec terre.....	88
4.3.3. Défaits biphasés sans terre.....	90
4.3.4. Défaut triphasé.....	91
Synthèse des résultats obtenus.....	92
Conclusion.....	92

**Chapitre 6 Localisation de défaut dans les lignes de transport en utilisant les données des deux extrémités de la ligne**

1. Introduction.....	93
2. Mesure des données des deux extrémités.....	94
3. Méthodes de localisation de défaut .....	95
4. Evaluation des performances de l’algorithme.....	97
4.1. Défaits monophasés.....	97
4.2. Défaits biphasés à la terre.....	98
4.3. Défaits biphasés sans terre.....	100
4.4. Défaut triphasé.....	101
Conclusion.....	102

<b>Chapitre 7 Étude comparative entre les méthodes de localisation des défauts utilisées</b>	
1. Introduction.....	103
2. Défauts monophasés.....	104
3. Défauts biphasés à la terre.....	105
4. Défauts biphasés sans terre.....	106
5. Défaut triphasé.....	107
6. Conclusion.....	108
<b>Conclusion générale.....</b>	<b>109</b>
<b>Annexe.....</b>	<b>111</b>
<b>Bibliographie.....</b>	<b>115</b>
<b>Résumé.....</b>	<b>119</b>

## *Introduction générale*

Les systèmes d'énergie électrique se sont développés avec une grande rapidité au cours de la deuxième partie du XX siècle, ces systèmes sont devenus importants dans toutes les branches de l'économie moderne. Comme la demande en énergie électrique a augmenté le système d'alimentation est devenu très complexe et difficile à contrôler. La propriété essentielle de ces systèmes complexes est qu'ils doivent assurer la fourniture d'électricité aux consommateurs et continuer à fonctionner d'une manière satisfaisante même lorsqu'une perturbation aléatoire est produite.

Le transport d'énergie électrique est assuré par des lignes à très haute tension (THT), ces lignes sont soumises à plusieurs perturbations (des défauts polyphasés ou monophasés) dues à des phénomènes différents. Afin de maintenir la continuité de fourniture de ce service aux clients il faut chercher un moyen rapide qui assure la détection, l'identification, l'isolation et la localisation de ces défauts avec une exactitude raisonnable.

Lors de l'occurrence de ces défauts, les exploitants doivent avoir la connaissance de l'endroit de défaut pour réparer plus rapidement possible ces défauts et rendre le service d'alimentation aux clients.

Depuis longtemps la classification et la localisation des défauts dans les lignes de transport d'énergie ont connus plusieurs problèmes car les méthodes utilisées dans la localisation sont basées sur la théorie des ondes mobiles ou sur l'analyse des valeurs des tensions et des courants avant et après le défaut. Ces méthodes ne sont pas appliquées largement en raison du coût d'investissement élevé. Autres méthodes ont été développées en utilisant les mesures des tensions et des courants au niveau des relais pour le calcul de l'impédance de la boucle en défaut.

À la fin de vingtième siècle, la révolution de technologie numérique et l'application du microprocesseur sont utilisés pour développer ces méthodes dans leur forme numérique, ces versions numériques sont souvent structurées presque par les mêmes fonctions de base utilisées dans les méthodes conventionnelles, d'une part le test effectué sur le terrain et les investigations expérimentales de ces arrangements commerciaux de la classification et la

localisation du défaut comportaient des erreurs élevés qu'au niveau des études de simulation. Différents facteurs sont responsables de ces erreurs telles que les caractéristiques des réseaux comprenant l'impédance et l'alimentation de la source, la résistance du défaut, la configuration géométrique et les caractéristiques électriques des lignes de transport et d'autres paramètres. La compensation de ces erreurs requiert des outils informatiques plus perfectionnés que ceux des méthodes conventionnelles.

## **1. Objectif et plan de la thèse**

L'objectif de cette thèse est de trouver de nouvelles méthodes appropriées de classification et de localisation des défauts dans les lignes de transport d'énergie à très haut tension (THT) afin de résoudre les problèmes qui affectent la stabilité des réseaux électriques et la qualité de service fourni aux clients.

Cette thèse est divisée en trois parties, la première partie est consacrée à l'étude théorique nécessaire à la compréhension et à la justification des travaux qui vont suivre, on commence par des généralités sur les défauts électriques dans les lignes de transport, puis un bref aperçu sur la protection des lignes de transport avec l'intégration du relais numérique. La deuxième partie sera l'application de la théorie qui trace notre démarche avec l'intermédiaire de simulation numérique en utilisant le logiciel « MATLAB-SIMULINK » de deux méthodes de classification. La troisième partie présente une étude sur les différentes méthodes utilisées dans la localisation des défauts dans les lignes de transport à très haut tension suivi d'une étude comparative entre les méthodes utilisées.

Le premier chapitre présente des généralités sur les défauts électriques, l'origine de ces défauts, leurs types, leurs effets et leurs conséquences sur les réseaux et les équipements électriques.

Dans le deuxième chapitre, un bref aperçu sur Les principaux types de protection, suivi d'une étude sur les différents types de relais qui existent, l'architecture et les principaux organes du relais numérique.

Le chapitre trois présente une simulation d'un réseau de 400kv sur le logiciel « Matlab-Simulink » a fin d'obtenir les signaux des tensions et des courants au niveau du relais pour calculer leurs amplitude fondamentale.

Dans le chapitre quatre nous présentons deux méthodes de classification des défauts suivi d'un bref aperçu sur les composantes symétriques.

Le chapitre 5 présente une nouvelle approche de localisation de défaut qui utilise les données d'une seule extrémité de la ligne.

Le chapitre 6 sera consacré à la présentation d'une autre approche de localisation de défaut basée sur l'utilisation de la composante fondamentale des signaux des tensions et des courants des deux extrémités de la ligne.

Dans le chapitre 7 une étude comparative est faite entre les différentes méthodes de localisation proposées.

Enfin Nous terminons par une conclusion générale permettant de faire le point sur ce que nous avons accompli dans cette thèse. Ainsi, nous résumons ce que notre travail a apporté sur la validité de ces algorithmes pour la classification et la localisation des défauts dans les lignes de transport d'énergie électrique à très haut tension en temps réel.

## *Chapitre 1*

# *Généralité sur les défauts dans les lignes de transport d'énergie électrique*

### **1. Introduction**

Chaque système d'énergie électrique est soumis à des perturbations qui affectent la qualité et la stabilité du service fourni aux clients. Les lignes de très haute tension (THT) sont des éléments très importants dans les réseaux électriques qui assurent le transport d'énergie électrique. Ces lignes sont soumises à plusieurs types de défauts polyphasés ou monophasés qui peuvent se produire entre conducteurs ou entre conducteurs et la terre, dus à la détérioration du milieu isolant, qu'il soit détruit par une contrainte exagérée ou une action physique ou qu'il soit traversé accidentellement par des objets métalliques ou conducteurs externes.

Les défauts perturbent l'environnement du réseau électrique autour du point du défaut par la non-symétrie des tensions et peut donc être éliminé par le fonctionnement de la protection. A ce propos il est nécessaire de mettre un moyen de protection fiable qui assure la sélectivité, l'élimination et l'isolation de la zone en défaut plus rapidement possible et rendre le service d'alimentation aux clients.

## 2. Architecture et exploitation des réseaux

La structure d'un système électrique est généralement décomposée en plusieurs niveaux correspondant à différents réseaux électriques (figure 1.1), ce dernier est structuré en trois niveaux assurant des fonctions spécifiques et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions (basse tension 'BT', moyenne tension 'MT', haute tension 'HT', très haute tension 'THT')[1].

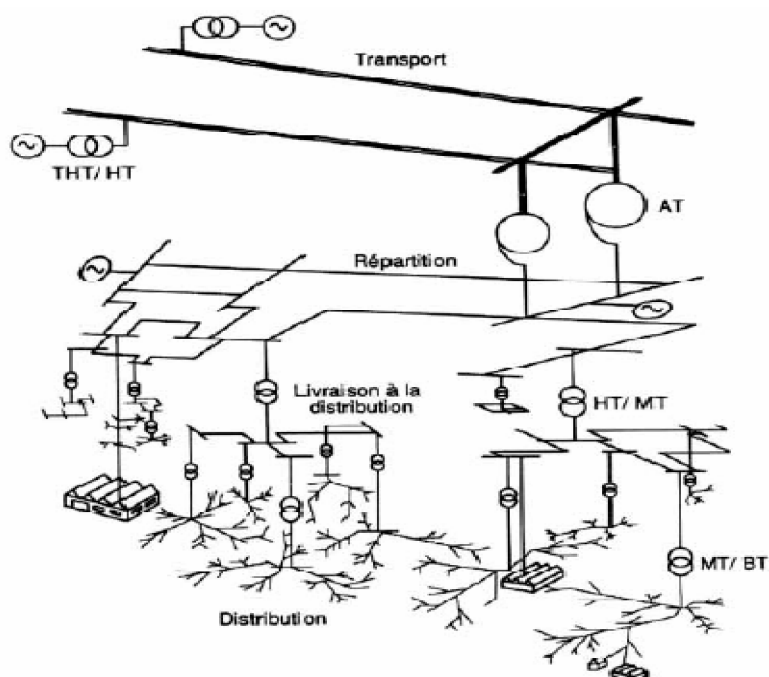
**AT** : autotransformateur.

**BT** : basse tension.

**MT** : moyenne tension.

**HT** : haute tension.

**THT** : très haute tension.



**Figure 1.1** : Hiérarchisation d'un réseau électrique.

Les réseaux de transport à très haute tension (THT) transportent l'énergie des gros centres de production vers les régions consommatrices (400 et 225 kV). Ces réseaux sont souvent interconnectés, réalisant la mise en commun de l'ensemble des moyens de production à disposition de tous les consommateurs.

Les réseaux de répartition à haute tension (HT) assurent, à l'échelle régionale, la desserte des points de livraison à la distribution (90 et 63 kV).

Les réseaux de distribution sont les réseaux d'alimentation de l'ensemble de la clientèle, à l'exception de quelques gros clients industriels alimentés directement par les réseaux THT et HT. On distingue deux sous niveaux: les réseaux à moyenne tension (MT: 30 kV) et les réseaux à basse tension (BT : 400 V).

En France, la récente publication UTE C 18-510 relative à la sécurité sur les ouvrages électriques, applicable depuis janvier 1989, définit de nouveaux domaines de tension [1].

En courant alternatif, ces domaines sont présentés dans le Tableau 1.1 («  $U_n$  » est la tension nominale, en volts) :

<b>Domaine haute tension (HT)</b>	<b>Domaine basse tension (BT)</b>
HTB : $U_n > 50.000$ (V)	BTB : $500 < U_n \leq 1000$ (V)
HTA : $1000 < U_n \leq 50.000$ (V)	BTA : $50 < U_n \leq 500$ (V)
	TBT : $U_n \leq 50$ (V) – très basse tension

**Tableau 1.1:** Définition des niveaux de tension.

### 3. Les défauts dans les lignes de transport

Les lignes de transport sont construites avec des conducteurs nus, ces conducteurs sont installés dans des structures métalliques spéciales “des pylônes“ dans lesquels ces conducteurs sont séparés du pylône lui-même par des composants isolants et séparés entre eux par des espaces suffisants permettant à l'air d'agir comme isolant. Différents types de défauts peuvent se produire (défauts avec terre ou entre phases). Cependant les défauts les plus fréquents sont des surtensions, la plupart se produisent temporairement résultant un court-circuit au niveau de l'isolation due à des facteurs environnementaux tels que les éclairs (foudre). Ils peuvent aussi se produire par un défaut dans l'isolation due à la détérioration du matériel d'isolation en lui-même. Les défauts qui affectant les lignes de transport peuvent être divisés en quatre types (Figure 1.2)[2].

**Défauts Monophasés :** ce sont des défauts entre une phase et la terre.

**Défauts biphasés avec terre :** ce sont des courts-circuits entre deux phases de la ligne de transport et la terre.

**Défauts biphasés isolés :** ce sont des courts-circuits entre deux phases de la ligne de transport.

**Défaut triphasé :** un défaut triphasé est provoqué par un court-circuit entre les trois phases de la ligne de transport.

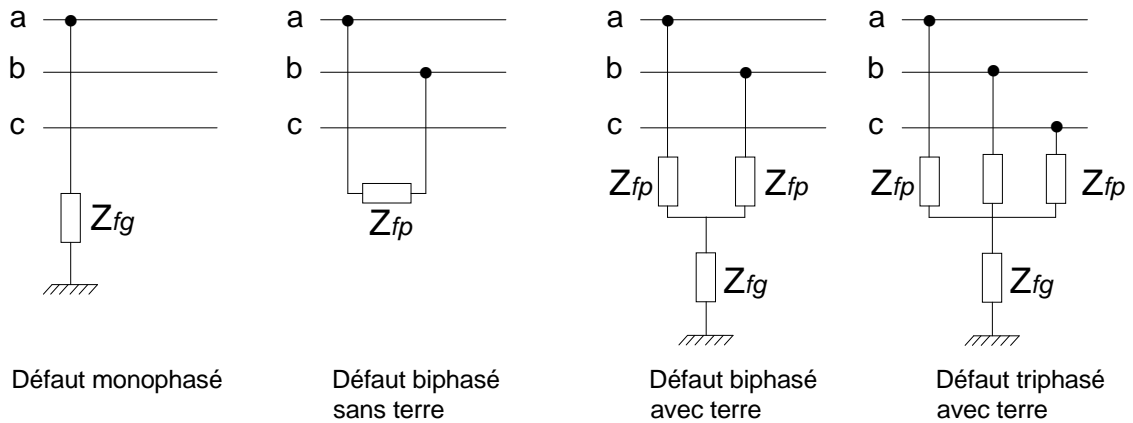


Figure 1.2 : Différents types de défaut.

#### 4. Caractéristiques des défauts monophasés

- **Défaut auto-extincteur** : Un défaut monophasé auto-extincteur est un défaut qui s'élimine seul sans coupure de l'alimentation ou fermeture d'un disjoncteur. Ces défauts existent sur les réseaux à neutre avec impédance (environ 10% des défauts). Mais ils existent surtout sur les réseaux à neutre compensé dans des proportions importantes (jusqu'à 80%)[3].
- **Défaut réamorçant** : Un défaut réamorçant est un défaut monophasé auto-extincteur, qui réapparaît périodiquement (dans environ 90% de cas, le défaut monophasé auto-extincteur est constitué d'un seul amorçage). Le temps entre deux réamorçages peut varier de quelques millisecondes à quelques centaines de millisecondes. Si le temps entre deux réamorçages successifs est inférieur à 200 ms, on considère cette succession de défauts comme le même défaut (Figure 1.3).

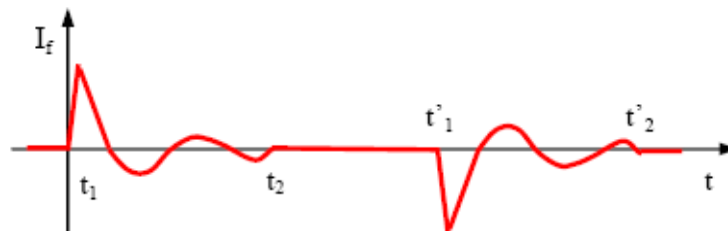


Figure 1.3 allure d'un défaut réamorçant

## 5. Les effets des défauts

Les effets des défauts sont surtout à redouter sur les réseaux à haute et très haute tension (H.T et T.H.T). Les défauts ont des effets sur :

- Le bon fonctionnement des réseaux.
- La tenue diélectrique des matériels.
- La qualité de fourniture d'énergie.
- Les circuits de télécommunication.
- La sécurité des personnes.

### 5.1 Le bon fonctionnement des réseaux

Lorsqu'ils sont polyphasés et proches des centrales, ils entraînent une diminution du couple résistant des machines et donc une rupture de l'équilibre entre celui-ci et le couple moteur. Si les défauts ne sont pas éliminés rapidement, ils peuvent conduire à la perte de la stabilité des groupes générateurs et à des endommagements du matériel dans le réseau électrique.

#### 1.1 5.2 La tenue diélectrique des matériels

Dans le cas d'un défaut triphasé, les défauts provoquent des surintensités violentes qui peuvent dépasser 20 à 30 fois le courant de service normal. Ces surintensités amènent deux types de contraintes :

- Des contraintes mécaniques dues aux efforts électrodynamiques qui entraînent le balancement des conducteurs aériens et le déplacement des bobinages des transformateurs. Ces effets sont souvent à l'origine des défauts entre phases qui sont en générale beaucoup plus sévère que les défauts entre phase et terre. Parce que le courant de défaut à la terre est limité par l'impédance de mise à la terre des points neutre des réseaux.
- Des contraintes thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs.

### 5.3 La qualité de la tension

Les défauts se traduisent pour les utilisateurs par des chutes de tension dont l'amplitude et la durée sont fonction de différents facteurs tels que nature du défaut, la structure du réseau affecté, mode d'exploitation du réseau, mode de mise à la terre du neutre et les performances de la protection. Les perturbations peuvent aller du creux de tension jusqu'à l'interruption complète de la tension.

#### **5.4 Les circuits de télécommunication**

La présence d'un court-circuit dissymétrique entre une ou deux phases d'une ligne d'énergie et la terre entraîne la circulation d'un courant homopolaire qui s'écoule à la terre par les points neutre du réseau. La tension induite longitudinale, proportionnelle à ce courant apparaît sur les lignes de télécommunications qui ont un trajet parallèle à la ligne d'énergie. Cette tension peut atteindre des valeurs dangereuses pour le personnel et les installations de télécommunications.

#### **5.5 La sécurité des personnes**

La mise sous tension accidentelle des masses entraîne l'élévation de potentiel des masses, cette élévation est liée à l'écoulement des courants de défaut à la terre. Les conducteurs tombés au sol présentent des risques pour les personnes. Le mode de mise à la terre des points neutre joue de ce fait un rôle essentiel dans la protection des personnes contre les chocs électriques.

### **6. Détection des défauts**

Les protections contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant un certain nombre des grandeurs électriques caractéristiques (courant, tension, fréquence) ou des combinaisons de ces grandeurs (puissance, etc.). Ces grandeurs électriques sont fluctuantes du fait notamment des variations de la charge ou de topologie des réseaux, néanmoins elles évoluent dans un domaine normalement fixé par les règles générales d'exploitation des réseaux. Par exemple les tensions peuvent varier dans un domaine exceptionnel ( $0.7$  à  $1.1 U_n$ ) et les courants ne dépassent jamais  $1.1$  à  $1.3 I_n$  selon les installations. Le fait que les grandeurs sortent brusquement de ces domaines est caractéristique de la présence d'une anomalie et utilisé comme critère de détection et ceci s'accompli par l'accueil d'information par les transformateur de mesures (transformateur de tension « TT » et de courant « TC ») qui traduisant la variation des grandeurs principales du réseau[4].

On retiendra ici qu'en régime de fonctionnement normal les réseaux triphasés sont sensiblement équilibrés. Les courants et les tensions ne comportent que des composantes directes. L'apparition de composante inverse est caractéristique d'un fonctionnement déséquilibré du soit à un court-circuit dissymétrique, soit au raccordement d'une charge déséquilibrée. De plus l'apparition de composante homopolaire est caractéristique de présence d'un déséquilibre avec écoulement de courant à la terre via les points neutres du réseau.

## 7. Elimination des défauts

Les courts-circuits sont des incidents qu'il faut éliminer le plus rapidement possible. C'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est une des performances prioritaires [4].

On n'oubliera pas que le temps d'élimination des défauts comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs.

La protection d'un réseau électrique consiste à détecter tout défaut (défaut à la terre ou entre phases) qui surviendrait sur le réseau afin de protéger les éléments du réseau contre des surintensités destructrices. Une fois le défaut est détecté, il faut pouvoir le localiser au mieux afin de ne mettre hors tension que la partie du réseau la plus proche du défaut.

Les 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 (et seulement celui-là) par rapport au reste du réseau.

Cette tâche fait appel à un processus comprenant plusieurs opérations tel que la mesure des tensions et des courants ainsi le filtrage et l'échantillonnage pour terminer avec un traitement numérique qui résulte par la localisation de défaut et la possibilité de l'élimination rapide par les organes de commande.

## *Chapitre 2*

# *Protection des lignes de transport d'énergie électrique*

### **1. Introduction**

La gestion des réseaux électriques est devenue très complexe et difficile à gérer avec la croissance de ces éléments soit pour la production ou pour le transport d'énergie électrique. Ce dernier est assuré par des lignes à très haute tension (THT), ces lignes sont menacées à des perturbations (défauts monophasés ou polyphasés) d'origine diverses qui affectent la qualité et la stabilité économique de fourniture d'énergie aux clients.

Le développement et l'installation de la technologie numérique dans la protection des lignes de transport a créé de nouvelles solutions qui permettent d'améliorer l'analyse de ces défauts grâce à leurs capacité de calcul des valeurs des signaux mesurés, d'opérations arithmétiques et le fonctionnement logique. Ce développement est présenté par l'introduction des relais numériques qui constituent un avantage considérable sur les relais analogiques statiques.

A cela, s'ajoutent des avantages supplémentaires tels que :

- La possibilité d'auto surveillance.
- L'enregistrement des données pour le diagnostic des défauts.
- Le choix des caractéristiques de déclenchement.
- Une faible consommation de courant.

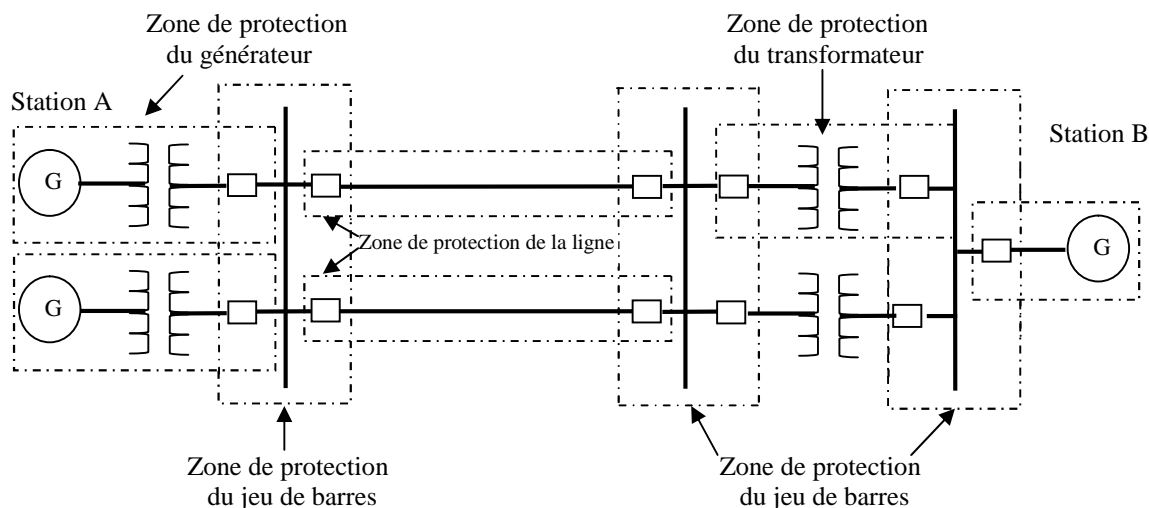
## 2. Qualités d'une protection

Une protection doit être :

- Sélective : élimine que la partie en défaut « ligne, transformateur, appareillage, jeu de barres ».
- Sensible : notamment détecter les défauts très résistants.
- Rapide : pour réduire les conséquences des courts-circuits, notamment la stabilité du réseau et les efforts électrodynamiques.
- Autonome : ne pas devoir changer les réglages fréquemment.
- Consommer peu d'énergie.
- Être insensible aux composantes apériodiques.
- Facile à mettre en œuvre et à maintenir.

## 3. Définition de la zone de protection

La philosophie générale de l'application des relais est de diviser le réseau d'énergie en plusieurs zones, chaque zone exige son propre groupe de relais. La figure 2.1 montre un système d'alimentation typique divisé en des zones de protection. Chaque zone se compose d'un ou plusieurs équipements principaux du système d'alimentation tel que le générateur, le transformateur, le moteur, le jeu de barre et la ligne de transport. Les zones adjacentes sont faites de telle sorte qu'aucune partie du système ne soit laissée non protégée. Chaque zone est protégée par un système se composant d'un ou plusieurs relais protecteurs. Le recouvrement est accompli en recouvrant le raccordement des transformateurs de courant des zones adjacentes. Si un défaut est produit, le relais déclenchera tous les disjoncteurs qui se trouvent dans la zone recouverte afin d'isoler le défaut. Dans cette recherche, le centre sera sur la protection de la ligne de transport [8].



**Figure 2.1** : Les zones de protection du réseau électrique.

#### 4. Techniques utilisées dans la protection des lignes de transport

Quatre types des relais sont utilisés dans les arrangements de protection des lignes de transport :

- Les relais à maximum de courant temporisés et instantanés.
- Les relais différentiels.
- Les relais de distance.
- Les relais à liens de communications.

Chacun des quatre arrangements est utilisé individuellement ou dans diverses combinaisons pour la protection des lignes de transport.

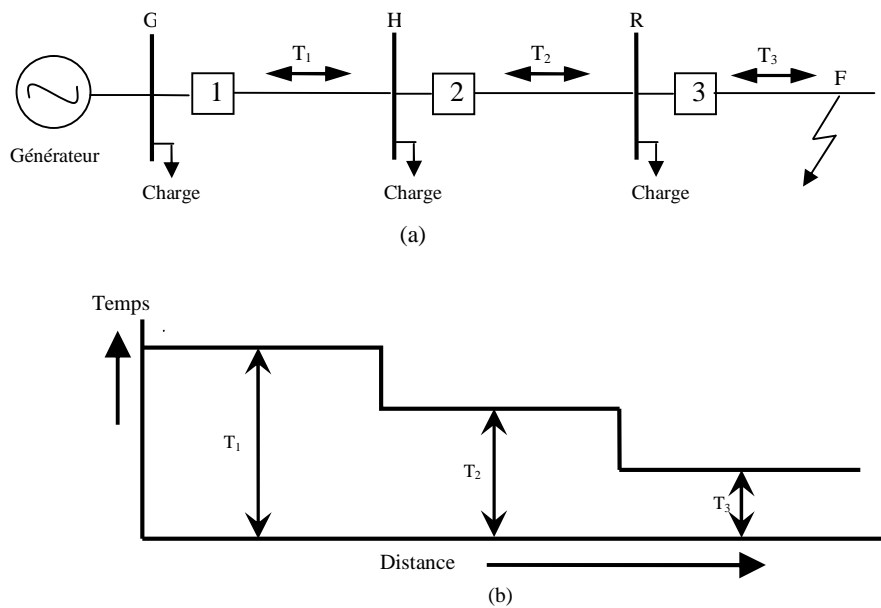
#### 5. Protection par relais à maximum de courant

Les relais à maximum de courant offrent une plus simple forme de protection pour les lignes de transport. Ces relais mesurent le courant qui circule dans la ligne à protéger et compare ce courant à un courant de réglage appelé le courant de seuil, si ce courant mesuré dépasse la valeur seuil, le relais donne l'ordre au disjoncteur local pour ouvrir le circuit et isole la section en défaut. La protection à maximum de courant dans les lignes de transport peut être divisée en deux catégories : protection à maximum de courant non directionnelle et protection à maximum de courant directionnelle [9], [2].

##### 5.1 Protection par relais à maximum de courant non directionnel

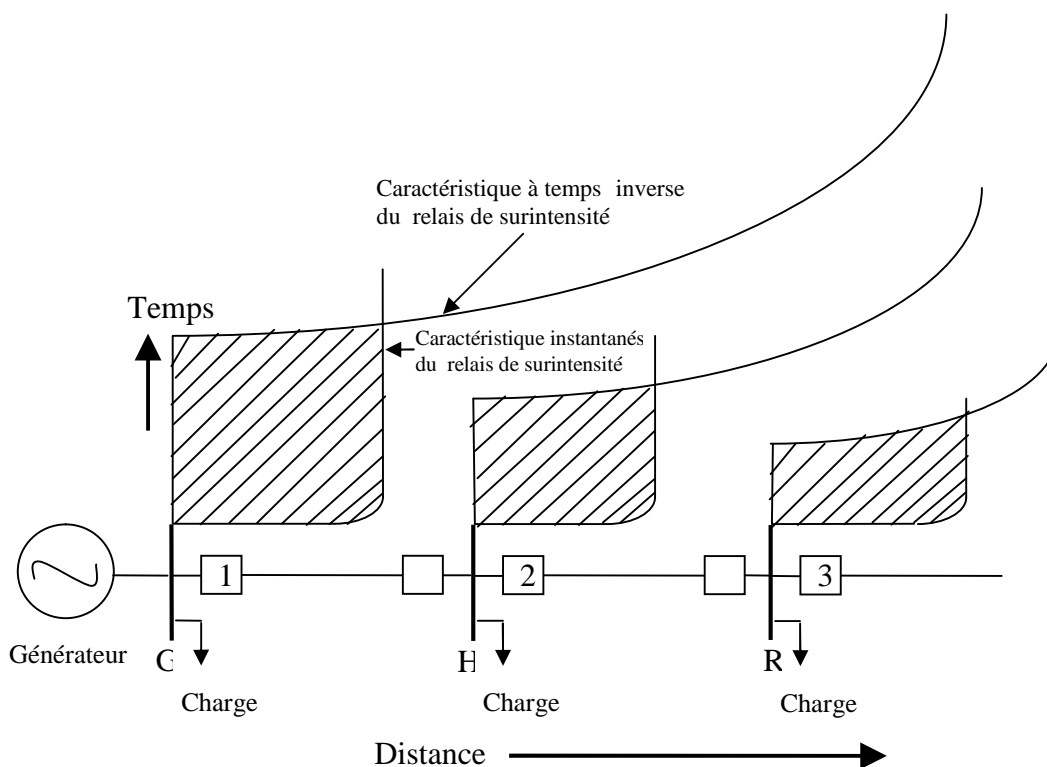
Les relais à maximum de courant non-directionnels sont normalement utilisés pour protéger les lignes de transport radiales. Trois versions du relais généralement utilisé sont : à temps constantes, à temps inverse et instantanés.

La figure 2.2 (a) représente le schéma d'un système radial qui est protégé avec des relais à maximum de courant. Pour un défaut à l'endroit 'F' aucun des relais ne peut déterminer si le défaut est sur sa zone de protection ou sur une autre ligne au delà de lui. La sélectivité est réalisée par un temps de retard entre les relais (relais à maximum de courant à temps constant), permettant au relais et au disjoncteur les plus proches de défaut la première possibilité d'élimination de défaut. La caractéristique d'un tel système est présentée dans la Figure 2.2 (b). Cette figure montre que le délai ( $T_1$ ) d'élimination d'un défaut près du générateur peut être très dangereux. C'est évidemment indésirable parce que des tels défauts près du générateur impliquent de grands courants et sont très destructives si le système de protection ne réagit pas rapidement [2].



**Figure 2.2 :** Graduation du temps dans les systèmes radiaux.

Les relais à maximum de courant à temps inverse surmontent partiellement le problème des grands courants rencontré dans les relais à maximum de courant à temps constant. Ces relais fonctionnent plus rapidement pour les défauts près de la source d'alimentation, le temps de déclenchement dépend de la valeur du courant de défaut, plus le courant de défaut est grand plus le temps de déclenchement est petit. Ces relais sont parfois complétés avec des unités instantanées (relais à maximum de courant instantanés). Pour que les relais à maximum de courant instantanés soient sélectifs, il faut que chaque relais soit réglé à une valeur de temps plus élevée. La figure 2.3 montre les caractéristiques réalisées en utilisant des relais de surintensité à temps inverse et instantanés. Cette figure prouve que le délai de fonctionnement pour un défaut rapproché est encore réduit quand les relais à maximum de courant instantanés sont utilisés au lieu des relais à maximum de courant à temps inverse [8], [13].

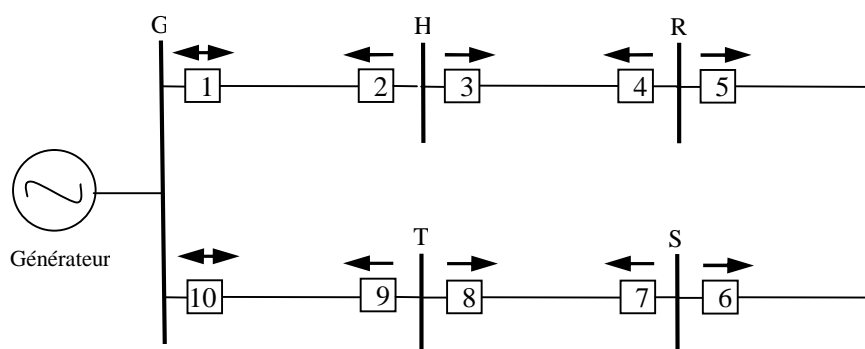


**Figure 2.3 :** Protection à maximum de courant à temps inverse et instantané.

## 5.2. Protection par relais à maximum de courant directionnel

Dans un réseau bouclé ou radial avec des sources multiples et de courant de défaut identique, l'écoulement du courant de défaut par rapport à l'emplacement du relais peut être soit sur la ligne ou au jeu de barres à côté du relais. Dans ces circonstances, il est impossible de réaliser la sélectivité en utilisant des relais de surintensité seulement. La sélectivité peut être réalisée en utilisant les relais à maximum de courant directionnels.

La figure 2.4 représente un réseau bouclé qui est protégé avec des relais à maximum de courant directionnel. Les flèches asymétriques se dirigent dans la direction de l'écoulement du courant de défaut pour laquelle les relais devraient fonctionner. Seulement à l'endroit 1 et 10 le courant de défaut peut circuler vers la ligne dans la direction pour laquelle le déclenchement est désiré ou dans le sens inverse. Les relais à ces endroits pourraient, donc, être non-directionnels comme est indiqué par les flèches à la tête double [2], [9].

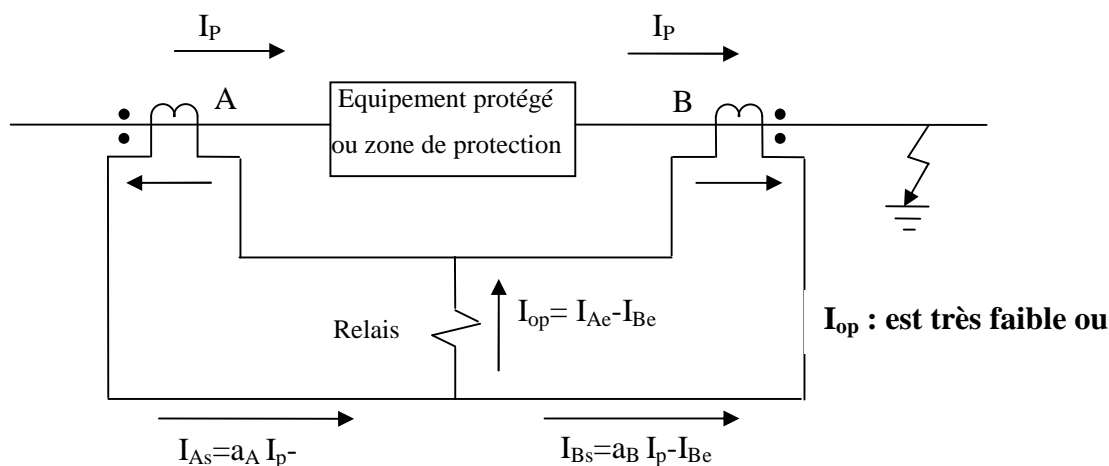


**Figure 2.4 :** Protection à maximum de courant directionnel d'un réseau bouclé.

## 6. Protection différentielle

La protection différentielle est l'une des techniques les plus fiables et les plus populaires dans la protection des systèmes d'énergie. La protection différentielle compare les courants qui entrent avec les courants qui quittent la zone de protection. Si la somme des courants qui entrent et les courants qui quittent la zone de protection est égale à zéro, on conclut qu'il n'y a aucun défaut. Cependant, si cette somme n'est pas égale à zéro, la protection différentielle conclut qu'un défaut existe dans la zone et prend des mesures pour isoler la zone en défaut du reste du système [15], [17].

La Figure 2.5 représente une phase d'un système de protection différentiel triphasé. Des circuits multiples peuvent exister, mais l'exemple est suffisant pour expliquer le principe de base de la protection différentielle. On peut observer à partir de la Figure 2.5 que la zone de protection est éliminée par deux ou trois transformateurs de courant. Les conducteurs apportant le courant des transformateurs de courant au relais différentiel sont dans quelques situations appelées les fils pilotes.



**Figure 2.5 :** Protection différentiels pendant un défaut externe.

Dans les conditions normales, le courant  $I_p$  à l'entrée de l'unité protégée serait égal au courant sortant à chaque instant. Le courant secondaire dans le fil pilote du transformateur de courant A est égal à :

$$I_{As} = a_A I_p - I_{Ae} \quad (2.1)$$

Où :

$a_A$  : est le rapport de transformation du transformateur de courant A.

$I_{Ae}$  : est le courant d'excitation du transformateur de courant A dans le secondaire.

Pour le transformateur de courant B, l'équation est semblable et est comme suit :

$$I_{Bs} = a_B I_p - I_{Be} \quad (2.2)$$

En assumant que les rapports de transformation sont égaux,  $a_A = a_B = a$ , le courant d'opération  $I_p$  du relais est donné par :

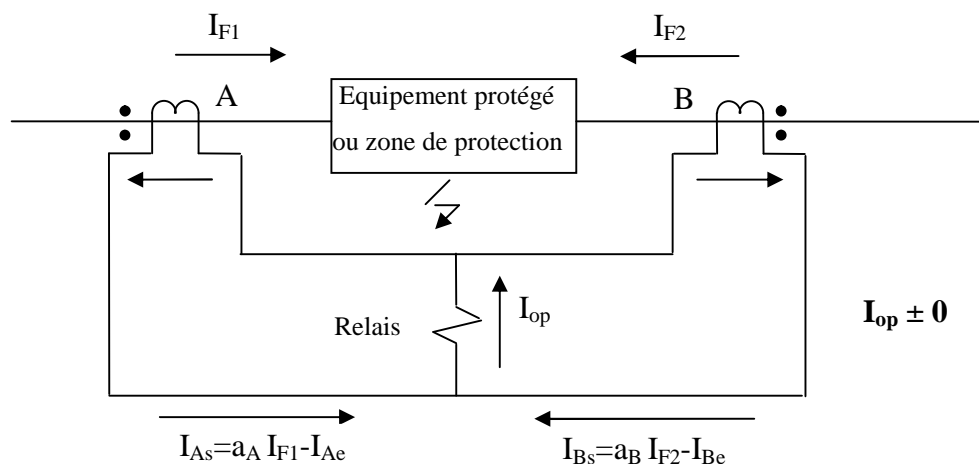
$$I_{op} = I_{Ae} - I_{Be} \quad (2.3)$$

Pendant le régime normal ou pendant les défauts externes, le courant d'opération du relais est très faible, mais j'aurais égale à zéro.

En cas d'un défaut dans la zone de protection (Figure 2.6), le courant d'entrée n'est plus égal au courant de sortie. Le courant d'opération du relais différentiel est maintenant la somme des courants d'entrée alimentant le défaut suivant les indications de la Figure 2.6.

$$I_{op} = a(I_{F1} + I_{F2}) - I_{Ae} - I_{Be} \quad (2.4)$$

Ce courant actionne le relais pour isoler la zone en défaut.



**Figure 2.6 :** Protection différentielle pendant un défaut interne.

### 6.1. Protection différentielle longitudinale

Ce type de protection est utilisé dans des sections de petite longueur (jusqu'à 5km dans les réseaux 35kV et jusqu'à 10km dans les réseaux 110kV) dans le cas où la protection de distance ne répond pas aux exigences de la vitesse, la sélectivité et de la sensibilité. Les fils pilotes le long de la voie de la ligne de transport effectuent la comparaison courante à l'extrémité de la section protégée [15].

### 6.2. Protection différentielle transversale équilibrée

La protection équilibrée est un type de protection différentielle transversale qui est utilisée dans les lignes en parallèles. Elle est basée sur une comparaison des amplitudes des courants passant par les lignes. Pour des lignes en parallèles avec la même impédance et dans des conditions normales, ou en présence d'un court-circuit externe, les relais ne fonctionneront pas en raison de la répartition équilibrée des courants. Par contre si un court-circuit est signalé sur une des lignes en parallèles, la plus grande partie du courant de la source passe à travers la ligne défectueuse, alors que la partie la plus petite passe à travers le long de la ligne saine. Dans cette circonstance, le relais déclenchera la ligne défectueuse.

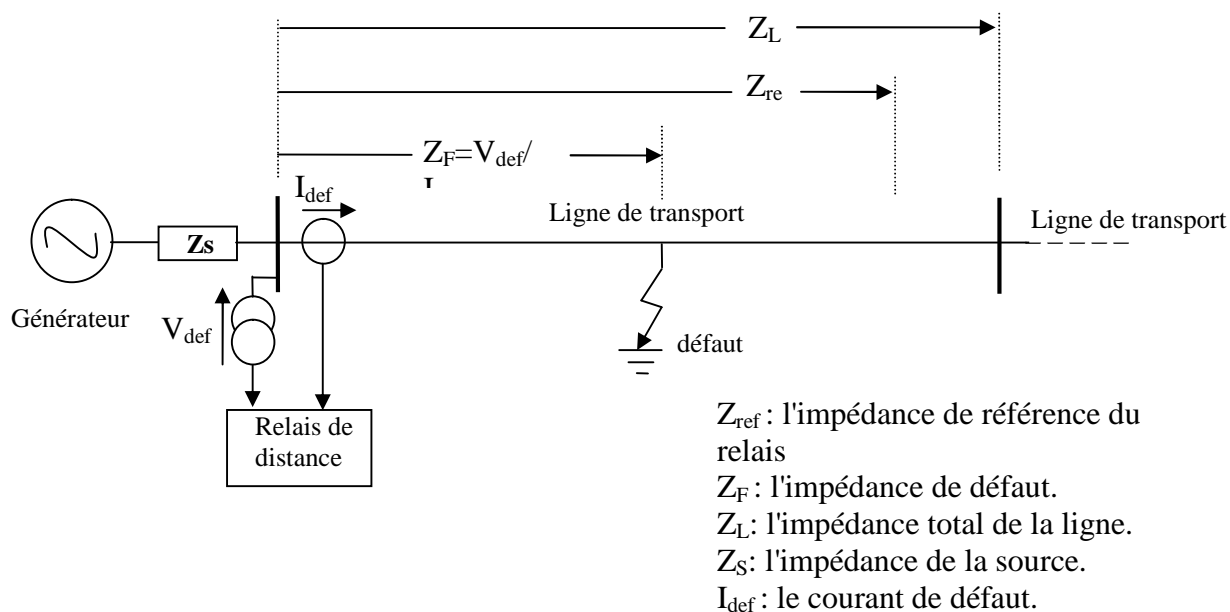
A l'autre extrémité des lignes en parallèles et sans source additionnelle d'alimentation, les courants en présence du court-circuit sur une de ces lignes sont égaux en grandeur mais opposé dans la direction. Un relais équilibré qui a réagi au rapport des intensités de courant et pas à leur direction ne réagi pas.

## 7. Protection par relais de distance

On considère la protection de distance le type le plus populaire du principe de protection appliqué généralement pour protéger les lignes de transport dû à leur capacité de remplir les exigences de fiabilité et la vitesse nécessaire pour protéger ces lignes. Le principe de base du relais de distance se fonde sur le fait que l'impédance de la ligne est assez constante suivant le long de la ligne et proportionnelle à la longueur de la ligne. Cette particularité est pratiquement vraie et indépendante des amplitudes de la tension et du courant. Donc, l'impédance vue à partir de l'endroit du relais à n'importe quel point de défaut suivant le long de la ligne est proportionnelle à la distance entre le relais et le point de défaut et l'endroit de défaut peut être déterminé s'il fait partie de la ligne protégée. En conséquence, le relais protecteur, qui fonctionne en basant sur la mesure de distance, est désigné sous le nom du relais de distance. Bien que les techniques qui sont utilisés pour traités et calculés les signaux soient différentes d'un fabricant à l'autre, tous les relais de distance fonctionnent de

la même manière en calculant l'impédance à partir des tensions et des courants des trois phases de la ligne. Le principe de base de fonctionnement des relais de distance est que si l'impédance mesurée par le relais est moins que l'impédance d'arrangement (normalement sa valeur est un pourcentage de la valeur de l'impédance de la ligne de transport à protégée), alors le relais conclurait qu'il y a un défaut dans la ligne de transport à protégée. Parfois les relais de distance sont aussi appelés comme relais à minimum d'impédance pour cette raison.

Les relais de protection de distance déterminent l'impédance de défaut ( $Z_F$ ) à partir de la tension ( $V_{def}$ ) et le courant ( $I_{def}$ ) de court-circuit mesurée à l'endroit de relais suivant les indications de la figure (2.7). Le relais compare l'impédance de défaut mesurée à une valeur de référence ( $Z_{ref}$ ) correspondant à la limite de la zone de fonctionnement dans le diagramme ( $R, jX$ ) définie par le réglage du relais. Si l'impédance mesurée de défaut est plus petite que la valeur de référence ( $Z_{ref}$ ), un défaut interne soit déclaré et une commande est envoyée au disjoncteur pour ouvrir le circuit. Selon ce principe de fonctionnement de base, la décision de commande est prise en utilisant seulement les tensions et les courants mesurés à l'endroit de relais. Il n'y a aucune autre information exigée et la protection ne dépend d'aucun équipement supplémentaire ou des liens de communication de signaux qui sont essentielles pour la protection différentielle.



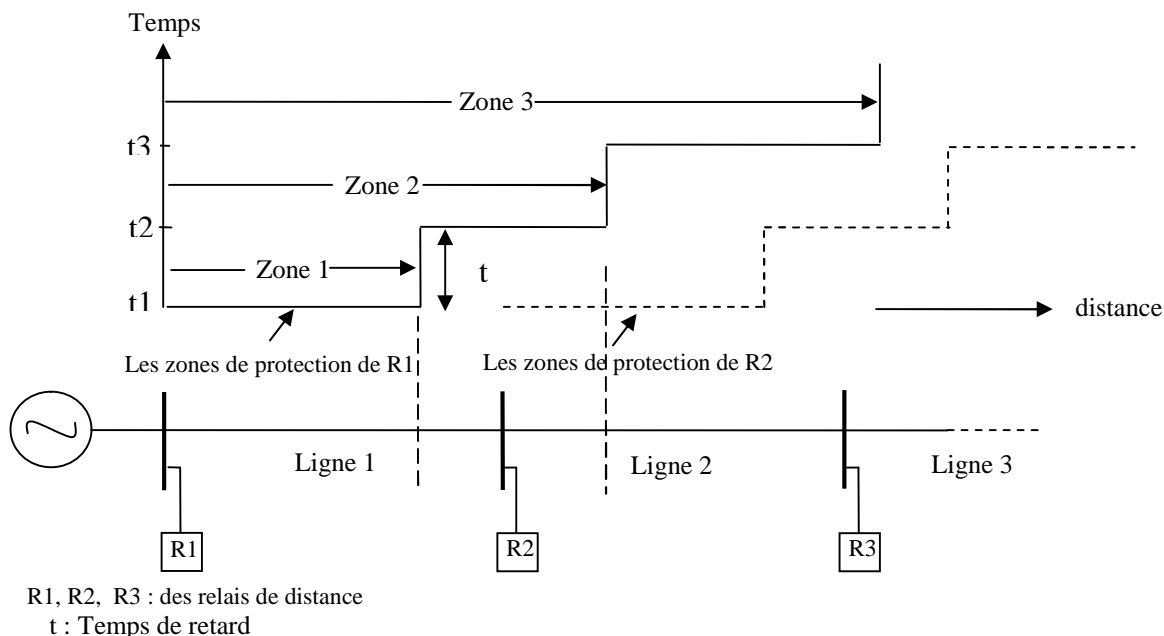
**Figure 2.7 :** Principe de la protection de distance.

Il convient de noter que la valeur de l'impédance de référence ( $Z_{ref}$ ) du relais ne couvre pas la longueur totale de la ligne pour des raisons de sécurité. En pratique, il n'est pas possible de mettre la portée du relais pour couvrir 100% de la longueur de la ligne due à plusieurs facteurs. Parmi ces facteurs les inexactitudes dans la mesure de distance par le relais qui peut résulter dans l'algorithme utilisée par le relais, les erreurs de mesure dans le transformateur de courant « TC » et l'inexactitude dans la valeur réelle de l'impédance de la ligne, qui est habituellement basée sur un calcul et pas sur la mesure des paramètres de la ligne. En conséquence, des zones additionnelles de protection sont nécessaires afin de couvrir la longueur totale de la ligne comme sera expliqué dans la section suivante. Selon le type « TC » et les exactitudes de mesure du relais, une marge de sécurité de 10% à 15% de l'autre extrémité de la ligne doit être choisie pour la première zone de la protection pour assurer la sélection de protection sécurisée entre les défauts internes et externes [16].

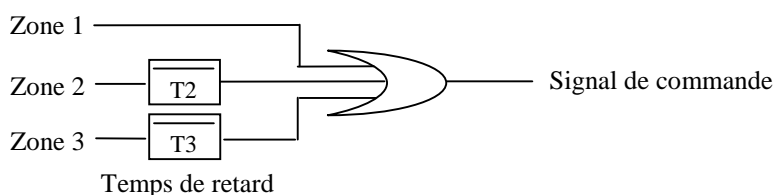
### **8. L'application de la zone de protection dans la protection de distance**

Plusieurs zones sont utilisées pour protéger une ligne de transport suivant les indications de la figure (2.8). La première zone, désignée comme zone 1, est mise pour se déclencher instantanément. Dans la pratique, la zone 1 est mise pour couvrir approximativement 80-90% (varié selon le type de relais, électromécanique, statique ou numérique) de la longueur totale de la ligne pour prendre soin des erreurs et pour éviter l'opération inutile pour des défauts au delà de l'autre extrémité. La deuxième zone (zone2) est mise pour couvrir le reste de la ligne plus une marge adéquate (environ 20% de la ligne adjacente). Les arrangements de la zone 2 devraient ne jamais surmonter n'importe quelle zone 1 du relais aux lignes adjacentes ; autrement le déclenchement inutile des lignes peut se produire au cas où un défaut se trouverait simultanément en dessous de la portée de la zone 2 des deux relais situés à la station A et B suivant les indications de la figure (2.8). Par conséquent, l'arrangement minimum pour la zone 2 qui assure la couverture totale de la ligne, avec une marge de sûreté, est habituellement 120% de la ligne protégée, à condition que ceci ne dépasse pas 50% de la prochaine ligne la plus courte. Pour assurer la sélectivité, la zone 2 doit être retardée par un temps (gradué) relative à la protection de la ligne adjacente. Le retard de temps typique de la zone 2 est 300ms à 400ms pour les relais électromécaniques et à 250ms à 300ms pour la protection statique et numérique. Ce temps d'évaluation est un résultat de la somme du temps de fonctionnement de la zone 1 et le temps de fonctionnement de disjoncteur de la ligne adjacente, la période de remise de relais de distance, des erreurs des temporisateurs internes de relais de distance, et une marge de sûreté [15].

Pour quelques applications, la zone 3 est employée pour assurer la protection de plein support pour les lignes adjacentes. L'arrangement de la zone 3 couvre (avec une marge adéquate) la ligne protégée plus 100% de la plus longue ligne adjacente. Le temps de retard intentionnel utilisé pour la zone 3 est environ 0.6 à 1 sec. La figure 2.8b montre le circuit logique de commande des zones de protection.



(a) Zone de protection pour relais de distance



(b) circuit logique de commande

**Figure 2.8:** Zone de protection et circuit logique de commande pour le relais de distance.

### 9. Types de relais

L'application des relais de protection dans les systèmes d'alimentation remonte il y a presque 100 ans. Depuis lors, la technologie utilisée pour construire les relais a amélioré spectaculairement la taille, le poids, le coût et la fonctionnalité. Basé sur la technologie utilisée pour leur construction, les relais peuvent être chronologiquement classifiés comme électromécaniques, statiques ou à semi-conducteur et numérique [17], [20].

### **9.1. Relais électromécaniques**

Les premiers relais utilisés dans l'industrie électrique étaient des dispositifs électromécaniques. Leur principe de fonctionnement est basé sur la création d'une force mécanique pour actionner les contacts de relais en réponse à une situation de défaut. La force mécanique a été établie par l'écoulement d'un courant qui a reflété le courant de défaut à travers les enroulements montés dans des noyaux magnétiques. En raison de la nature de son principe de fonctionnement, les relais électromécaniques sont relativement plus lourds et plus volumineux que des relais construits avec d'autres technologies. En plus, la charge de ces relais peut être extrêmement haute, affectant le but de la protection. Cependant, les relais électromécaniques ont été tellement utilisés en grande partie, que même les relais modernes utilisent leur principe de fonctionnement, et représentent toujours un bon choix pour certaines conditions d'application.

### **9.2. Relais statiques (à semi-conducteur)**

Les relais statiques sont des dispositifs à semi-conducteur composés de composants électroniques comme les résistances, les diodes, les transistors etc. Ces relais n'ont pas des pièces mobiles qui les rendent plus légers et plus petit que les relais électromagnétiques. Les relais à semi-conducteur exécutent les mêmes fonctions que les relais électromagnétiques sauf qu'elles ont besoin de moins de tension pour fonctionner et la commutation peut être exécutée en très brèves durées. Les relais statiques sont fiables mais les composants électroniques peuvent dériver en raison de la température ambiante et du vieillissement élevés.

Les relais à semi-conducteur activent le déclenchement des circuits utilisant des dispositifs électroniques tels que les redresseurs à silicium et, en conséquence, il n'y a aucun arc pendant la commutation. Les commutateurs dans les relais à semi-conducteur ont toujours des courants de fuite indépendamment du fait que les commutateurs sont ouverts ou fermés.

### **9.3. Relais numériques**

La protection des systèmes électriques a changé beaucoup depuis l'évolution des microprocesseurs. Leur intégration à très grande échelle a permis de réunir de nombreux composants dans une simple puce. La technologie numérique a fait sa place dans le domaine de la protection des systèmes électriques. Aujourd'hui, les relais numériques sont mis en application pour protéger presque tous les composants des systèmes électriques. Les techniques fondamentalement numériques emploient les mêmes principes qui ont étaient

employé par les relais électromécaniques et statiques. Les relais numériques ont beaucoup d'avantages telle que :

- **Économique** : La raison principale de l'acceptation des relais numériques est qu'ils présentent beaucoup de dispositifs au prix raisonnable.

- **Rapide** : Il y a deux raisons du fonctionnement rapide des relais numériques ; un, les relais numériques n'emploient aucune partie mécanique, deux, l'utilisation des processeurs à grande vitesse ont fait de ces relais très rapides.

- **Autocontrôle** : les relais numériques contrôlent eux-mêmes sans interruption. Par contre les relais électromécaniques doivent être examinés par le personnel à intervalles réguliers. D'autre part, Le dispositif à autocontrôle épargne le temps aussi bien que l'argent.

- **Fonctions multiples** : Les relais, les compteurs, les commutateurs de commande, les indicateurs, et les appareils de communication peuvent être intégré dans un relais protecteur simple à microprocesseur. Les schémas de sous-station/système et les diagrammes de câblage sont facilement produits en raison du nombre réduit de dispositifs et de câblage relatif.

- **Temps mise en marche réduit** : la mise en marche est un processus de vérification des performances d'un équipement avant qu'il ne soit mis en service. Les relais numériques ont des dispositifs de mesure et les compatibilités à distance, qui font la mise en marche simple et moins longue.

- **Economie de temps et d'effort** : la localisation rapide de l'endroit du défaut par les relais numériques dans les lignes de transport réduisent le temps de coupure électrique considérablement.

- **Flexibilité** : les relais numériques peuvent être conçus et construits en prenant compte l'usage universel du matériel. Un relais peut être employé pour protéger différents composants de système d'énergie en chargeant différents logiciels.

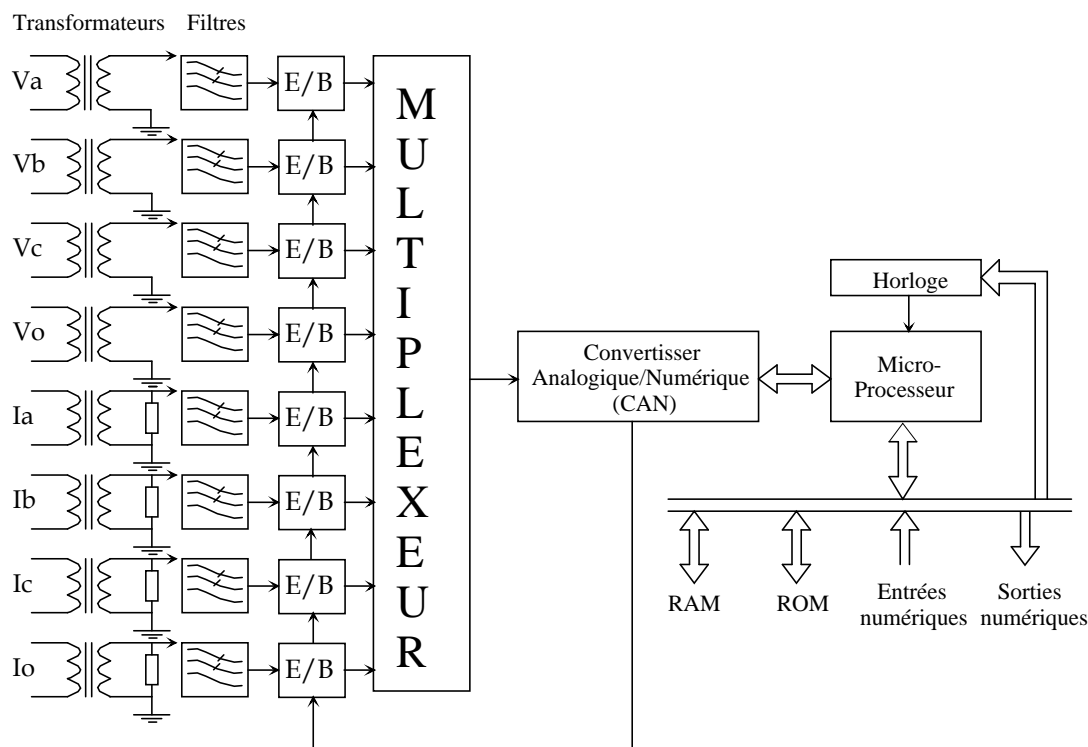
- **Petite taille** : Les relais numériques sont plus légers dans le poids et ont besoin de moins d'espace que les relais électromécaniques et à semi-conducteur. Pour cette raison, il est facile de transporter ces dispositifs.

- **Remplacement facile** : si un relais numérique tombe en panne, peut être remplacé complètement. Ceci économise le temps et le travail nécessaire pour des réparations.

## 10. Schéma bloc d'un relais numérique

Le relais numérique est un dispositif à base de microprocesseur qui utilise un logiciel pour le traitement des signaux échantillonnés et mettre en application la logique du relais. La majeure partie de la recherche dans le secteur de la protection à relais numériques est liée au

développement des algorithmes pour des applications spécifiques. Les éléments de base d'un relais numérique sont résumés sur la Figure 2.9 [15], [23].



**Figure 2.9 :** Eléments de base d'un relais numérique.

### 10.1. Transformateurs de courant

Le comportement du circuit magnétique des transformateurs de courant (TC) joue un rôle essentiel. Ce circuit est soumis au flux magnétique créée par le courant primaire et en particulier par la composante apériodique du régime transitoire du court-circuit. Selon les amplitudes et les polarités respectives de ces flux le risque de saturation du circuit magnétique est plus ou moins grand. Lorsque la saturation se produit le courant secondaire est déformé et n'est plus l'image du courant primaire, en d'autres termes une information incorrecte est présentée à l'entrée des différentes fonctions des protections peuvent en être affectées : fonction directionnelle, mesure de distance, fonction différentielle...etc. Ces phénomènes sont à prendre en compte non seulement à l'établissement du court-circuit mais également lors d'un ré-enclenchement automatique sur défaut.

### 10.2. Transformateurs de tension

Il existe deux types de transformateur de tension : les transformateurs de tension bobinée (TT) et les transformateurs condensateurs de tension (TCT) dont la partie capacitive est utilisée comme système de couplage pour la transmission par courants porteurs haute fréquence sur ligne.

Les régimes transitoires qui affectent le plus le fonctionnement des transformateurs de tension est l'apparition de court-circuit sur le réseau. La mise hors tension et l'accroissement brutal de la fréquence varie de quelques centaines d'hertz à quelques kilohertz. Dans le cas des transformateurs de tension ses oscillations s'amortissent rapidement : l'erreur qui en résulte est négligeable après 10 à 20 ms.

Ces phénomènes sont beaucoup plus difficiles à amortir dans le cas des transformateurs condensateurs de tension et plus gênant surtout avec les protections de distance, ils entraînent souvent une erreur de mesure de distance importante. Sur les lignes courtes la précision nécessaire pour un fonctionnement en zone réduite risque de ne plus être assurée, il faut alors choisir un schéma de protection du type à zone étendue et à verrouillage.

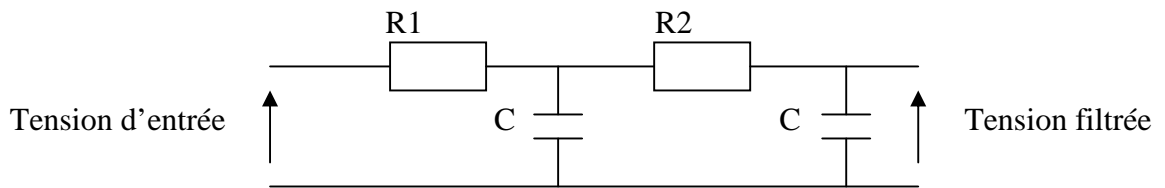
L'accroissement brutal de la tension appliquée se rencontre sur les phases saines d'un réseau dont une phase est affectée d'un défaut à la terre. Les conséquences sont de même nature que celles consécutives à la mise sous tension. Il faut souligner que les transformateurs de tension sont en générale plus coûteux que les transformateurs condensateurs de tension [19].

### 10.3. Filtre anti-repliement

Dû aux limites pratiques des taux d'échantillonnage dans un relais numérique, le convertisseur analogique/numérique (CAN) est 'aveugle' en dehors des moments où il fait sa conversion. A la réception du top (impulsion) de l'horloge, le CAN effectue sa conversion quasi instantanément. Il y a donc perte de l'information contenue entre les impulsions. Le repliement (aliasing) spectral, est un phénomène qui change l'identité d'un signal lorsqu'il est échantillonné à une fréquence trop faible.

Pour éviter l'apparition des fréquences de repliement, il faut respecter le principe de la conduite de *Shannon* disant qu'il faut au moins (c'est-à-dire plus que) 2 échantillons sur une période pour décrire un signal. Pour ne pas perdre aucune information dans un signal, il suffit d'échantillonner à au moins  $2f_{max}$ ,  $f_{max}$  : étant la fréquence maximale dans le spectre d'amplitude. Pour ce faire les relais sont équipés de filtre anti-repliement (un filtre par signal)

qui sont des filtres passe-bas de très forte pente éliminant ainsi la partie haute fréquence des signaux qui perturberaient l'interprétation de l'analyse spectrale (Figure 2.10).



**Figure 2.10** : Filtre anti-repliement analogique.

Les fréquences supérieures à la moitié de la fréquence d'échantillonnage doivent être supprimées. La présence d'un filtre anti-repliement analogique relié à la fréquence d'échantillonnage est donc indispensable à une mesure correcte. La fréquence de coupure du filtre anti-repliement doit être au plus égale à la moitié de la fréquence d'échantillonnage. En simulation, le filtre anti-repliement peut être modélisé par un filtre numérique de type Butterworth, Chebyshev ou Bessel [19].

#### 10.4 Filtre Butterworth [15]

La réponse de l'amplitude  $H(\omega)$  d'un filtre passe-bas de Butterworth d'ordre  $N^{\text{eme}}$  est donnée par :

$$H(\omega) = \frac{1}{\sqrt{1 + (\omega / \omega_0)^{2N}}} \quad (2.5)$$

Ou :

$N$  : est l'ordre du filtre.

$\omega_0$  : est la fréquence de coupure.

La procédure pour concevoir des filtres de Butterworth commence par le calcul de l'ordre du filtre ( $N$ ) en utilisant l'expression suivante :

$$N \geq \frac{\log(10^{-G_s/10} - 1) - \log(10^{-G_p/10} - 1)}{2 \log(\omega_s / \omega_p)} \quad (2.6)$$

Ou:

$G_p$  : est le gain de la bande passante on dB.

$G_s$  : est le gain de la bande bloqué on dB.

$[\omega_p, \omega_s]$  : la fréquence de la bande passante on radians.

$[\omega_s, \omega_p]$  : la fréquence de la bande bloquée on radians.

Connaissant l'ordre du filtre  $N$ , la fréquence de la bande passante  $\omega_p$  de bande de passage et la fréquence de la bande bloquée  $\omega_s$ , la fréquence de coupure  $\omega_c$  peut être calculée en utilisant l'une des équations suivantes :

$$\omega_c = \frac{\omega_p}{(10^{-Gp/10} - 1)^{1/2N}} \quad (2.7)$$

$$\omega_c = \frac{\omega_s}{(10^{-GS/10} - 1)^{1/2N}} \quad (2.8)$$

Les fréquences de coupure fournies par les équations 2.7 et 2.8 sont différentes ; le choix d'une valeur est influencé par la nécessité de remplir les conditions dans la bande passante ou la bande bloquée.

Les pôles normalisés de la fonction de transfert sont déterminés par l'équation suivante :

$$S_k = e^{\frac{j\pi}{2n}(2k+n-1)} \quad k=1,2,\dots,n. \quad (2.9)$$

La fonction de transfert normale est déterminée par les valeurs des pôles en employant l'équation suivante.

$$\hat{H}(s) = \frac{1}{(s - s_1)(s - s_2)\dots(s - s_n)} \quad (2.10)$$

La fonction de transfert finale du filtre est obtenue par le remplacement

$$H(s) = \hat{H}(s / \omega_c) \quad (2.11)$$

### 10.5. Multiplexage

Les CAN sont relativement chers, pour n'utiliser qu'un seul convertisseur on fera appel à un multiplexeur. Le multiplexage est la technique permettant de faire passer plusieurs signaux analogiques sur un même circuit ou un même câble. Le multiplexage (temporel) consiste à diviser le temps, par exemple chaque seconde, en petits intervalles, et à attribuer un intervalle de temps donné à chaque signal. Le multiplexeur est une sortie d'aiguillage. A chaque impulsion de l'horloge, il met successivement en contact pendant une durée très courte (qu'on peut en première approximation considérer comme nulle) le signal issu de chacune des voies avec le convertisseur. Le reste du temps c'est-à-dire pratiquement en permanence, il fonctionne comme un interrupteur ouvert, chargeant chacune des voies sur l'impédance d'entrée du système d'acquisition, mais n'assurant aucune liaison physique entre les voies et le convertisseur.

### 10.6. Conversion analogique / numérique

La conversion numérique d'un signal analogique consiste à prélever des échantillons de ce signal à des instants réguliers. Pour échantillonner un signal, on définit une durée, appelée période d'échantillonnage, qui est l'intervalle de temps entre deux valeurs converties. Cette période doit être choisie suffisamment courte pour que l'échantillonnage soit significatif. Elle ne doit pas non plus être exagérément petite, afin que la quantité d'informations ne soit pas trop importante. Le circuit assurant cette fonction est appelé échantillonneur/bloqueur (E/B), puisqu'il doit conserver (bloquer) pendant la période d'échantillonnage la valeur du signal d'entrée. A la sortie du E/B, le signal est encore analogique et continu en amplitude. Il s'agit encore d'une tension (en volts) qui peut prendre des valeurs quelconques. Le signal est ensuite numérisé par le Convertisseur Analogique/Numérique (CAN). A sa sortie, le signal est quantifié en temps et en amplitude. La quantification consiste à associer une suite binaire à chaque échantillon. Le signal n'est défini qu'aux instants d'échantillonnage. Le choix de la période d'échantillonnage est crucial : un sous-échantillonnage détériore trop le signal d'entrée, alors qu'un sur-échantillonnage va augmenter le volume de données à traiter. La condition de *Shannon* fixe la limite inférieure absolue de la fréquence d'échantillonnage. Il montre que la fréquence d'échantillonnage doit être supérieure au double de la plus haute fréquence contenue dans le signal d'entrée afin de pouvoir reconstituer fidèlement le signal. En général, pour s'assurer de cette condition, on applique un filtre passe-bas (filtre anti-repliement) avant l'échantillonnage du signal.

### 10.7. Algorithmes d'évaluation des quantités des phases

Les algorithmes sont des programmes utilisés dans les microprocesseurs qui manipulent les échantillons des tensions et de courants pour produire des paramètres d'intérêt. La plupart des algorithmes existants proposés pour l'usage dans des relais numériques peuvent être groupés en deux catégories. Le premier type est basé sur le modèle de la forme d'onde lui-même. Le deuxième type implique le modèle de l'élément étant protégé, telle que les lignes de transport ou les transformateurs de puissance [15].

L'algorithme appliqué dans ce travail est basé sur le modèle de la forme d'onde. L'application de cet algorithme inclut les processus suivants :

- La valeur crête du courant sinusoïdal pour la protection par relais de surintensité.
- La tension et le courant des phases à la fréquence fondamentale pour le relais de distance.
- La fréquence fondamentale d'un signal périodique pour relais de fréquence.

L'information nécessaire pour les algorithmes qui utilisent le modèle de la forme d'onde des signaux échantillonnés prélevés à des intervalles égaux sur une période pré spécifié, habituellement désignée sous le nom d'une fenêtre de données. Après que les paramètres exigés sont calculés, un nouvel échantillon est incorporé à la fenêtre de données, et l'échantillon le plus ancien est renoncé. Les calculs des paramètres exigés sont exécutés et le processus continue sans coupure. Ces algorithmes peuvent être divisés dans les catégories suivantes :

### **1. Non récursif :**

Algorithmes qui utilisent une courte fenêtre (Short window algorithms) :

- Miki et Mikano
- Mann et morrison
- Rockefeller et Udren
- Gilbert et Shovlin

Algorithmes qui utilisent une longue fenêtre (long window algorithms) :

- Transformation de Fourier Discrète
- Walsh fonctions
- Erreur de la méthode du moindre carré (Least square error)

### **2. Récursif :**

- Filtre Kalman
- Récursif erreur de la méthode du moindre carré

## **10.8. Microprocesseur**

Le microprocesseur est le cœur du relais numérique, c'est lui qui exécute le programme de l'algorithme choisi pour la détection ou la localisation des défauts.

Un microprocesseur est un composant électronique minuscule, fabriqué le plus souvent en silicium, qui regroupe un certain nombre de transistors élémentaires interconnectés. Le microprocesseur exécute les fonctions de l'unité centrale d'ordinateur (CPU). Il interprète les instructions et traite les données du programme.

## **10.9. Commande des organes de coupure**

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint. La protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture du disjoncteur associé à cet ouvrage dont les caractéristiques sont adaptées au courant de défaut à couper. L'énergie nécessaire au fonctionnement des protections et du disjoncteur est en générale fournie par des sources auxiliaires à courant continu.

## Chapitre 3

### Réseau d'étude et simulation sur « Matlab »

#### 1. Réseau d'étude :

Le réseau à étudier est indiqué sur la figure (3.1) comporte une ligne de transport de 120Km supposée entre deux sources de tension GS et GR avec une tension de 400 KV.

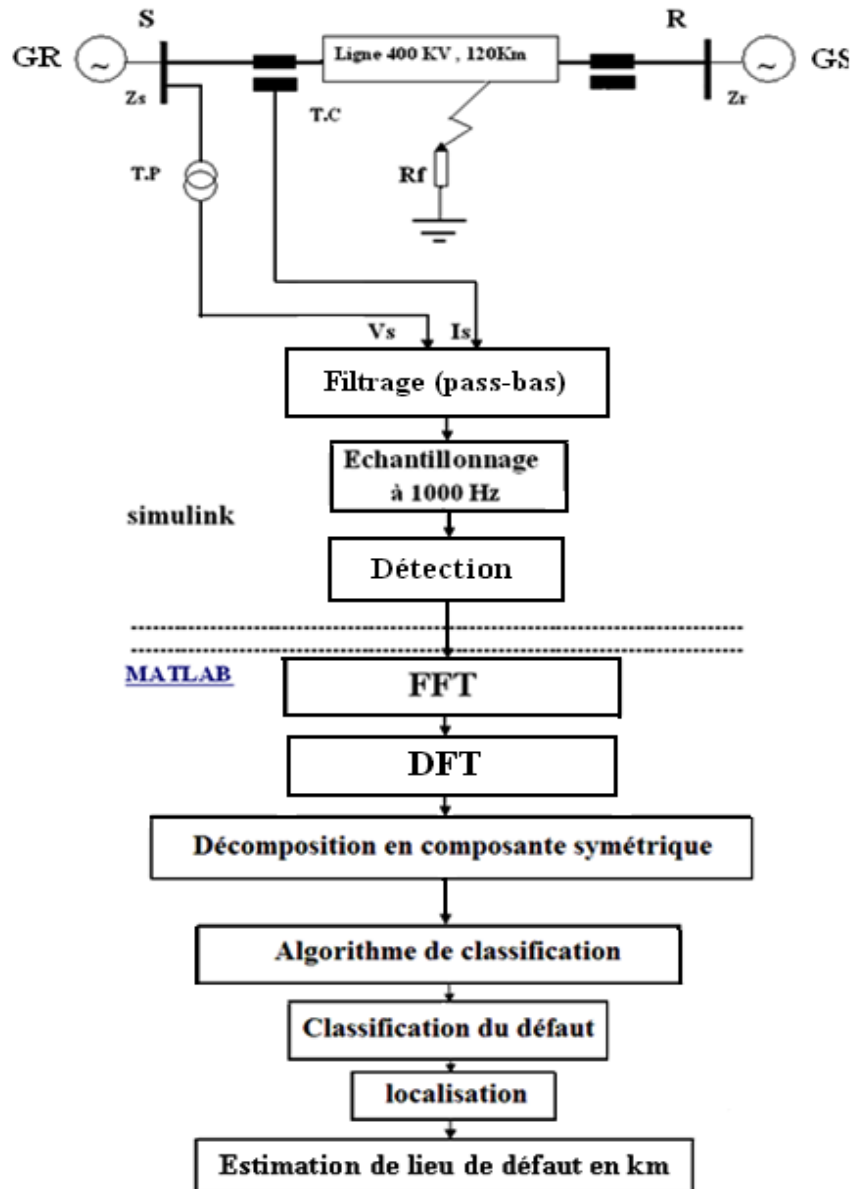


Figure 3.1 : Réseau considéré pour l'étude.

**S, R**: représente respectivement les jeux de barres des sources GS et GR.

**T.C** : transformateur de courant.

**T.P** : transformateur de tension.

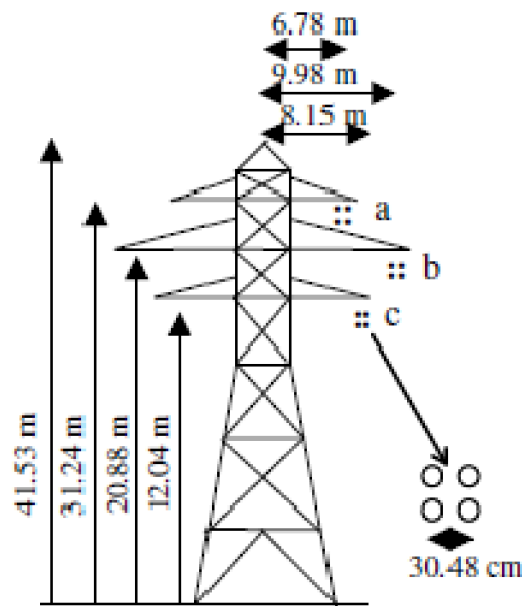
**R<sub>f</sub>** : la résistance du défaut.

## 2. Les paramètres du réseau :

### Source :

- La valeur de la tension du réseau est de 400 KV.
- Impédance:  $Z_{GS} = Z_{GR} = 0,25 + j9,25$  .

**Ligne :** les paramètres de la ligne sont calculés par le logiciel « MATLAB-SIMULINK » suivant la configuration du pylône figure (3.2). Les caractéristiques de la ligne sont regroupées dans le tableau 3.1 [19].



**Figure 3.2 :** Configuration géométrique de la ligne au niveau du pylône.

Nombre de conducteurs par phase.	4
Résistivité des conducteurs de phase.	$3,2 \cdot 10^{-8}$ m
Nombre effectif de brins dans un conducteur de phase.	54
Diamètre d'un brin du conducteur de phase.	0,32 cm
GMD pour les 4 conducteurs de phase.	30,94cm
Nombre de câble de garde.	1
Résistivité de câble de garde.	$2,69 \cdot 10^{-8}$ m
Nombre effectif de brins dans le câble de garde.	54
Diamètre d'un brin du câble de garde.	0,32 cm
Diamètre extérieur du câble de garde.	2,86 cm
Résistivité du sol.	100

**Tableau 3.1 :** Caractéristiques électrique de la ligne de transport.

**Paramètre de la ligne :**

La matrice résistance :

$$R = \begin{bmatrix} 0,060248 & 0,046591 & 0,047020 \\ 0,046591 & 0,061259 & 0,047550 \\ 0,047020 & 0,047550 & 0,062166 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{Km}}$$

La matrice inductance :

$$L = \begin{bmatrix} 1,74786 & 0,90070 & 0,07843 \\ 0,90070 & 1,74408 & 0,93390 \\ 0,07843 & 0,93390 & 1,74089 \end{bmatrix} \frac{\text{mH}}{\text{Km}}$$

La matrice capacité :

$$C = \begin{bmatrix} 10,1369 & -2,63690 & -0,9565 \\ -2,63690 & 11,31178 & -2,49152 \\ -0,95691 & -2,49152 & 11,88022 \end{bmatrix} \frac{\text{nF}}{\text{Km}}$$

-Impédance direct :  $Z_{IL} = 0,011 + j0,2752 \quad \Omega/\text{km}$ .

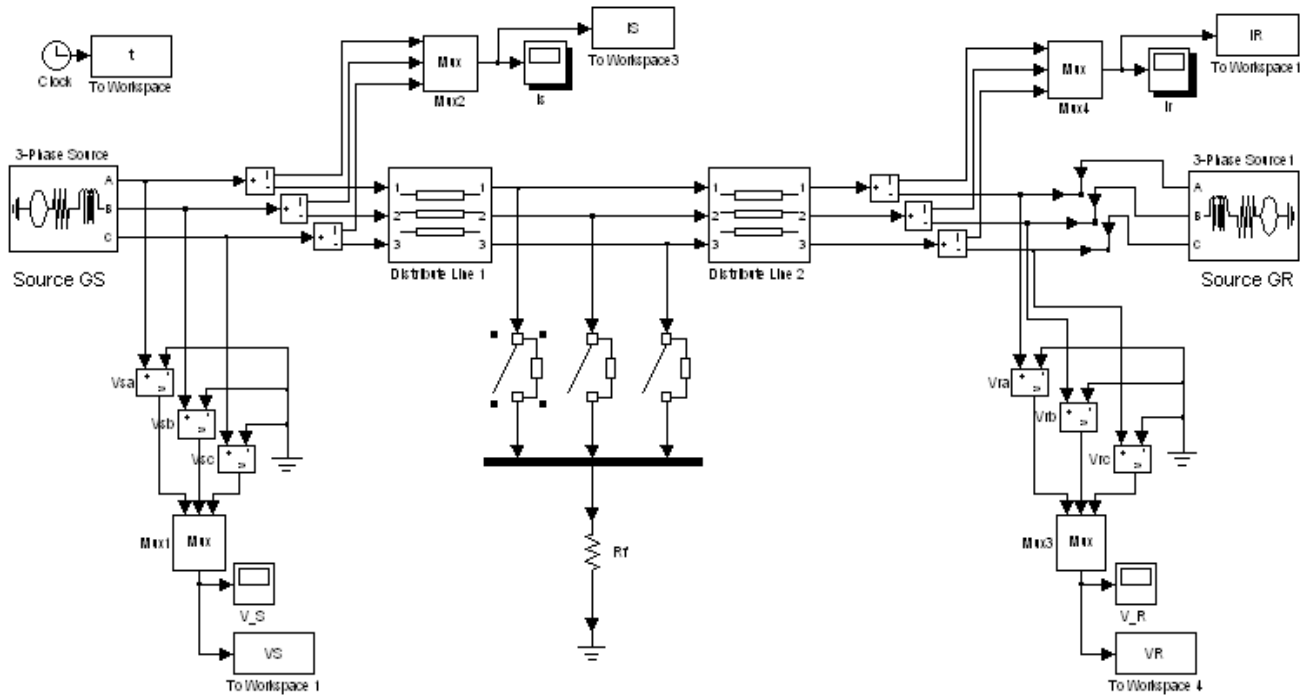
-Impédance homopolaire :  $Z_{OL} = 0,1523 + j1,09 \quad \Omega/\text{km}$ .

-Capacité direct :  $C_{IL} = 13,22 \cdot 10^{-9} \text{ F/Km}$ .

-Capacité homopolaire :  $C_{OL} = 7,07 \cdot 10^{-9} \text{ F/Km}$ .

### 3. Logiciel utilisé

Cette simulation est réalisée par le logiciel « Matlab-Simulink » avec Power Système Toolbox [21], pour régénérer les signaux des tensions et des courants au niveau des jeux de barres 'S' et 'R', le schéma bloc de simulation est montré sur la figure (3.3).



**Figure 3.3.** Réseau simulé sur 'Simulink-Matlab'

Les valeurs des courants et des tensions en très haute tension sont relativement grandes de l'ordre de KA et KV. Avant d'être utilisées par les relais, ces valeurs doivent être réduites. Cette fonction est assurée par des transformateurs qui assurent la réduction de la grandeur à mesurer. Ils convertissent soit la tension primaire (par des transformateurs de tension T.P) soit le courant primaire (par des transformateurs de courant T.C) en une valeur (tension ou courant) acceptable pour le fonctionnement du relais.

La conversion numérique d'un signal analogique consiste à prélever des échantillons du signal à des instants réguliers. Pour échantillonner un signal, on définit une durée (la période d'échantillonnage  $T_e$ ) qui est le temps entre deux valeurs converties. Cette période doit être choisie suffisamment courte pour que l'échantillonnage soit significatif, la fréquence d'échantillonnage utilisée par la majorité des relais actuels est de l'ordre de 1KHZ ( $F_e = 1/T_e$ ) pour appliquer les algorithmes de la classification et de localisation du défaut, un filtre est utilisé permettant de calculer la transformée de Fourier dans un cycle complet de 20ms.

Les fonctions exécutées sur MATLAB sont :

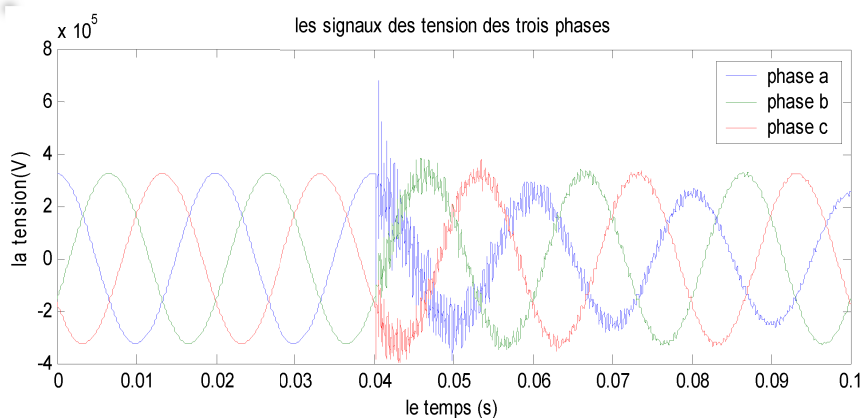
- Simulation d'une ligne après un défaut avec réglage des paramètres du réseau (les paramètres de la ligne, la fréquence, la résistance du défaut et la tension des sources).
- Filtrage des tensions et des courants.
- Echantillonnage des tensions et des courants.
- Calcul de la composante fondamentale par la DFT des tensions et des courants échantillonnés après et avant le défaut.
- Classification de défaut.
- Localisation de défaut par l'application des différents algorithmes.

### 3.1. Les signaux des tensions et des courants obtenus

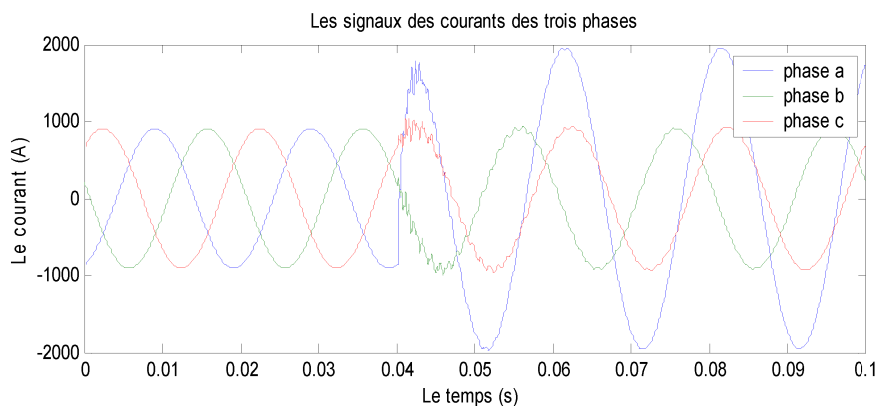
Pour une résistance de défaut de 10 avec une distance  $m=40\text{km}$  à partir du jeu de barres 'S' on prend les visualisations des signaux des courants et des tensions pour les différents types de défaut.

#### Défaut monophasé

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut monophasé (phase a- terre) sont montrés sur les figures (3.4.a) et (3.4.b) respectivement.



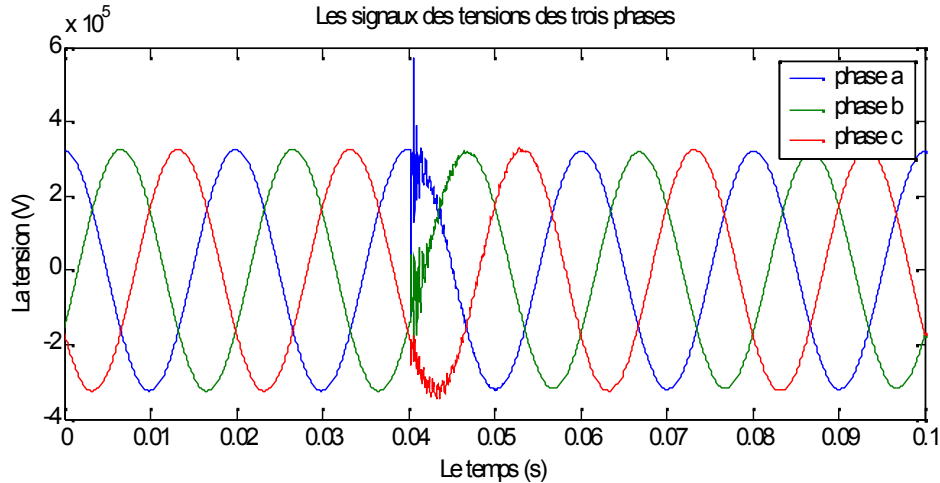
**Figure 3.4.a :** Signaux des tensions au jeu de barres 'S' pour un défaut monophasé « phase a - terre » avec  $R_f=10$  et  $m=40\text{ km}$



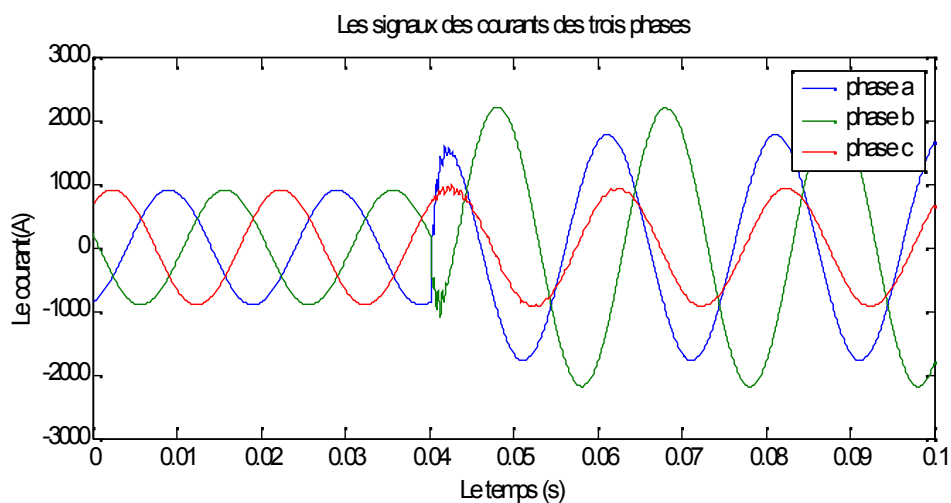
**Figure 3.4.b :** Signaux des courants au jeu de barres 'S' pour un défaut monophasé « phase a-terre » avec  $R_f=10$  et  $m=40\text{ km}$ .

### Défaut biphasé à la terre

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut biphasé à la terre (ab-terre) sont montrés sur les figures (3.5.a) et (3.5.b) respectivement.



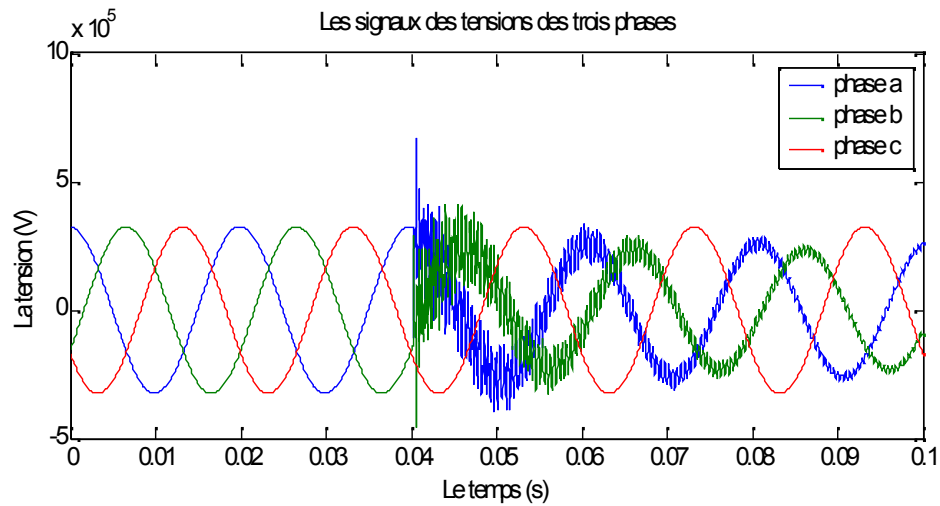
**Figure 3.5.a :** Signaux des tensions au jeu de barres 'S' pour un défaut biphasé à la terre avec  $R_f = 10$  et  $m = 40$  km.



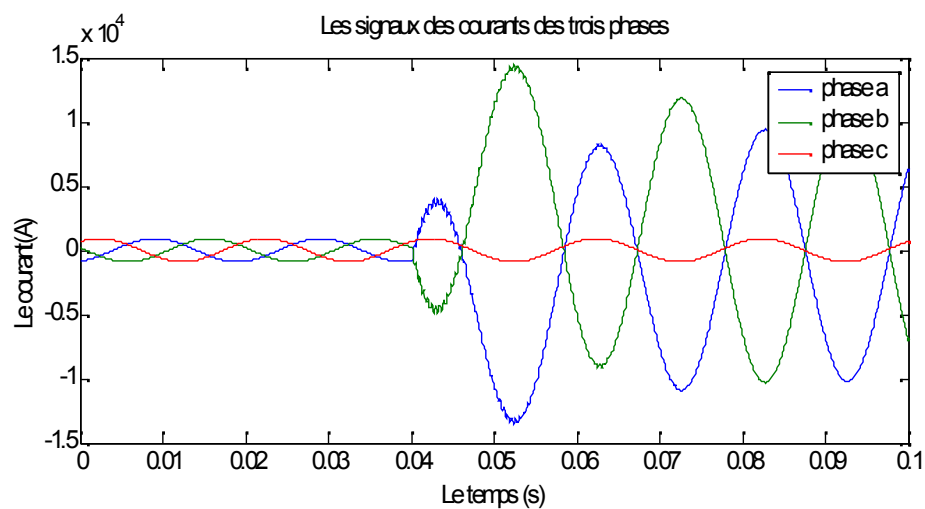
**Figure 3.5.b :** Signaux des courants au jeu de barres 'S' pour un défaut biphasé à la terre avec  $R_f = 10$  et  $m = 40$  km.

### Défaut biphasé sans terre

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut biphasé sans terre sont montrés sur les figures (3.6.a) et (3.6.b) respectivement.



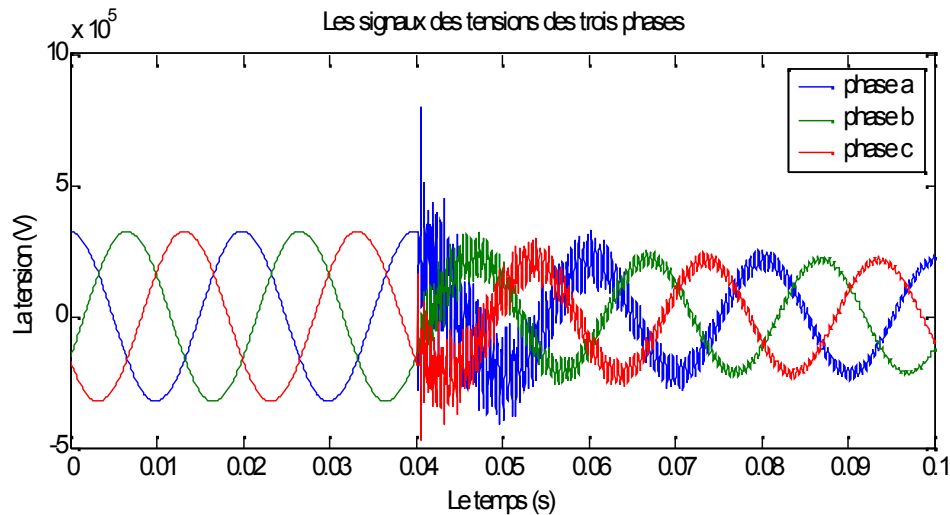
**Figure 3.6.a :** Signaux des tensions au jeu de barres 'S' pour un défaut biphasé sans terre avec  $m=40\text{km}$ .



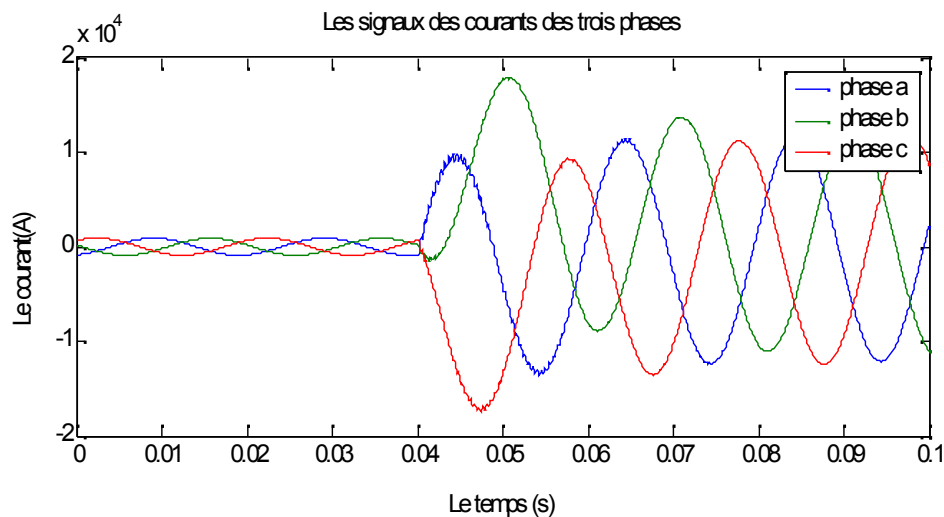
**Figure 3.6.b :** Signaux des courants au jeu de barres 'S' pour un défaut biphasé sans terre avec  $m=40\text{km}$ .

## Défaut triphasé

Les signaux des tensions et des courants pour un défaut triphasé à la terre sont montrés sur les figures (3.7.a) et (3.7.b) respectivement.



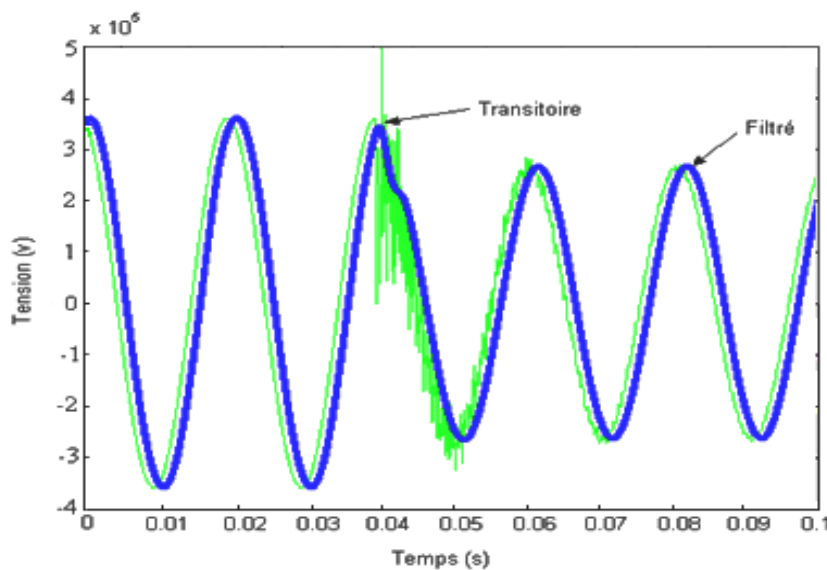
**Figure 3.7.a :** Signaux des tensions au jeu de barres 'S' pour un défaut triphasé à la terre avec  $R_f = 10$  et  $m = 40\text{km}$ .



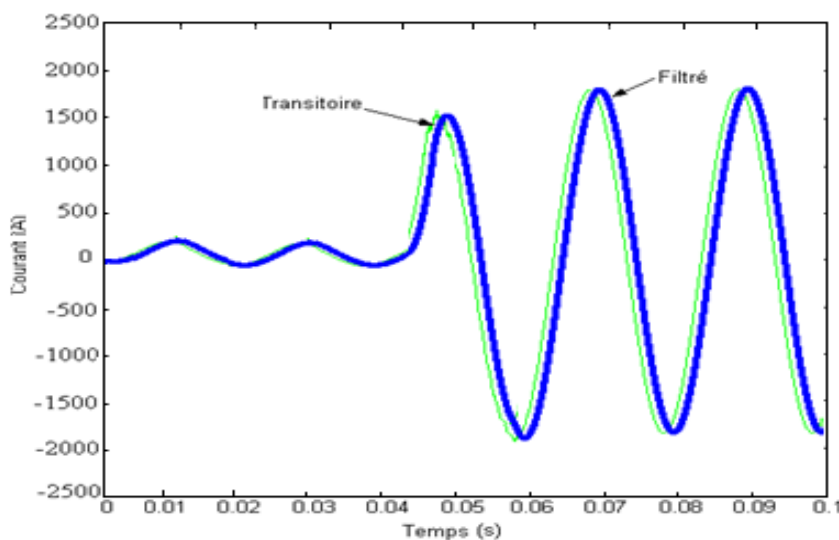
**Figure 3.7.b :** Signaux des courants au jeu de barres 'S' pour un défaut triphasé à la terre avec  $R_f = 10$  et  $m = 40\text{km}$ .

#### 4. Filtrage et échantillonnage

Les Figures 3.8a et 3.8b représentent respectivement le filtrage des signaux de tension et de courant de la phase « a » de la ligne en défaut pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut ( $R_f = 10 \Omega$ ) à une distance  $m = 40$  km à partir du jeu de barres 'S'. La performance de l'algorithme du filtrage « Butterworth » montre son exactitude pour obtenir une tension typique et un courant en forme d'onde à 50Hz, dans une ligne de transport à très haute tension en défaut.



**Figure 3.8a :** La tension de la phase « a » filtrée.



**Figure 3.8b :** Le courant de la phase « a » filtré.

## 5. Calcul de l'amplitude fondamentale des signaux des courants et des tensions

### 5.1. Introduction

Nous devons nos connaissances du traitement du signal en majeure partie au Baron Joseph FOURIER (Auxerre 1768 – Paris 1830) qui, en étudiant la propagation de la chaleur, découvrit les séries trigonométriques dites séries de FOURIER. Il améliora ce puissant outil mathématique pour l'appliquer à tout type de signal. Depuis une trentaine d'années seulement, les outils électroniques ont permis de mettre en application ces formules mathématiques, grâce notamment aux américains COOLEY et TUKEY. Ils ont donné naissance à l'algorithme de calcul de la FFT (Fast Fourier Transform) que l'on retrouve dans la plupart des analyseurs du marché.

### 5.2. Théorème de Fourier

Toute fonction continue est décomposable en série de FOURIER. Si de plus cette fonction est périodique de  $T$ , le nombre de termes de la décomposition est fini. On peut alors écrire la fonction comme une somme de sinus (ou de cosinus)

$$f(t) = A_0 + A_1 \sin(2\pi t/T) + A_2 \sin(4\pi t/T) + \dots + A_n \sin(2\pi n t/T) \quad (3.1)$$

Où  $A_i$  : est le coefficient de la série de FOURIER à la fréquence  $f_i = i/T$ .

Dans la pratique cela veut dire que l'on peut décomposer notre fonction comme une somme de sinus (cosinus) de périodes multiples de la période de base de notre fonction. Les coefficients représentent alors le niveau "énergétique de chacune des fréquences élémentaires".

L'application principale de l'analyse FFT est donc la mise en évidence des périodicités. Cette extension de capacité du calcul de la FFT, qui n'est pas naturelle pour ce type de signal, appelle à la plus grande prudence dans l'interprétation des résultats.

La transformée de FOURIER est une des méthodes pour représenter un phénomène temporel dans le domaine fréquentiel. Cette représentation fréquentielle est une image parmi d'autres possibles du phénomène étudié. La compréhension de la FFT aide cependant à mieux les comprendre

### 5.3. Transformation de Fourier Discrète

La transformation de Fourier discrète ou « Discrete Fourier Transform », (DFT) d'un signal échantillonné  $s[n]$  de longueur finie est définie par la relation suivante [19]:

$$DFT[k] = \sum_{n=0}^{N-1} s[n] e^{\frac{-j2\pi kn}{N}} \quad (3.2)$$

Où  $s[n]$  : est la séquence obtenue en échantillonnant le signal continu  $s(t)$  chaque  $T_s$  secondes pour  $N$  échantillons et  $k$  indique l'index harmonique. Le signal échantillonné s'écrit :

$$s[n] = s(nT_s) \quad (3.3)$$

$n = 0, 1, 2, \dots, N-1,$

$T_s$  : période d'échantillonnage.

$N$  : nombre d'échantillons dans la séquence  $s[n]$  dans une période par exemple.

La DFT produit une séquence de valeurs complexes dont les amplitudes sont celles des fréquences discrètes dans  $s[n]$ . Les parties réelle et imaginaire de chaque composante fréquentielle  $DFT[k]$  de l'harmonique  $k$  sont données par les expressions suivantes :

$$\text{Re } DFT[k] = \sum_{n=0}^{N-1} s[n] \cdot \cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \quad (3.4)$$

$$\text{Im } DFT[k] = -\sum_{n=0}^{N-1} s[n] \cdot \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \quad (3.5)$$

Notons que pour  $k=1$ , nous obtenons la DFT[1] à la fréquence fondamentale du signal  $S$  :

$$\text{Re } DFT[1] = \sum_{n=0}^{N-1} s[n] \cdot \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (3.6)$$

$$\text{Im } DFT[1] = -\sum_{n=0}^{N-1} s[n] \cdot \sin\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (3.7)$$

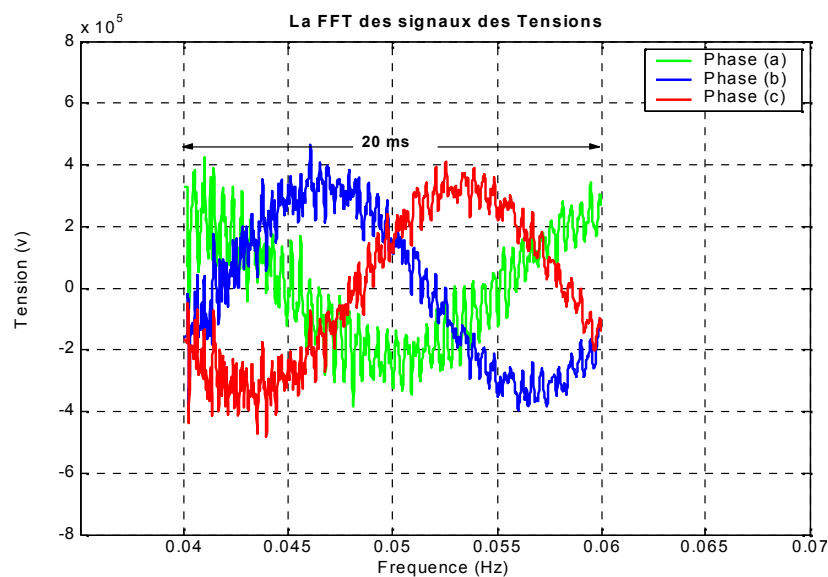
L'amplitude et la phase de la DFT[1] sont données respectivement par l'expressions (3.8) et (3.9) :

$$\left| DFT[1] \right| = \sqrt{\text{Re } DFT[1]^2 + \text{Im } DFT[1]^2} \quad (3.8)$$

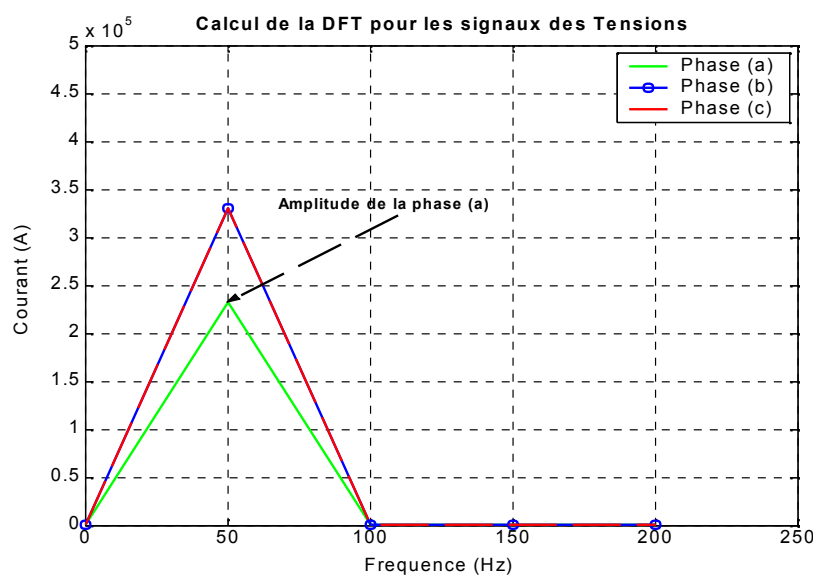
$$\text{Ang}(DFT[1]) = \text{Arc tan} \frac{\text{Im } DFT[1]}{\text{Re } DFT[1]} \quad (3.9)$$

L'emploi de la DFT est basé sur le critère de Shannon qui exige que le prélèvement soit au moins deux fois plus rapidement que la fréquence la plus élevée dans le signal, c'est-à-dire que la fréquence d'échantillonnage soit au moins deux fois supérieure à la fréquence la plus élevée dans le signal.

Les Figures 3.9a et 3.9b représentent respectivement la FFT et la DFT des signaux des tensions de la ligne en défaut pour un défaut monophasé à la terre « phase a » pour une résistance de défaut ( $R_f = 10 \Omega$ ) à une distance  $m = 40$  km à partir du jeu de barres 'S'. Le calcul de la transformé de Fourier est pris dans un cycle complet de 20ms, le calcul de la DFT est pris à une fréquence de 50Hz afin d'obtenir l'amplitude de la tension à la fréquence fondamentale.

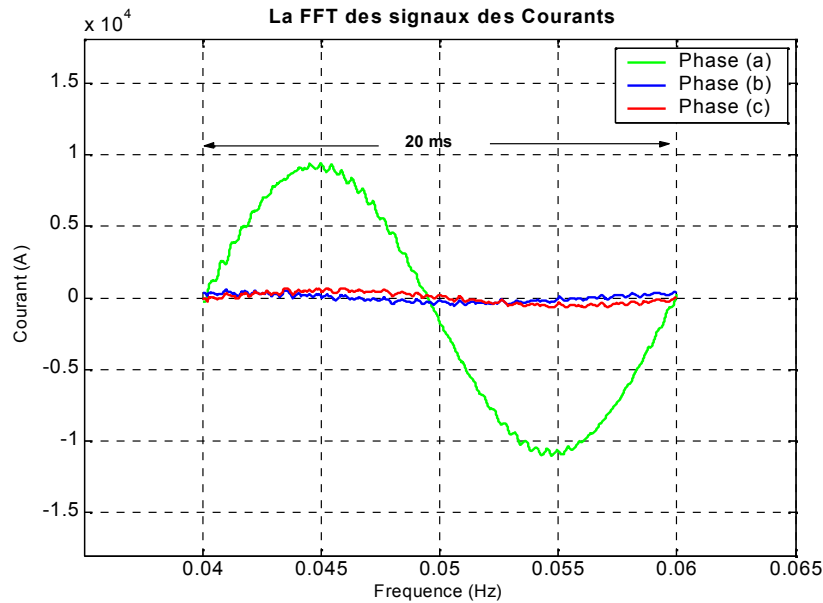


**Figure 3.9a :** FFT des signaux des tensions

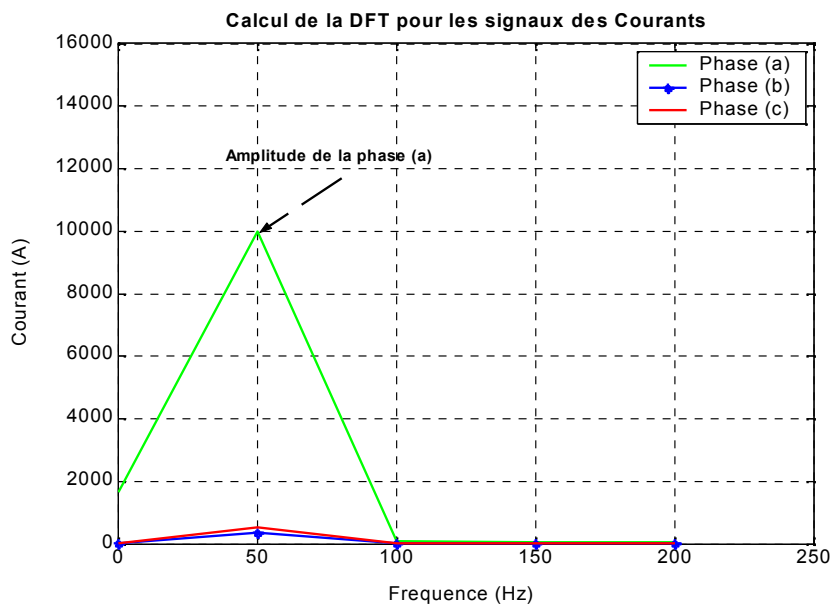


**Figure 3.9b :** Calcul de la DFT des signaux des tensions

Les Figures 3.10a et 3.10b représentent respectivement la FFT et la DFT des signaux des courants de la ligne en défaut pour un défaut monophasé à la terre « phase a » pour une résistance de défaut ( $R_f = 10 \Omega$ ) à une distance  $m = 40$  km à partir du jeu de barres 'S'. Le calcul de la transformée de Fourier est pris dans un cycle complet de 20ms, le calcul de la DFT est pris à une fréquence de 50Hz afin d'obtenir l'amplitude de courant à la fréquence fondamentale.



**Figure 3.10a :** FFT des signaux des courants.



**Figure 3.10b :** Calcul de la DFT des signaux des courants

## *Chapitre 4*

# *Classification des défauts dans les lignes de transport*

### **1. Introduction**

La classification des défauts dans les lignes de transport est une tâche très importante pour déterminer la où les phases en défaut et par suite déterminer l'endroit du défaut afin de réparé le plus rapidement possible ces défaut et rendre le service d'alimentation aux clients. De nombreuses méthodes de classification sont développées jusqu'à présent, ceux qui sont basées sur le calcul des impédances, dépendent de l'impédance direct, inverse et homopolaire. Et d'autres méthodes basées sur l'utilisation de la composante fondamentale des signaux des tensions et des courants.

Dans ce chapitre on propose deux méthodes de classification :

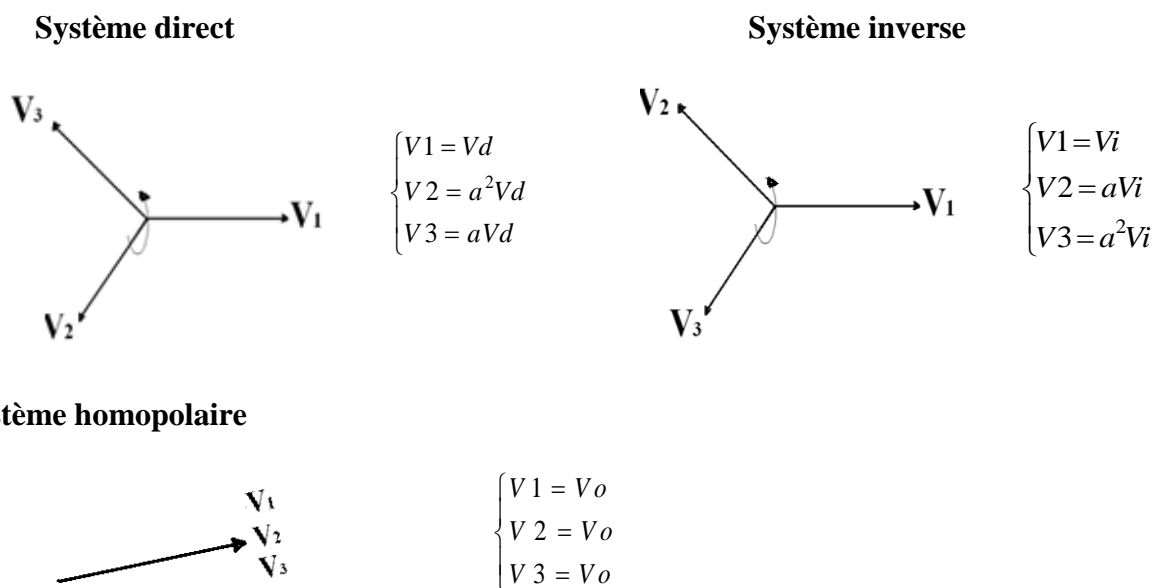
- 1ère méthode basée sur l'utilisation des composantes symétriques.
- 2ème méthode basée sur l'utilisation des mesures de la composante fondamentale des signaux des courants avant et pendant le défaut.

## 2. Décomposition en composante symétrique :

Le principe de la décomposition en composantes symétriques est d'exprimer un système des signaux sinusoïdaux triphasé quelconque, mais à la même fréquence (courant ou tension) comme la somme des trois systèmes triphasés particuliers, qui sont le système « direct », « inverse » et « homopolaire » [30].

Par définition un système direct est un système sinusoïdal triphasé équilibré dans lequel on passe respectivement de la phase 1 aux phases 2 et 3 par un déphasage de  $-120^\circ$  et  $-240^\circ$ .

Pour un système inverse on passe de la phase 1 aux phases 2 et 3 par un déphasage de  $+120^\circ$  et  $+240^\circ$ . Un système homopolaire est un système sinusoïdal triphasé dans lequel les trois phases sont identiques. Chacun de ses système peut être associé à une représentation vectorielle ou encore à un système de nombres complexes et dans la représentation complexe « a » désigne un nombre complexe particulier, associé à la rotation d'angle  $120^\circ$  avec  $a = e^{j2\pi/3}$



Étant donnée un système des signaux triphasés sinusoïdaux quelconques représenté par trois nombres complexes ( $V_1, V_2, V_3$ ), la décomposition en composantes symétriques consiste à trouver un jeu de systèmes direct, inverse et homopolaire ( $V_d, V_i, V_o$ ), tel que les trois phases (1, 2 et 3) soient les sommes respectives des premières deuxième et troisième sinusoïdes des systèmes direct, inverse et homopolaire ; ce qui peut encore s'exprimer dans le domaine complexe par la relation suivante en notation complexe.

$$\begin{cases} V_1 = V_o + V_d + V_i \\ V_2 = V_o + a^2 V_d + a V_i \\ V_3 = V_o + a V_d + a^2 V_i \end{cases} \quad \text{Avec : } a = e^{(j2\pi/3)} \quad \text{et} \quad a^2 = e^{(j4\pi/3)}$$

Cette relation peut encore s'exprimer en matrice :

$$\begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_o \\ V_d \\ V_i \end{pmatrix} \quad (4.1)$$

Et aussi on peut définir  $(V_o, V_d, V_i)$  sous cette forme :

$$\begin{pmatrix} V_o \\ V_d \\ V_i \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{pmatrix} \quad (4.2)$$

On définit la matrice de Fortescue  $\mathbf{F}_3$  ainsi :

$$\mathbf{F}_3 = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \quad (4.3)$$

Et son inverse  $\mathbf{F}_3^{-1}$  :

$$\mathbf{F}_3^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \quad (4.4)$$

Donc pour obtenir les composantes symétriques on multiplie les composantes réelles du système triphasé par  $\mathbf{F}_3^{-1}$  et de multiplier les composantes symétriques par  $\mathbf{F}_3$  pour obtenir les composantes réelles.

On résume que :

$$V_{1,2,3} = \mathbf{F}_3 \cdot V_{o,d,i} \quad (4.5)$$

$$V_{o,d,i} = \mathbf{F}_3^{-1} \cdot V_{1,2,3} \quad (4.6)$$

### 3. Schéma équivalent du réseau en défaut [30]

Afin d'utiliser les composantes symétriques, on résonne sur le schéma équivalent monophasé, correspondant aux trois systèmes (homopolaire, direct, inverse) du réseau en défaut. Le générateur triphasé est supposé un système équilibré. Chaque phase est caractérisée par son impédance propre  $Z_{ii}$  et par les impédances mutuelles  $Z_{ij}$ .

$$Z_{ii} = R + jL$$

$$Z_{ij} = jM$$

Le système générateur peut s'écrire alors :

$$\begin{aligned}\bar{E}_1 &= Z_{11}\bar{I}_1 + Z_{12}\bar{I}_2 + Z_{13}\bar{I}_3 + \bar{V}_1 \\ \bar{E}_2 &= Z_{21}\bar{I}_1 + Z_{22}\bar{I}_2 + Z_{23}\bar{I}_3 + \bar{V}_2 \\ \bar{E}_3 &= Z_{31}\bar{I}_1 + Z_{32}\bar{I}_2 + Z_{33}\bar{I}_3 + \bar{V}_3\end{aligned}\quad (4.7)$$

Ou bien sous forme de matrice :

$$\begin{bmatrix} \bar{E}_1 \\ \bar{E}_2 \\ \bar{E}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{I}_1 \\ \bar{I}_2 \\ \bar{I}_3 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{V}_2 \\ \bar{V}_3 \end{bmatrix}\quad (4.8)$$

D'après les conventions adoptées au début nous écrivons par la suite :

$$\bar{E}_{1,2,3} = \bar{Z}_{1,2,3}\bar{I}_{1,2,3} + \bar{V}_{1,2,3}\quad (4.9)$$

Avec

$$\bar{Z}_{1,2,3} = \begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} \end{bmatrix}\quad (4.10)$$

En utilisant (4.5), l'équation (4.9) s'écrit :

$$F_3 \bar{E}_{o,d,i} = Z_{1,2,3} F_3 \bar{I}_{o,d,i} + F_3 \bar{V}_{o,d,i}\quad (4.11)$$

En multipliant par  $(F_3^{-1})$ , l'équation (4.11) devient :

$$F_3^{-1} \cdot F_3 \cdot E_{o,d,i} = F_3^{-1} \cdot Z_{1,2,3} \cdot F_3 \cdot I_{o,d,i} + F_3^{-1} \cdot F_3 \cdot V_{o,d,i}\quad (4.12)$$

D'où

$$E_{o,d,i} = F_3^{-1} \cdot Z_{1,2,3} \cdot F_3 \cdot I_{o,d,i} + V_{o,d,i}\quad (4.13)$$

L'expression (4.13) devient :

$$\bar{E}_{o,d,i} = \bar{Z}_{o,d,i} \cdot \bar{I}_{o,d,i} + \bar{V}_{o,d,i} \quad (4.14)$$

Ou bien :

$$\begin{aligned} \bar{E}_o &= \bar{Z}_o \cdot \bar{I}_o + \bar{V}_o \\ \bar{E}_d &= \bar{Z}_d \cdot \bar{I}_d + \bar{V}_d \\ \bar{E}_i &= \bar{Z}_i \cdot \bar{I}_i + \bar{V}_i \end{aligned} \quad (4.15)$$

$$\begin{aligned} Z_o &= \bar{Z}_{11} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{13} \\ \text{Avec : } Z_d &= \bar{Z}_{11} + a\bar{Z}_{12} + a^2\bar{Z}_{13} \\ Z_i &= \bar{Z}_{11} + a^2\bar{Z}_{12} + a\bar{Z}_{13} \end{aligned} \quad (4.16)$$

#### 4. Les différentes méthodes de classification des défauts :

Dans cette partie nous allons citer les différentes méthodes de classification. Les algorithmes de ces méthodes sont comme suite :

##### 4.1. Méthode1 : Utilisation des composantes symétrique :

Dans cette méthode les composantes symétriques des courants sont utilisées. Une combinaison entre les angles et le rapport relatif des courants direct, inverse et homopolaire est faite [33], [32].

Le calcul de ces composantes symétriques des courants est comme suite :

$$I_{a_d} = (I_a + a \cdot I_b + a^2 \cdot I_c) / 3.$$

$$I_{a_i} = (I_a + a^2 \cdot I_b + a \cdot I_c) / 3.$$

$$I_{a_o} = (I_a + I_b + I_c) / 3.$$

$I_{a_d}$  ,  $I_{a_i}$  ,  $I_{a_o}$  : sont respectivement le courant direct, inverse et homopolaire de la phase « a » du système en défaut. Les composantes symétriques d'autres phases sont calculées comme suite :

➤ Phase « b » :

$$I_{b_d} = a^2 I_{a_d}$$

$$I_{b_i} = a I_{a_i}$$

$$I_{b_o} = I_{a_o}$$

$$\text{avec : } a = e^{(j2\pi/3)}.$$

➤ Phase « c » :

$$I_{c_d} = a I_{a_d}$$

$$I_{c_i} = a^2 I_{a_i}$$

$$I_{c_o} = I_{a_o}$$

Le rapport relatif entre le courant homopolaire, le courant direct et le courant inverse pour le système avant et pendant le défaut pour la phase « a » est donné par :

$$\left. \begin{array}{l} R_{op} = \text{abs}(I_{a_{op}}/I_{a_{dp}}). \\ R_{ip} = \text{abs}(I_{a_{ip}}/I_{a_{dp}}). \end{array} \right\} \text{Avant défaut}$$

$$\left. \begin{array}{l} R_{of} = \text{abs}(I_{a_{of}}/I_{a_{df}}). \\ R_{if} = \text{abs}(I_{a_{if}}/I_{a_{df}}). \end{array} \right\} \text{Pendant défaut}$$

$I_{a_{op}}$ ,  $I_{a_{dp}}$ ,  $I_{a_{ip}}$  : sont les composantes symétriques du courant de la phase « a » avant défaut.

$I_{a_{of}}$ ,  $I_{a_{df}}$ ,  $I_{a_{if}}$  : sont les composantes symétriques du courant de la phase « a » pendant défaut.

Pour cette méthode on classifie le défaut selon le test suivant [33], [32]:

$$A^\circ = \text{abs}(\arg(I_{a_{df}}) - \arg(I_{a_{if}})).$$

$$B^\circ = \text{abs}(\arg(I_{b_{df}}) - \arg(I_{b_{if}})).$$

$$C^\circ = \text{abs}(\arg(I_{c_{df}}) - \arg(I_{c_{if}})).$$

Les valeurs de  $A^\circ$ ,  $B^\circ$ ,  $C^\circ$  ainsi les rapports relatifs sont utilisés pour classifier le défaut.

#### 4.1.1 Les defaults monophasés:

Défaut à la phase « a » :

$$A^\circ = 0^\circ \quad B^\circ = 120^\circ \quad C^\circ = 120^\circ \quad \text{et} \quad R_{of} > R_{op}.$$

Défaut à la phase « b » :

$$A^\circ = 120^\circ \quad B^\circ = 0^\circ \quad C^\circ = 120^\circ \quad \text{et} \quad R_{of} > R_{op}.$$

Défaut à la phase « c » :

$$A^\circ = 120^\circ \quad B^\circ = 120^\circ \quad C^\circ = 0^\circ \quad \text{et} \quad R_{of} > R_{op}.$$

#### 4.1.2 Défauts biphasés sans terre :

Défaut entre phases « ab » :

$$A^\circ = 60^\circ \quad B^\circ = 60^\circ \quad C^\circ = 180^\circ \quad R_{of} > R_{op} \quad \text{et} \quad R_{if} > R_{ip}.$$

Défaut entre phases « bc » :

$$A^\circ = 180^\circ \quad B^\circ = 60^\circ \quad C^\circ = 60^\circ \quad R_{of} > R_{op} \quad \text{et} \quad R_{if} > R_{ip}.$$

Défaut entre phases « ac » :

$$A^\circ = 60^\circ \quad B^\circ = 180^\circ \quad C^\circ = 60^\circ \quad R_{of} > R_{op} \quad \text{et} \quad R_{if} > R_{ip}.$$

### 4.1.3 Défauts biphasés avec terre :

Défaut entre phases « ab »

$$A^\circ = 60^\circ \quad B^\circ = 60^\circ \quad C^\circ = 180^\circ \quad R_{of} > R_{op} \quad ; \quad R_{if} > R_{ip}$$

Défaut entre phases « bc »

$$A^\circ = 180^\circ \quad B^\circ = 60^\circ \quad C^\circ = 60^\circ \quad R_{of} > R_{op} \quad ; \quad R_{if} > R_{ip}$$

Défaut entre phases « ac »

$$A^\circ = 60^\circ \quad B^\circ = 180^\circ \quad C^\circ = 60^\circ \quad R_{of} > R_{op} \quad ; \quad R_{if} > R_{ip}$$

### 4.1.4 Défaut triphasé:

Pour un défaut triphasé sans terre (a-b-c) ou avec terre (a-b-c-g) le critère de classification est comme suite :

$$A_1^\circ = \text{abs}(\arg(I_{af}) - \arg(I_{adf})) = 0^\circ$$

$$B_1^\circ = \text{abs}(\arg(I_{bf}) - \arg(I_{bdf})) = 0^\circ$$

$$C_1^\circ = \text{abs}(\arg(I_{cf}) - \arg(I_{cdf})) = 0^\circ$$

## 4.2. Méthode 2: Utilisation de la composante fondamentale des signaux

Cette méthode utilise la composante fondamentale des signaux de courant de phase avant et pendant le défaut pour cela on définit [34] :

$$a = I_a - I_{a\_pre}$$

$$b = I_b - I_{b\_pre}$$

$$c = I_c - I_{c\_pre}$$

Où  $I_a$  : le courant de la phase « a » pendant le défaut.

$I_{a\_pre}$  : le courant de la phase « a » avant défaut.

### 4.2.1 Les défauts monophasés:

$$\text{Défaut de la phase « a » à la terre : } \text{Arg}\left(\frac{b}{c}\right) = 0^\circ \quad \text{et} \quad \left|\frac{b}{c}\right| = 1.$$

$$\text{Défaut de la phase « b » à la terre: } \text{Arg}\left(\frac{c}{a}\right) = 0^\circ \quad \text{et} \quad \left|\frac{c}{a}\right| = 1.$$

$$\text{Défaut de la phase « c » à la terre: } \text{Arg}\left(\frac{a}{b}\right) = 0^\circ \quad \text{et} \quad \left|\frac{a}{b}\right| = 1.$$

### 4.2.2 Les défauts biphasés sans terre:

$$\text{Phases « b-c »: } \text{Arg}\left(\frac{b}{c}\right) = 180^\circ \quad \text{et} \quad \text{som} = I_a + I_b + I_c = 0.$$

$$\text{Phases « a-c »: } \text{Arg}\left(\frac{c}{a}\right) = 180^\circ \quad \text{et} \quad \text{som} = I_a + I_b + I_c = 0.$$

$$\text{Phases « a-b »: } \text{Arg}\left(\frac{a}{b}\right) = 180^\circ \quad \text{et} \quad \text{som} = I_a + I_b + I_c = 0.$$

### 4.2.3 Les défauts biphasés à la terre:

On définit :

$$\alpha = \left| \frac{V_a - V_b}{I_a - I_b} \right|$$

$$\beta = \left| \frac{V_b - V_c}{I_b - I_c} \right|$$

$$\gamma = \left| \frac{V_c - V_a}{I_c - I_a} \right|$$

Phases « a-b » à la terre :

$$\alpha < \beta \quad ; \quad \alpha < \gamma \quad \text{et} \quad I_a + I_b + I_c > 0$$

Phases « a-c » à la terre :

$$\gamma < \beta \quad ; \quad \gamma < \alpha \quad \text{et} \quad I_a + I_b + I_c > 0$$

Phases « b-c » à la terre :

$$\beta < \gamma \quad ; \quad \beta < \alpha \quad \text{et} \quad I_a + I_b + I_c > 0$$

### 4.2.4 Défaut triphasé :

$$\text{Arg} \left( \frac{b}{c} \right) = 120^\circ \quad . \quad \text{et} \quad \text{Arg} \left( \frac{c}{a} \right) = 120^\circ$$

## 5. Simulation numérique des différentes méthodes de classification utilisées

### 5.1-Réseau d'étude

La simulation est réalisée sur le réseau décrit au chapitre 3

### 5.2-Evaluation des performances de l'algorithme

A fin de évaluer les performances des approches proposées, les courants et les tensions des trois phases de la ligne sont extraits et échantillonnés avec un taux d'échantillonnage de 20 échantillons par cycle. ces échantillons sont intégré dans un localisateur qui contient une étape de filtrage (filtre passe-bas), calcul de la DFT puis la transformation à l'aide de la théorie des composante symétrique.

Tout les types de défaut possible (monophasés, biphasés à la terre et biphasés sans terre, triphasé) et à chaque endroit de la longueur de la ligne avec différentes valeurs de la résistance de défaut ont été testés en utilisant le logiciel « Matlab » pour déterminer le type de défaut.

## 6. Simulation numérique des différentes méthodes de classification

La simulation est réalisée sur le réseau décrit au chapitre 3.

### 6.1. Méthode 1 : Utilisation des composantes symétrique

➤ **Les Défauts monophasés (phase « a ») :**

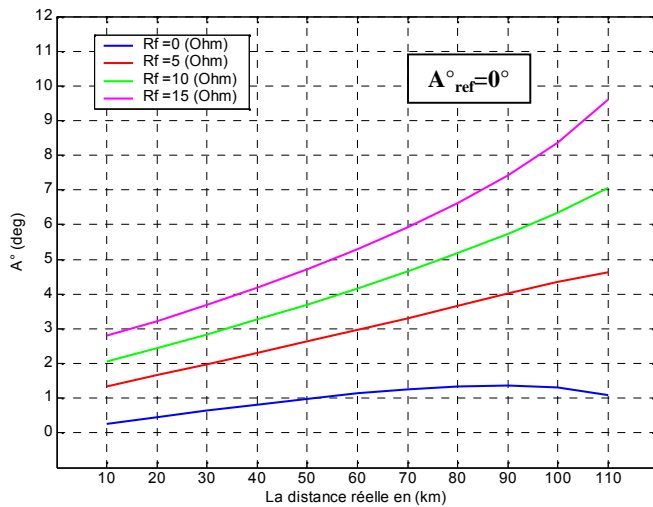
Le tableau 4.1 donne les valeurs des angles  $A^\circ$ ,  $B^\circ$  et  $C^\circ$  et les rapports relatifs  $R_{op}$ ,  $R_{of}$  de la phase « a » en défaut en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (Km) pour des différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .

	$m$ (km)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
$R_f=0$	$A^\circ$	0,27	0,46	0,65	0,82	0,98	1,13	1,26	1,34	1,37	1,31	1,08
	$B^\circ$	120,27	120,46	120,65	120,82	120,98	121,13	121,26	121,34	121,37	121,31	121,08
	$C^\circ$	119,72	119,53	119,34	119,17	119,01	118,86	118,73	118,65	118,62	118,68	118,91
	$R_{op}$	$3,3 \cdot 10^{-4}$	$3,3 \cdot 10^{-4}$	$3,3 \cdot 10^{-4}$	$2,9 \cdot 10^{-4}$	$2,6 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$1,9 \cdot 10^{-4}$	$1,6 \cdot 10^{-4}$	$1,3 \cdot 10^{-4}$	$0,9 \cdot 10^{-4}$	$0,6 \cdot 10^{-4}$
	$R_{of}$	1,17	1,16	1,15	1,14	1,12	1,09	1,06	1,00	0,92	0,81	0,64
$R_f=5$	$A^\circ$	1,34	1,66	1,98	2,30	2,63	2,97	3,31	3,66	4,01	4,34	4,64
	$B^\circ$	121,34	121,66	121,98	122,30	122,63	122,97	123,31	123,66	124,01	124,34	124,64
	$C^\circ$	118,65	118,33	118,01	117,69	117,36	117,02	116,68	116,33	115,98	115,65	115,35
	$R_{op}$	$3,3 \cdot 10^{-4}$	$3,3 \cdot 10^{-4}$	$3,1 \cdot 10^{-4}$	$2,9 \cdot 10^{-4}$	$2,6 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$1,9 \cdot 10^{-4}$	$1,6 \cdot 10^{-4}$	$1,3 \cdot 10^{-4}$	$0,9 \cdot 10^{-4}$	$0,6 \cdot 10^{-4}$
	$R_{of}$	1,16	1,15	1,14	1,13	1,11	1,08	1,04	0,99	0,91	0,80	0,63
$R_f=10$	$A^\circ$	2,05	2,44	2,84	3,27	3,70	4,16	4,65	5,17	5,73	6,35	7,06
	$B^\circ$	122,06	122,44	122,84	123,27	123,70	124,16	124,65	125,17	125,73	126,35	127,06
	$C^\circ$	117,94	117,55	117,15	116,72	116,29	115,83	115,34	114,82	114,26	113,64	112,93
	$R_{op}$	$3,3 \cdot 10^{-4}$	$3,3 \cdot 10^{-4}$	$3,1 \cdot 10^{-4}$	$2,9 \cdot 10^{-4}$	$2,6 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$1,9 \cdot 10^{-4}$	$1,6 \cdot 10^{-4}$	$1,3 \cdot 10^{-4}$	$0,9 \cdot 10^{-4}$	$0,6 \cdot 10^{-4}$
	$R_{of}$	1,16	1,15	1,14	1,13	1,11	1,08	1,04	0,98	0,90	0,79	0,62
$R_f=15$	$A^\circ$	2,80	3,23	3,69	4,19	4,72	5,29	5,92	6,62	7,41	8,37	9,60
	$B^\circ$	122,80	123,23	123,69	124,19	124,72	125,29	125,92	126,62	127,41	128,37	129,60
	$C^\circ$	117,95	116,76	116,30	115,80	115,27	114,70	114,07	113,37	112,58	111,62	110,39
	$R_{op}$	$3,3 \cdot 10^{-4}$	$3,3 \cdot 10^{-4}$	$3,1 \cdot 10^{-4}$	$2,9 \cdot 10^{-4}$	$2,6 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$1,9 \cdot 10^{-4}$	$1,6 \cdot 10^{-4}$	$1,3 \cdot 10^{-4}$	$0,9 \cdot 10^{-4}$	$0,6 \cdot 10^{-4}$
	$R_{of}$	1,16	1,15	1,14	1,13	1,10	1,07	1,03	0,98	0,90	0,79	0,62

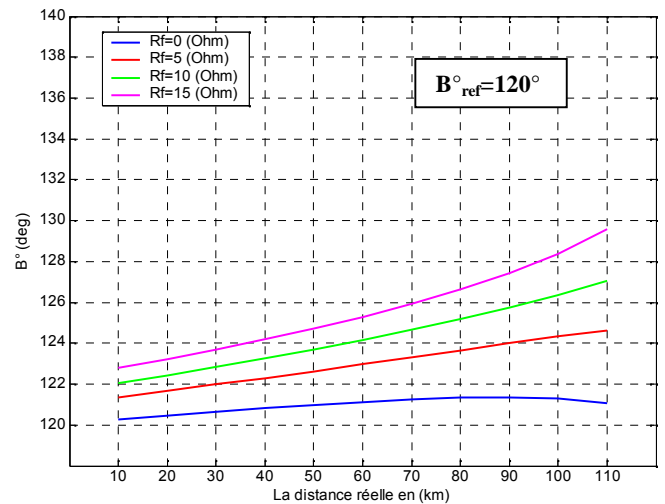
#### 1.1.1.1

1.1.1.2 **Tableau 4.1** : les angles de classification  $A^\circ$ ,  $B^\circ$  et  $C^\circ$  en fonction de la résistance du défaut et l'endroit réel du défaut  $m$  (km).

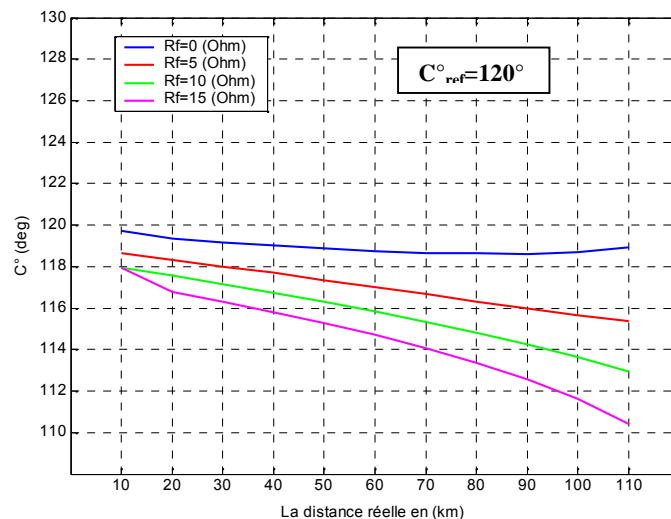
Les Figures 4.1, 4.2 et 4.3 donnent respectivement les valeurs des angles «  $A^\circ$  », «  $B^\circ$  » et «  $C^\circ$  » en fonction du lieu réel du défaut  $m$ (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .



**Figure 4.1 :** Les valeurs de l'angle  $A^\circ$  en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)



**Figure 4.2:** Les valeurs de l'angle  $B^\circ$  en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)



**Figure 4.3 :** Les valeurs de l'angle  $C^\circ$  en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)

## Synthèse des résultats

Les valeurs théoriques des angles  $A^\circ$ ,  $B^\circ$  et  $C^\circ$  pour un défaut monophasé « phase a » à la terre sont respectivement  $A^\circ = 0^\circ$ ,  $B^\circ = 120^\circ$  et  $C^\circ = 120^\circ$  et on a aussi le critère suivant à satisfaire ( $R_{of} > R_{op}$ ). À partir des résultats obtenus, on remarque que les critères sont satisfaisants pour tous les endroits du défaut avec des différentes valeurs de la résistance du défaut. Pour les angles on remarque que l'angle  $A^\circ$  ( $0,27^\circ < A^\circ < 10^\circ$ ), pour l'angle  $B^\circ$  ( $121^\circ < B^\circ < 129^\circ$ ), et pour l'angle  $C^\circ$  ( $110^\circ < C^\circ < 118^\circ$ ) le défaut à la phase « a » est bien déterminé avec une incertitude ne dépasse pas  $10^\circ$ .

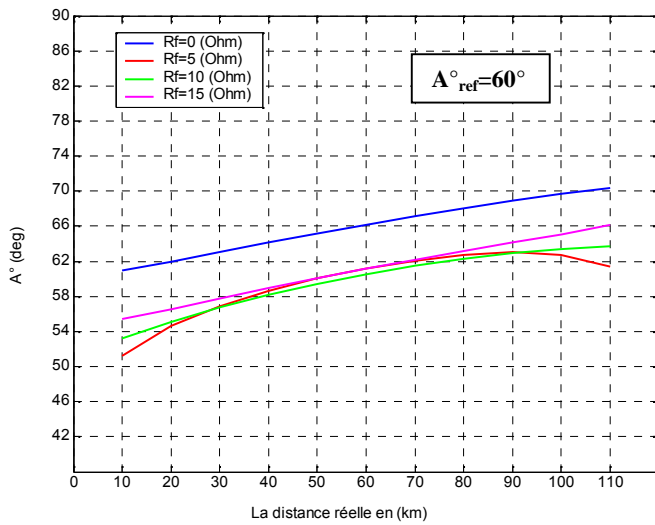
➤ **Défauts biphasés avec terre (défaut « ab-terre ») :**

Le tableau 4.2 donne les valeurs des angles  $A^\circ$ ,  $B^\circ$  et  $C^\circ$  et les rapports relatifs  $R_{if}$ ,  $R_{ip}$ ,  $R_{op}$  et  $R_{of}$  pour un défaut biphasé avec terre « a-b-g » en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$ (Km) pour des différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$

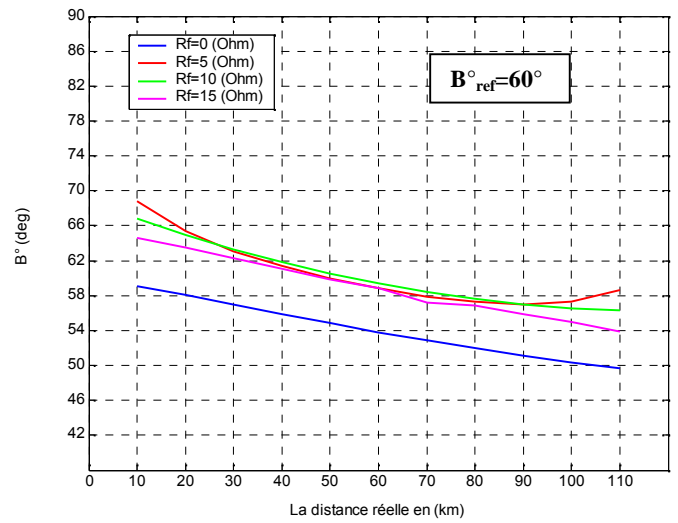
m (km)		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	
<b><math>R_f=0</math></b>	$A^\circ$	60,95	61,96	63,06	64,13	65,16	66,17	67,13	68,04	68,90	69,67	70,33	
	$B^\circ$	59,04	58,03	56,93	55,86	54,83	53,82	52,86	51,95	51,09	50,32	49,66	
	$C^\circ$	179,04	178,03	176,93	175,86	174,83	173,82	172,86	171,95	171,09	170,32	169,66	
	$R_{of}$	0,41	0,35	0,32	0,30	0,29	0,28	0,27	0,26	0,25	0,23	0,22	
	$R_{op}$	$8,6 \cdot 10^{-5}$	$7,8 \cdot 10^{-5}$	$7,1 \cdot 10^{-5}$	$6,4 \cdot 10^{-5}$	$5,7 \cdot 10^{-5}$	$4,9 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$	$3,5 \cdot 10^{-5}$	$2,8 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-5}$	$1,3 \cdot 10^{-5}$	
	$R_{if}$	0,63	0,68	0,70	0,71	0,72	0,72	0,72	0,72	0,72	0,70	0,68	0,63
	$R_{ip}$	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$
<b><math>R_f=5</math></b>	$A^\circ$	51,23	54,59	56,90	58,65	60,04	61,19	62,09	62,72	63,02	62,78	61,30	
	$B^\circ$	68,76	65,40	63,09	61,34	59,95	58,80	57,90	57,27	56,97	57,25	58,61	
	$C^\circ$	188,76	185,40	183,09	181,34	179,95	178,80	177,90	177,27	176,97	177,25	178,61	
	$R_{of}$	0,35	0,32	0,30	0,29	0,27	0,26	0,25	0,24	0,23	0,21	0,18	
	$R_{op}$	$8,6 \cdot 10^{-5}$	$7,8 \cdot 10^{-5}$	$7,1 \cdot 10^{-5}$	$6,4 \cdot 10^{-5}$	$5,7 \cdot 10^{-5}$	$4,9 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$	$3,5 \cdot 10^{-5}$	$2,8 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-5}$	$1,3 \cdot 10^{-5}$	
	$R_{if}$	0,76	0,76	0,76	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	0,77	
	$R_{ip}$	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$
<b><math>R_f=10</math></b>	$A^\circ$	53,16	55,05	56,71	58,17	59,44	60,56	61,53	62,34	62,98	63,42	63,67	
	$B^\circ$	66,83	64,94	63,28	61,82	60,55	59,43	58,46	57,65	57,01	56,57	56,32	
	$C^\circ$	186,83	184,94	183,28	181,82	180,55	179,43	178,46	177,65	177,01	176,57	176,32	
	$R_{of}$	0,26	0,25	0,25	0,24	0,23	0,22	0,21	0,20	0,19	0,16	0,13	
	$R_{op}$	$8,6 \cdot 10^{-5}$	$7,8 \cdot 10^{-5}$	$7,1 \cdot 10^{-5}$	$6,4 \cdot 10^{-5}$	$5,7 \cdot 10^{-5}$	$4,9 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$	$3,5 \cdot 10^{-5}$	$2,8 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-5}$	$1,3 \cdot 10^{-5}$	
	$R_{if}$	0,86	0,84	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,83	0,84	0,84	0,85	0,88
	$R_{ip}$	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$
<b><math>R_f=15</math></b>	$A^\circ$	55,42	56,55	57,76	58,95	60,10	61,18	62,21	63,18	64,12	65,15	66,13	
	$B^\circ$	64,57	63,44	62,23	61,04	59,90	58,81	57,21	56,81	55,87	54,95	53,86	
	$C^\circ$	184,57	183,44	182,23	181,04	179,90	178,81	177,78	176,81	175,86	174,92	173,86	
	$R_{of}$	0,19	0,20	0,20	0,20	0,19	0,19	0,18	0,17	0,15	0,13	0,10	
	$R_{op}$	$8,6 \cdot 10^{-5}$	$7,8 \cdot 10^{-5}$	$7,1 \cdot 10^{-5}$	$6,4 \cdot 10^{-5}$	$5,7 \cdot 10^{-5}$	$4,9 \cdot 10^{-5}$	$4,2 \cdot 10^{-5}$	$3,5 \cdot 10^{-5}$	$2,8 \cdot 10^{-5}$	$2 \cdot 10^{-5}$	$1,3 \cdot 10^{-5}$	
	$R_{if}$	0,92	0,90	0,89	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,88	0,89	0,91	0,93
	$R_{ip}$	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$2,2 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,3 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$	$2,4 \cdot 10^{-4}$

**Tableau 4.2 :** les angles de classification  $A^\circ$ ,  $B^\circ$  et  $C^\circ$  ;  $R_{if}$ ,  $R_{ip}$ ,  $R_{op}$  et  $R_{of}$ , en fonction de la résistance du défaut  $R_f$  et l'endroit réel du défaut  $m$ (km).

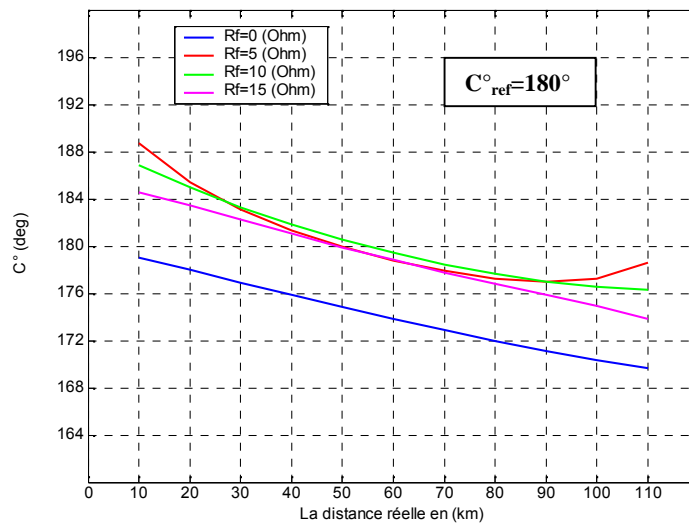
Les Figures 4.4, 4.5 et 4.6 donnent respectivement les valeurs des angles «  $A^\circ$  », «  $B^\circ$  » et «  $C^\circ$  » en fonction du lieu réel du défaut  $m(\text{km})$  pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .



**Figure 4.4:** Les valeurs de l'angle  $A^\circ$  en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)



**Figure 4.5 :** Les valeurs de l'angle  $B^\circ$  en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)



**Figure 4.6 :** Les valeurs de l'angle  $C^\circ$  en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)

### Synthèse des résultats

Les valeurs théoriques des angles  $A^\circ$ ,  $B^\circ$  et  $C^\circ$  pour un défaut biphasé à la terre « ab-terre » sont respectivement  $A^\circ = 60^\circ$ ,  $B^\circ = 60^\circ$  et  $C^\circ = 180^\circ$ , on a aussi le critère suivant à satisfaire ( $R_{if} > R_{ip}$  et  $R_{of} > R_{op}$ ). À partir des résultats obtenus, on remarque que les critères sont satisfaisants pour tous les endroits du défaut avec des différentes valeurs de la résistance du défaut. Pour les angles on remarque que l'angle  $A^\circ$  ( $50^\circ < A^\circ < 70^\circ$ ), pour l'angle  $B$  ( $50^\circ < B^\circ < 68^\circ$ ), et pour l'angle  $C^\circ$  ( $170^\circ < C^\circ < 190^\circ$ ), le défaut « a-b-terre » est bien déterminé avec une incertitude ne dépasse pas  $10^\circ$ .

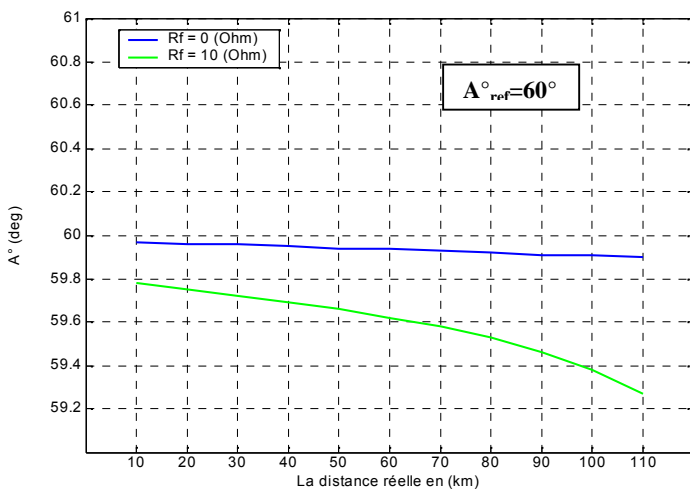
➤ **Défauts biphasés sans terre (phases « a-b ») :**

Le tableau 4.3 donne les valeurs des angles  $A^\circ$ ,  $B^\circ$  et  $C^\circ$  et les rapports relatifs  $R_{if}$ ,  $R_{ip}$ ,  $R_{op}$  et  $R_{of}$  pour un défaut biphasé sans terre « ab » en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$ (Km) pour des différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

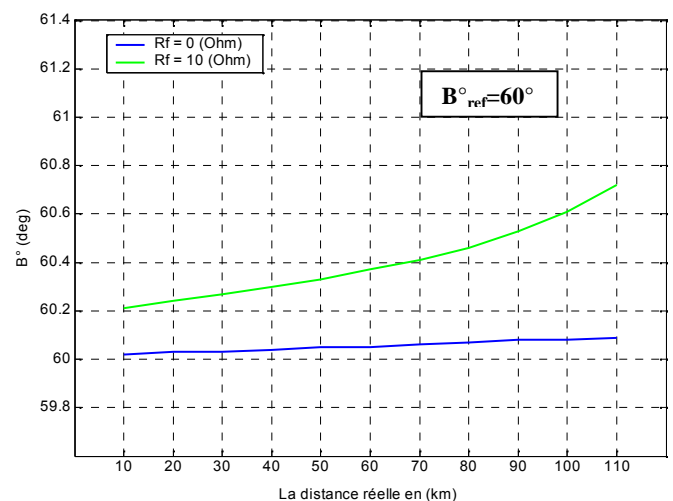
n (km)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	
<b><math>R_f=0</math></b>	$A^\circ$	59.97	59.96	59.96	59.95	59.94	59.94	59.93	59.92	59.91	59.91	59.90
	$B^\circ$	60.02	60.03	60.03	60.04	60.05	60.05	60.06	60.07	60.08	60.08	60.09
	$C^\circ$	179.97	179.96	179.96	179.95	179.94	179.94	179.97	179.92	179.91	179.91	179.90
	$R_{if}$	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
	$R_{ip}$	$1,8 \cdot 10^{-3}$	$1,6 \cdot 10^{-3}$	$1,5 \cdot 10^{-3}$	$1,4 \cdot 10^{-3}$	$1,3 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$9,2 \cdot 10^{-4}$	$8 \cdot 10^{-4}$	$6,9 \cdot 10^{-4}$
	$R_{of}$	$2,7 \cdot 10^{-9}$	$9 \cdot 10^{-9}$	$8 \cdot 10^{-9}$	$2 \cdot 10^{-9}$	$9,6 \cdot 10^{-9}$	$5,6 \cdot 10^{-9}$	$1 \cdot 10^{-8}$	$1,4 \cdot 10^{-8}$	$1,5 \cdot 10^{-8}$	$8,3 \cdot 10^{-9}$	$5,7 \cdot 10^{-9}$
	$R_{op}$	$5,8 \cdot 10^{-7}$	$1,4 \cdot 10^{-6}$	$5 \cdot 10^{-7}$	$3,2 \cdot 10^{-7}$	$6,3 \cdot 10^{-7}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$6,2 \cdot 10^{-7}$	$2,4 \cdot 10^{-7}$	$6,6 \cdot 10^{-7}$	$9,3 \cdot 10^{-7}$	$5,1 \cdot 10^{-7}$
<b><math>R_f=10</math></b>	$A^\circ$	59.78	59.75	59.72	59.69	59.66	59.62	59.58	59.53	59.46	59.38	59.27
	$B^\circ$	60.21	60.24	60.27	60.30	60.33	60.37	60.41	60.46	60.53	60.61	60.72
	$C^\circ$	179.78	179.75	179.72	179.69	179.66	179.62	179.58	179.53	179.46	179.38	179.27
	$R_{if}$	1.00	1.00	1.00	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.02
	$R_{ip}$	$1,8 \cdot 10^{-3}$	$1,6 \cdot 10^{-3}$	$1,5 \cdot 10^{-3}$	$1,4 \cdot 10^{-3}$	$1,3 \cdot 10^{-3}$	$1,2 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$1 \cdot 10^{-3}$	$9,2 \cdot 10^{-4}$	$8 \cdot 10^{-4}$	$6,9 \cdot 10^{-4}$
	$R_{of}$	$2 \cdot 10^{-9}$	$3,5 \cdot 10^{-9}$	$1,1 \cdot 10^{-8}$	$7,1 \cdot 10^{-9}$	$6,9 \cdot 10^{-9}$	$1,2 \cdot 10^{-8}$	$1,5 \cdot 10^{-8}$	$3,7 \cdot 10^{-8}$	$8,1 \cdot 10^{-8}$	$2,5 \cdot 10^{-8}$	$1 \cdot 10^{-8}$
	$R_{op}$	$5,8 \cdot 10^{-7}$	$1,4 \cdot 10^{-6}$	$5 \cdot 10^{-7}$	$3,2 \cdot 10^{-7}$	$6,3 \cdot 10^{-7}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$	$6,2 \cdot 10^{-7}$	$2,4 \cdot 10^{-7}$	$6,6 \cdot 10^{-7}$	$9,3 \cdot 10^{-7}$	$5,1 \cdot 10^{-7}$

**Tableau 4.3 :** les angles de classification  $A^\circ$ ,  $B^\circ$  et  $C^\circ$  ;  $R_{if}$ ,  $R_{ip}$ ,  $R_{op}$  et  $R_{of}$  en fonction de la résistance du défaut  $R_f$  et l'endroit réel du défaut  $m$  (km).

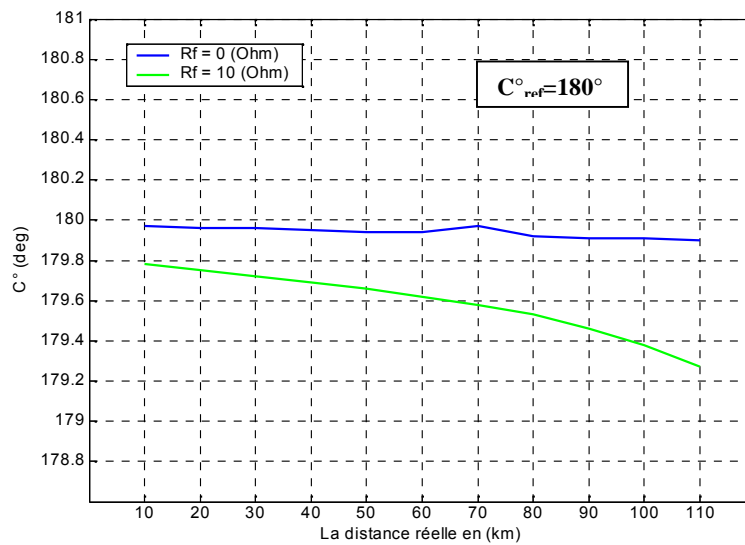
Les Figures 4.7, 4.8 et 4.9 donnent respectivement les valeurs des angles «  $A^\circ$  », «  $B^\circ$  » et «  $C^\circ$  » en fonction du lieu du défaut  $m$ (km) pour différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .



**Figure 4.7:** Les valeurs de l'angle  $A^\circ$  en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)



**Figure 4.8 :** Les valeurs de l'angle  $B^\circ$  en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)



**Figure 4.9 :** Les valeurs de l'angle  $C^\circ$  en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)

### Synthèse des résultats

Les valeurs théoriques des angles  $A^\circ$ ,  $B^\circ$  et  $C^\circ$  pour un défaut biphasé sans terre « ab » sont respectivement  $A^\circ = 60^\circ$ ,  $B^\circ = 60^\circ$  et  $C^\circ = 180^\circ$  et on a aussi les critères suivants à satisfaire ( $R_{if} > R_{ip}$  et  $R_{of} > R_{op}$ ). À partir des résultats obtenus on remarque que le critère est satisfait pour tous les endroits de défaut avec des différentes résistances de défaut. Pour les angles de classification on remarque que l'angle  $A^\circ$  ( $59,27^\circ < A^\circ < 59,97^\circ$ ), pour l'angle  $B^\circ$  ( $60,02^\circ < B^\circ < 60,72^\circ$ ) et pour l'angle  $C^\circ$  ( $179,27^\circ < C^\circ < 179,97^\circ$ ), le défaut « ab sans terre » est bien déterminé avec une incertitude ne dépasse pas  $1^\circ$ .

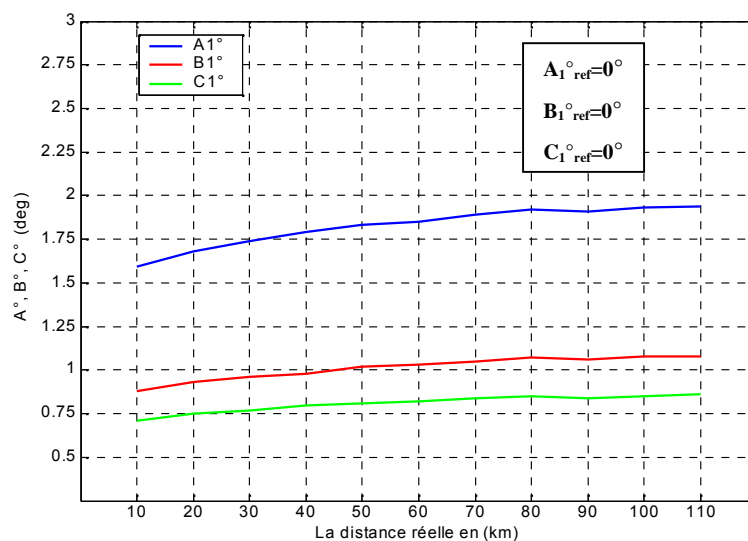
➤ **Défaut triphasé :**

Le tableau 4.4 donne les valeurs des angles  $A_1^\circ$ ,  $B_1^\circ$  et  $C_1^\circ$  pour un défaut triphasé en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (Km) pour des différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .

	m (km)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110
$R_f=0$	$A_1^\circ$	1.59	1.68	1.74	1.79	1.83	1.85	1.89	1.92	1.91	1.93	1.94
	$B_1^\circ$	0.88	0.93	0.96	0.98	1.02	1.03	1.05	1.07	1.06	1.08	1.08
	$C_1^\circ$	0.71	0.75	0.77	0.80	0.81	0.82	0.84	0.85	0.84	0.85	0.86
$R_f=5$	$A_1^\circ$	1.59	1.68	1.74	1.79	1.83	1.85	1.89	1.92	1.91	1.93	1.94
	$B_1^\circ$	0.88	0.93	0.96	0.98	1.02	1.03	1.05	1.07	1.06	1.08	1.08
	$C_1^\circ$	0.71	0.75	0.77	0.80	0.81	0.82	0.84	0.85	0.84	0.85	0.86
$R_f=10$	$A_1^\circ$	1.59	1.68	1.74	1.79	1.83	1.85	1.89	1.92	1.91	1.93	1.94
	$B_1^\circ$	0.88	0.93	0.96	0.98	1.02	1.03	1.05	1.07	1.06	1.08	1.08
	$C_1^\circ$	0.71	0.75	0.77	0.80	0.81	0.82	0.84	0.85	0.84	0.85	0.86
$R_f=15$	$A_1^\circ$	1.59	1.68	1.74	1.79	1.83	1.85	1.89	1.92	1.91	1.93	1.94
	$B_1^\circ$	0.88	0.93	0.96	0.98	1.02	1.03	1.05	1.07	1.06	1.08	1.08
	$C_1^\circ$	0.71	0.75	0.77	0.80	0.81	0.82	0.84	0.85	0.84	0.85	0.86

**Tableau 4.4 :** les angles de classification  $A_1^\circ$ ,  $B_1^\circ$  et  $C_1^\circ$  en fonction de la résistance du défaut  $R_f$  et l'endroit réel du défaut  $m$  (km).

La Figure 4.10 donne respectivement les valeurs des angles «  $A_1^\circ$  », «  $B_1^\circ$  » et «  $C_1^\circ$  » en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .



**Figure 4.10 :** Les valeurs de l'angle  $A_1^\circ$ ,  $B_1^\circ$ ,  $C_1^\circ$  en fonction de l'endroit de défaut  $m$  (km)

### Synthèse des résultats

Les valeurs théoriques des angles  $A_1^\circ$ ,  $B_1^\circ$  et  $C_1^\circ$  pour un défaut triphasé à la terre « abc-terre » sont respectivement  $A_1^\circ = 0^\circ$ ,  $B_1^\circ = 0^\circ$  et  $C_1^\circ = 0^\circ$ . A partir des résultats obtenus on remarque que l'angle  $A_1^\circ$  ( $1.59^\circ < A_1^\circ < 1.94^\circ$ ), pour l'angle  $B_1^\circ$  ( $0.88^\circ < B_1^\circ < 1.08^\circ$ ) et pour l'angle  $C_1^\circ$  ( $0.71^\circ < C_1^\circ < 0.86^\circ$ ), pour tout les valeurs de la résistance de défaut, le défaut « triphasé » est bien déterminé avec une incertitude ne dépasse pas  $2^\circ$ .

### 6.2 Méthode 2: Utilisation la composante fondamentale des signaux des courants

#### ➤ Défauts monophasés (phase « a ») :

Le tableau 4.5 donne les valeurs de l'argument et le module du rapport  $\left(\frac{b}{c}\right)$  pour un défaut monophasé « phase a » à la terre en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (Km) pour des différentes valeurs de la résistance du défauts  $R_f$ .

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	$arg\left(\frac{b}{c}\right)$	$\left \frac{b}{c}\right $	$arg\left(\frac{b}{c}\right)$	$\left \frac{b}{c}\right $	$arg\left(\frac{b}{c}\right)$	$\left \frac{b}{c}\right $	$arg\left(\frac{b}{c}\right)$	$\left \frac{b}{c}\right $
10	$2,2 \cdot 10^{-5}$	1	$8,8 \cdot 10^{-6}$	1	$2 \cdot 10^{-5}$	1	$5,7 \cdot 10^{-5}$	1
20	$2,4 \cdot 10^{-4}$	1	$7,7 \cdot 10^{-5}$	1	$2,4 \cdot 10^{-6}$	1	$4,5 \cdot 10^{-5}$	1
30	$2,7 \cdot 10^{-4}$	1	$8,4 \cdot 10^{-5}$	1	$2,4 \cdot 10^{-5}$	1	$4,9 \cdot 10^{-5}$	1
40	$2,7 \cdot 10^{-4}$	1	$8,4 \cdot 10^{-5}$	1	$6,2 \cdot 10^{-5}$	1	$1,4 \cdot 10^{-4}$	1
50	$4,3 \cdot 10^{-4}$	1	$3 \cdot 10^{-4}$	1	$2,1 \cdot 10^{-4}$	1	$1,4 \cdot 10^{-5}$	1
60	0.013	1	0.016	1	0.014	1	0.018	1
70	$6,5 \cdot 10^{-4}$	1	$6,3 \cdot 10^{-4}$	1	$6,2 \cdot 10^{-4}$	1	$7,6 \cdot 10^{-4}$	1
80	$5,7 \cdot 10^{-4}$	1	$4 \cdot 10^{-4}$	1	$4,3 \cdot 10^{-4}$	1	$4,8 \cdot 10^{-4}$	1
90	$4 \cdot 10^{-4}$	1	$3 \cdot 10^{-4}$	1	$3,3 \cdot 10^{-4}$	1	$3,4 \cdot 10^{-4}$	1
100	$3 \cdot 10^{-4}$	1	$2,4 \cdot 10^{-4}$	1	$2,3 \cdot 10^{-4}$	1	$2,2 \cdot 10^{-4}$	1
110	$2,1 \cdot 10^{-4}$	1	$1,5 \cdot 10^{-4}$	1	$1 \cdot 10^{-4}$	1	$9,3 \cdot 10^{-5}$	1

**Tableau 4.5 :** l'argument et le module du rapport  $\left(\frac{b}{c}\right)$  en fonction de la résistance du défaut  $R_f$  et l'endroit réel du défaut  $m$  (km).

### Synthèse des résultats

Les valeurs théoriques de l'angle et le module du rapport  $\left(\frac{b}{c}\right)$  pour un défaut monophasé à la terre « phase a » sont respectivement  $\left(\frac{b}{c}\right) = 0^\circ$  et  $\left|\frac{b}{c}\right| = 1$ . A partir des résultats obtenus, on remarque que pour tous les endroits de défaut avec des différentes valeurs de la résistance de défaut  $\arg\left(\frac{b}{c}\right) = 0^\circ$  et le module de ce rapport est :  $\left|\frac{b}{c}\right| = 1$ , donc le défaut de la phase « a » à la terre est bien déterminé.

➤ **Défauts biphasés avec terre (défaut « ab-terre ») :**

Le tableau 4.6 donne les valeurs des angles  $^\circ$ ,  $^\circ$  et  $^\circ$  et la somme de courant de trois phase ( $I_a+I_b+I_c$ ) pour un défaut biphasé avec terre « ab » en fonction de l'endroit réel du défaut m (Km) pour des différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$

m (km)	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	
<b>R<sub>f</sub>=0</b>	°	2,85	5,53	8,20	10,88	13,55	16,23	18,94	21,60	24,32	26,99	29,69
	°	17,93	23,65	29,16	34,54	39,90	45,22	50,43	55,67	60,66	65,43	69,07
	°	16,92	22,33	27,58	32,81	37,85	43,04	48,20	53,08	58,12	62,67	66,63
	<b>som</b>	$1,7 \cdot 10^4$	$1,1 \cdot 10^4$	$8,9 \cdot 10^3$	$7,1 \cdot 10^3$	$5,9 \cdot 10^3$	$5,1 \cdot 10^3$	$4,4 \cdot 10^3$	$3,9 \cdot 10^3$	$3,4 \cdot 10^3$	$3,1 \cdot 10^3$	$2,7 \cdot 10^3$
<b>R<sub>f</sub>=5</b>	°	5,54	7,81	10,25	12,82	15,47	18,23	21,12	24,16	27,53	31,40	36,62
	°	18,05	23,29	28,51	33,72	38,97	44,29	49,67	55,24	61,01	67,35	74,68
	°	18,81	24,64	30,04	35,34	40,55	45,90	51,32	56,68	62,28	67,68	72,22
	<b>som</b>	$2,5 \cdot 10^4$	$1,6 \cdot 10^4$	$1,2 \cdot 10^4$	$9,9 \cdot 10^3$	$8,2 \cdot 10^3$	$7 \cdot 10^3$	$6,1 \cdot 10^3$	$5,4 \cdot 10^3$	$4,8 \cdot 10^3$	$4,3 \cdot 10^3$	$3,8 \cdot 10^3$
<b>R<sub>f</sub>=10</b>	°	9,22	11,47	13,94	16,61	19,47	22,58	25,99	29,81	34,37	40,16	48,64
	°	24,44	29,07	34,14	39,50	45,14	51,15	57,61	64,79	73,12	83,63	98,51
	°	20,39	27,28	33,35	39,12	44,78	50,58	56,50	62,45	68,62	74,36	77,87
	<b>som</b>	$2,6 \cdot 10^4$	$1,8 \cdot 10^4$	$1,3 \cdot 10^4$	$1 \cdot 10^4$	$9,1 \cdot 10^3$	$7,7 \cdot 10^3$	$6,7 \cdot 10^3$	$5,9 \cdot 10^3$	$5,3 \cdot 10^3$	$4,7 \cdot 10^3$	$4,1 \cdot 10^3$
<b>R<sub>f</sub>=15</b>	°	12,60	15,29	18,01	20,95	24,16	27,73	31,76	36,47	42,25	49,79	60,43
	°	32,88	37,08	42,18	47,87	54,12	61,09	68,96	78,17	89,53	104,80	127,80
	°	21,24	29,22	36,12	42,55	48,77	55,06	61,44	67,80	74,14	79,50	81,25
	<b>som</b>	$2,7 \cdot 10^4$	$1,8 \cdot 10^4$	$1,4 \cdot 10^4$	$1,1 \cdot 10^4$	$9,5 \cdot 10^3$	$8,1 \cdot 10^3$	$7,1 \cdot 10^3$	$6,2 \cdot 10^3$	$5,5 \cdot 10^3$	$4,9 \cdot 10^3$	$4,1 \cdot 10^3$

**Tableau 4.6 :** les angles de classification  $^\circ$ ,  $^\circ$  et  $^\circ$  et la somme de courant de trois phase en fonction de la résistance du défaut  $R_f$  et l'endroit réel du défaut m (km).

### Synthèse des résultats

Les résultats obtenus montrent bien que pour tous les endroits de défaut avec différentes résistances de défaut les conditions théoriques suivant :  $\angle < 90^\circ$  ,  $\angle < 90^\circ$  et  $I_a + I_b + I_c > 0$  sont satisfaites et que l'endroit et la résistance de défaut n'ont pas une influence sur la classification de ce type de défaut, le défaut est bien classifié.

#### ➤ Défauts biphasés sans terre (défaut « ab » sans terre)

Le tableau 4.7 donne les valeurs de l'argument et du rapport  $\left(\frac{a}{b}\right)$  et la somme de courant de trois phase ( $I_a+I_b+I_c$ ) pour un défaut biphasé « ab » sans terre en fonction de l'endroit réel du défaut m (Km) pour des différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 10$	
	$arg\left(\frac{a}{b}\right)$	$I_a+I_b+I_c$	$arg\left(\frac{a}{b}\right)$	$I_a+I_b+I_c$
10	180	$2,4 \cdot 10^{-5}$	180	$7,7 \cdot 10^{-5}$
20	180	$2,7 \cdot 10^{-5}$	180	$1,1 \cdot 10^{-5}$
30	180	$1,5 \cdot 10^{-4}$	180	$3 \cdot 10^{-4}$
40	180	$4,9 \cdot 10^{-5}$	180	$1,7 \cdot 10^{-4}$
50	180	$2 \cdot 10^{-4}$	180	$1,4 \cdot 10^{-4}$
60	180	$3,5 \cdot 10^{-4}$	180	$2,2 \cdot 10^{-4}$
70	180	$1,1 \cdot 10^{-4}$	180	$2,6 \cdot 10^{-4}$
80	180	$9,3 \cdot 10^{-5}$	180	$5,7 \cdot 10^{-4}$
90	180	$9,3 \cdot 10^{-5}$	180	$1,1 \cdot 10^{-4}$
100	180	$2,4 \cdot 10^{-5}$	180	$3,1 \cdot 10^{-4}$
110	180	$4,6 \cdot 10^{-5}$	180	$1,2 \cdot 10^{-4}$

**Tableau 4.7 :** de l'argument et la valeur absolue du rapport  $\left(\frac{a}{b}\right)$  en fonction de la résistance du défaut  $R_f$  et l'endroit réel du défaut m (km).

### Synthèse des résultats

Pour ce type de défaut les résultats obtenus montrent que pour tous les endroits du défaut avec différentes résistances de défaut les conditions théoriques suivant :  $Arg\left(\frac{a}{b}\right) = 180^\circ$  et  $I_a + I_b + I_c = 0$  sont satisfaisant, ce type de défaut ne dépend pas de l'endroit et de la résistance du défaut, le défaut est bien classifié

➤ **Défaut triphasé :**

Le tableau 4.8 donne les valeurs de l'argument des rapports  $\left(\frac{b}{c}\right)$  et  $\left(\frac{c}{a}\right)$  pour un défaut triphasé « abc » en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (Km) pour différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 15$	
	$arg\left(\frac{b}{c}\right)$	$arg\left(\frac{c}{a}\right)$	$arg\left(\frac{b}{c}\right)$	$arg\left(\frac{c}{a}\right)$	$arg\left(\frac{b}{c}\right)$	$arg\left(\frac{c}{a}\right)$
<b>10</b>	119.83	117.68	119.83	117.68	119.83	117.68
<b>20</b>	119.82	117.56	119.82	117.56	119.82	117.56
<b>30</b>	119.81	117.48	119.81	117.48	119.81	117.48
<b>40</b>	119.80	117.41	119.80	117.41	119.80	117.41
<b>50</b>	119.79	117.36	119.79	117.36	119.79	117.36
<b>60</b>	119.79	117.33	119.79	117.33	119.79	117.33
<b>70</b>	119.78	117.28	119.78	117.28	119.78	117.28
<b>80</b>	119.78	117.23	119.78	117.23	119.78	117.23
<b>90</b>	119.78	117.26	119.78	117.26	119.78	117.26
<b>100</b>	119.77	117.22	119.77	117.22	119.77	117.22
<b>110</b>	117.21	119.77	117.21	119.77	117.21	119.77

**Tableau 4.8 :** l'argument du rapport  $\left(\frac{b}{c}\right)$  et  $\left(\frac{c}{a}\right)$  en fonction de la résistance du défaut  $R_f$  et l'endroit réel du défaut  $m$  (km).

### Synthèse des résultats

Pour un défaut triphasé les résultats obtenus montrent que pour tous les endroits de défaut avec différentes résistances de défaut les conditions théoriques suivant:  $Arg\left(\frac{b}{c}\right) = 120^\circ$  et  $Arg\left(\frac{c}{a}\right) = 120^\circ$  sont satisfaites. Pour le premier rapport on a enregistré des valeurs entre  $119^\circ$  et  $117^\circ$  avec une incertitude qui ne dépasse pas  $3^\circ$ , pour le deuxième rapport les résultats montrent qu'il n'y a pas une grande différence entre les valeurs théoriques et les valeurs obtenues de la simulation. Le défaut « triphasé à la terre » est bien déterminé avec une incertitude ne dépasse pas  $3^\circ$ .

## Conclusion

Dans ce chapitre on a présenté deux méthodes de classification des défauts dans les lignes de transport à très haute tension (THT), la première méthode est basée sur l'utilisation des composantes symétrique des courants avec une combinaison entre les angles et les rapports relatifs des courants direct, inverse et homopolaire, d'après les résultats obtenus on constate que cette méthode donne de bons résultats pour tous les types des défauts avec des écarts différents. Pour un défaut monophasé on a enregistré un écart de  $10^\circ$  pour une résistance du défaut supérieur à 15  $\Omega$  avec un endroit de défaut situé à la fin de la ligne.

La deuxième méthode utilise les mesures des valeurs des composantes fondamentales des signaux des courants de phase avant et pendant le défaut, les résultats obtenus ont prouvé la validité de cette méthode pour tous les types des défauts. Pour cette méthode la résistance et l'endroit du défaut n'ont pas une influence importante sur la classification des défauts.

## *Chapitre 5*

# *Localisation de défaut dans les lignes de transport en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne*

### **1. Introduction**

La gestion des réseaux électriques est devenue très complexe par suite la croissance de leurs tailles, le transport d'énergie électrique est assuré par des lignes aériennes à très haut tension (THT), ces lignes sont exposées à des perturbations provoqué par des objets externes, ces perturbations peuvent être des défauts polyphasés ou monophasés.

La localisation de défaut est devenue de plus en plus importante pour connaître l'endroit de défaut et le réparer afin de réduit le temps de l'entretien et de la restauration du réseau électrique. A fin de réalisé ce but des différents algorithmes de localisation ont été développées jusqu'à présent pour obtenir une meilleur évaluation de l'endroit de défaut selon les données d'une seule ou des deux extrémités de la ligne.

Bien que les algorithmes qui utilisent les données des deux extrémités de la ligne présentent des meilleures performances, les algorithmes qui utilisent les données d'une seule extrémité ont des avantages du point de vue commercial important. C'est principalement dû à l'extra-complexité liée à des algorithmes basés sur les données des deux extrémités qui exigent la communication et la synchronisation entre les deux extrémités aussi bien que l'augmentation du coût d'investissement de sa réalisation.

Dans ce chapitre on va étudier quelques algorithmes basés sur l'utilisation des données d'une seule extrémité de la ligne, on commence par une étude théorique sur les différentes méthodes utilisées pour la localisation des défauts, puis une simulation par le logiciel « Matlab-simulink » pour évaluer ces performances.

## 2. Les algorithmes de localisation des défauts dans les lignes de transport

La plupart des algorithmes de calcul de l'impédance apparente des lignes de transmission peuvent être classées en quatre groupes :

1. Ceux qui supposent que les ondes se présentant au relais sont sinusoïdales de pulsation donnée, à partir des échantillons des tensions et courants, on peut déterminer l'impédance apparente sous forme polaire ( $|Z|$  et  $\phi$ ) ou sous forme complexe (R et X).
2. Ceux qui supposent que les mêmes ondes sont périodiques de pulsation donnée et déterminent les parties réelles et imaginaires des composantes fondamentales de la tension et du courant par une transformée de Fourier par exemple. Cette détermination permet le calcul de la résistance et la réactance de l'impédance apparente.
3. Ceux qui se basent sur la résolution de l'équation différentielle du premier ordre ( $v(t) = R.i(t) + L.di(t)/dt$ ), modélisation le comportement de la ligne de transmission et négligeant les phénomènes de propagation et les capacités. Ce groupe d'algorithmes détermine les paramètres électriques (R et L) du tronçon de la ligne en défaut.
4. Le quatrième groupe d'algorithmes se base sur les filtres numériques pour extraire des signaux courant et tension, l'information relative aux composantes à fréquence fondamentale.

### 1.2 2.1 Algorithmes supposant les ondes des signaux sinusoïdales - Algorithme de Mann-Morrison

'Mann B.J' et 'Morrison I.F' ont été parmi les premiers qui ont proposé un algorithme basé sur la prédétermination de l'amplitude et l'argument des signaux des courants et des tensions. La méthode suppose ces ondes sont sinusoïdales de pulsation  $\omega_0$ . Dans cette hypothèse, on peut écrire pour un signal X :

$$X = X_{\max} \cdot \sin(\omega_0 t + \theta_x) \quad (5.1)$$

Par dérivation on a :

$$X' = \omega_0 \cdot X_{\max} \cdot \cos(\omega_0 t + \theta_x) \quad (5.2)$$

En supposant que la dérivée X' à l'instant t peut être déterminée, on en déduit de (5.1) et (5.2)

$$X_{\max}^2 = X^2 + (X' / \omega_0)^2 \quad (5.3)$$

$$w_0 t + \theta_x = \arctg\left(\frac{w_0 \cdot X}{X'}\right) \quad (5.4)$$

Il est bien évident qu'un algorithme sous cette forme analogique ne se prête pas à un traitement numérique. De ce fait, l'approximation du signal à l'instant  $t_k$  par sa valeur échantillonnée à cet instant est nécessaire.

$$X(t)_{t=t_k} = X(t_k) = X_k \quad (5.5)$$

Les expressions (5.3) et (5.4) deviennent :

$$X_{\max}^2 = X_k^2 + (X'_k / w_0)^2 \quad (5.6)$$

$$w_0 t + \theta_x = \arctg\left(\frac{w_0 \cdot X_k}{X'_k}\right) \quad (5.7)$$

L'application de ces résultats aux signaux tension et courant permet de déterminer le module et l'argument de l'impédance apparente, respectivement par :

$$Z^2 = \frac{V_{\max}^2}{I_{\max}^2} \quad (5.8)$$

$$\theta_z = (w_0 t + \theta_v) - (w_0 t + \theta_i) = \theta_v - \theta_i \quad (5.9)$$

Puisque l'échantillon considéré à l'instant  $t_k$  ne contient pas d'information sur sa dérivée, celle-ci doit être approximée par les autres échantillons du signal. Différentes expressions peuvent être utilisées. La dérivée peut être obtenue par un ajustement polynomial du premier degré à trois échantillons.

$$X'(t_k) = X'_k = \frac{(X_{k+1} - X_{k-1})}{2T_e} \quad (5.10)$$

$T_e$  : désigne la période d'échantillonnage.

## 2.2 Algorithmes supposant les ondes des signaux comme ondes périodique- Algorithme basé sur la transformation de Fourier

1.3 Plusieurs chercheurs ont utilisés la transformation de FOURIER pour l'extraction de la composante fondamentale d'une onde supposée périodique (Annexe). L'onde courant ou tension est échantillonnée à une fréquence multiple de la fréquence fondamentale ( $f_e = N f_o$ ). La période d'échantillonnage vaut  $T_e = T_o / N$  avec  $T_o = 20$  ms.

1.4 L'application de la transformée de FOURIER au signal  $X(t)$  permet de le représenter sous la forme :

$$1.5 \quad X = A_X + j B_X \quad (5.11)$$

1.6 Dans le cas des ondes des tensions et des courants, on aura :

$$1.7 \quad v = A_V + j B_V \quad (5.12)$$

$$1.8 \quad i = A_i + j B_i \quad (5.13)$$

L'impédance vue du relais :

$$Z = R + j X = v / i \quad (5.14)$$

Les composantes R et X de l'impédance vue du relais sont données par :

$$R = \frac{A_v A_i + B_v B_i}{A_i^2 + B_i^2} \quad (5.15)$$

$$X = \frac{B_v A_i + A_v B_i}{A_i^2 + B_i^2} \quad (5.16)$$

La représentation X du signal  $X(t)$  est déterminée par la transformée de FOURIER discrète appliquée aux N échantillons qui précède l'instant considérée et correspondant à l'échantillon de rang n (transformée pour une période) :

$$X^n = \frac{2}{N} \sum_{k=n-N+1}^n \left[ X(kT_e) \cdot e^{j2\pi(-k)/N} \right] = A_x + jB_x \quad (5.17)$$

Où

X : signal à analyser (tension v ou courant i)

N : nombre d'échantillons utilisés pour le calcul de la transformée.

n : rang de l'échantillon courant.

Pour que le résultat renseigne sur la position du défaut, il faut que tous les échantillons soient pris après l'apparition du défaut. Si la fenêtre de calcul contient des échantillons avant et après le défaut, le résultat n'a pas de signification. La précision d'un algorithme basé sur cette méthode ne peut donc être garantie qu'après une période, soit 20 ms après l'incidence du défaut.

Pour réduire le délai de déclenchement, il a été proposé de calculer la transformation de FOURIER sur une demi-période (10ms), en supposant que l'onde est symétrique. La représentation  $X$  du signal  $X(t)$  à l'instant  $t_n$  correspondant à l'échantillon  $n$  est donnée par (transformée pour une demi-période) :

$$X^n = \frac{4}{N} \sum_{k=n-\frac{N}{2}+1}^n \left[ X(kT_e) \cdot e^{j2\pi(-k)/N} \right] = A_x + jB_x \quad (5.18)$$

La fréquence d'échantillonnage doit être un multiple exact de la fréquence du réseau. Il est donc nécessaire de procéder à une synchronisation de cette fréquence sur celle du réseau. Si ce n'est pas le cas, une erreur est introduite sur les composantes du fondamental et l'impédance du défaut n'est plus précise.

La séparation de la composante à la fréquence fondamentale des autres composantes harmoniques du signal fait de cet algorithme un excellent filtre : filtrage sélectif à la fréquence  $f_0$ . L'inconvénient de la méthode réside dans le fait qu'elle ne peut éliminer la contribution de la composante apériodique, qui peut introduire une erreur dans l'estimation de la composante fondamentale.

Si on considère que le signal après défaut est de la forme (avec une composante apériodique) :

$$X(t) = A e^{-t/\tau} + B \sin(\omega_0 t) \quad (5.19)$$

On montre que les composantes  $A_x$  et  $B_x$  sont données par :

$$A_x = B + \frac{A}{\pi(1 + \beta^2)} \cdot (1 - e^{-2\pi\beta}) \quad (5.20)$$

$$B_x = \frac{A\beta}{\pi(1 + \beta^2)} \cdot (1 - e^{-2\pi\beta}) \quad (5.21)$$

Avec  $1/\beta = \tau\omega_0$

Si l'estimation était exacte, on devrait avoir  $Ax = B$  et  $Bx = 0$ . L'erreur sur le calcul de  $A_x$  est de 10% dans le cas où  $A = B$  et la constante de temps  $\tau$  égale à 30ms ; elle peut atteindre 25% si la constante de temps est de l'ordre de 10ms. Il existe des solutions qui permettent de soustraire la composante apériodique pour éviter les erreurs.

### 2.3 Algorithme basé sur l'équation différentielle (algorithme de Poncelet)

R.Poncelet et A.D Mc Innes & I.F .Morrison ont été les premiers à proposer une détermination de la résistance et de l'inductance de la ligne en défaut par résolution directe de l'équation différentielle  $V(t) = R.i(t) + L.di(t)/dt$  représentant la chute de tension aux bornes du tronçon de la ligne en court-circuit.

Rappelons que la chute de tension pour les défauts non résistifs entre phases ou entre phase et la terre peut se mettre sous la forme :

$$u = R.i_x + L.\frac{di_y}{dt} \quad (5.22)$$

La méthode proposée par R.Poncelet consiste à procéder par intégration de cette équation sur deux intervalles consécutifs  $[t_2, t_1]$  et  $[t_1, t_0]$ .

$$\int_{t_2}^{t_1} u . dt = R \int_{t_2}^{t_1} i dt + L [i(t_1) - i(t_2)] \quad (5.23)$$

$$\int_{t_1}^{t_0} u . dt = R \int_{t_1}^{t_0} i dt + L [i(t_0) - i(t_1)]$$

$$A.R + B.L = C$$

$$D.R + E.L = F \quad (5.24)$$

La connaissance des coefficients A, B, C, D, E et F permet le calcul de la résistance et de l'inductance par les expressions suivantes :

$$R = \frac{C . E - F . B}{A . E - D . B} \quad (5.25)$$

$$L = \frac{A . F - D . C}{A . E - D . B}$$

$$A = \int_{t_2}^{t_1} i dt, \quad B = i(t_1) - i(t_2), \quad C = \int_{t_2}^{t_1} u dt,$$

Avec

$$D = \int_{t_1}^{t_0} i dt, \quad E = i(t_0) - i(t_1), \quad F = \int_{t_1}^{t_0} u dt,$$

Le principe de l'intégration trapézoïdale permet un calcul aisé des coefficients A, B, C, D et F.

En plus de l'avantage fourni par la relative simplicité d'implantation de cet algorithme sur calculateur numérique, le recours au procédé d'intégration lui confère une nature filtrante passe-bas atténuant les harmoniques d'ordres élevés, au prix d'une amplification de la composante continue. Il faut noter que nature filtrante, vis-à-vis des harmoniques, est améliorée par le choix d'un intervalle  $[t_2, t_0]$  correspondant à  $2\pi$ . Cependant, un tel choix fait tendre les numérateurs et dénominateurs des expressions (5.25) vers zéro.

Il importe de ne pas choisir un intervalle trop proche de  $2\pi$  pour conserver une précision acceptable dans le calcul.

Dans l'équation (5.22), les grandeurs  $u$ ,  $i_x$  et  $i_y$  proviennent des mesures effectuées sur les signaux courant et tension. A cause des erreurs de mesure, des phénomènes négligés, l'équation (5.22) n'est pas strictement vérifiée.

Une deuxième méthode proposée par Poncelet consiste à ajouter un terme d'erreur  $\varepsilon(t)$  en écrivant (5.22) sous la forme :

$$u = Ri_x + L \frac{di_y}{dt} + \varepsilon(t) \quad (5.26)$$

Le principe de la méthode consiste à calculer les valeurs de R et L qui minimisent sur l'intervalle de temps  $[t_n, t_0]$  la fonction d'erreur  $\varepsilon(t)$ . Le critère le plus courant consiste à rendre minimal sur cet intervalle l'intégrale du carré de l'écart  $\varepsilon(t)$ . On obtient ainsi un système de la forme (5.24), ce qui donne les valeurs de R et L, avec :

$$\begin{aligned} A &= \int_{t_n}^{t_0} i_x^2 dt, & B &= \int_{t_n}^{t_0} i_x (di_y / dt) dt, & C &= \int_{t_n}^{t_0} u i_x dt, \\ D &= B, & E &= \int_{t_n}^{t_0} (di_y / dt)^2 dt, & F &= \int_{t_n}^{t_0} u (di_y / dt) dt \end{aligned} \quad (5.27)$$

### 3. Localisations de défaut dans les lignes de transport en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne

#### 3.1 Utilisation de l'imaginaire de la composante fondamentale des signaux

Cet algorithme est basé seulement sur l'utilisation de la partie imaginaire de l'impédance apparente de la ligne  $Z_{FS}$  par unité de distance de défaut [36], [38], [42].

La Figure 5.1 montre une ligne de transport alimenté par deux sources GS et GR avec un défaut à une distance « m » de la source GS.

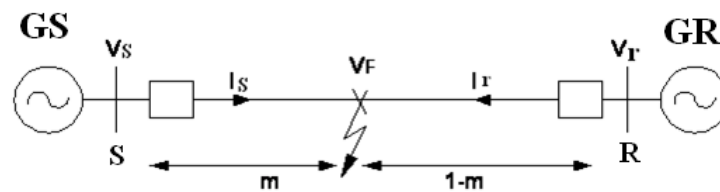


Figure 5.1 :

à une distance m de la source 'GS'

Ligne en défaut

Le schéma équivalent de la figure 5.1 pour un défaut triphasé est représenté sur la figure (5.2)

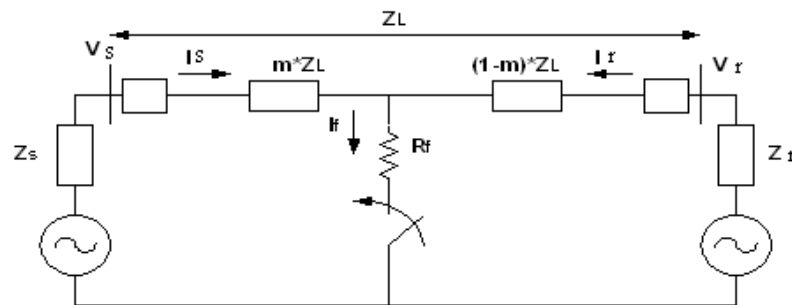


Figure 5.2 : Schéma équivalent d'une ligne en défaut.

Avec :

$V_S$  : la tension à l'entrée de la ligne.

$I_S$  : le courant à l'entrée de la ligne.

$V_r$  : la tension à la sortie de la ligne.

$I_r$  : le courant à la sortie de la ligne.

$R_f$  : la résistance du défaut.

$I_f$  : le courant du défaut

$Z_L$  : l'impédance totale de la ligne entre le jeu de barre S et R.

m : distance du défaut.

$Z_s$  et  $Z_r$  : impédances respective des sources « GS » et « GR ».

A partir de la Figure 5.2 on peut écrire l'équation suivante :

$$V_S = m.Z_L.I_S + R_f.I_f \quad (5.28)$$

La valeur de l'impédance  $Z_{FS}$  mesurée à partir de jeu de barre « S » (impédance de la boucle en défaut vue de S) peut être déterminée en divisant l'équation (5.28) par le courant mesuré  $I_S$ .

$$Z_{FS} = V_S / I_S = m.Z_L + R_f.(I_f / I_S) \quad (5.29)$$

La localisation du défaut est définie par :

$$m = \frac{\text{Im}(Z_{FS})}{\text{Im}(Z_L)} \quad (5.30)$$

$$m = \text{Im}\left(\frac{V_S}{I_S}\right) / \text{Im}(Z_L) \quad (5.31)$$

- **Défaut monophasé** (phase « a » à la terre)

Pour ce type de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = \text{Im}\left[\frac{V_{Sa}}{I_{Sa} + k_0 I_R}\right] / \text{Im}(Z_{1L}) \quad (5.32)$$

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3.Z_{1L}}$$

- **Défaut biphasé à la terre** (phase a-b) :

Pour ce type de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = \text{Im}\left[\frac{V_{Sab}}{I_{Sab}}\right] / \text{Im}(Z_{1L}) \quad (5.33)$$

- **Défaut triphasé**

Pour ce type de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = \text{Im}\left[\frac{V_{Sabc}}{I_{Sabc}}\right] / \text{Im}(Z_{1L}) \quad (5.34)$$

### 3.2 Méthode de « Takagi »

Cette méthode a été discutée dans la littérature par divers chercheurs, notamment par « TAKAGI » qui utilise le courant de superposition  $\Delta I_S$  [36], [38], [42].

Cette méthode est basée sur l'utilisation des mesures de la composante fondamentale des signaux des courants et des tensions d'une seule extrémité de la ligne.

A partir de la Figure 5.2 on peut écrire l'équation suivante :

$$V_S = m \cdot Z_L \cdot I_S + R_f \cdot I_f \quad (5.35)$$

La valeur de l'impédance  $Z_{FS}$  mesurée à partir de S (impédance de la boucle en défaut vue de S) peut être déterminée en divisant (5.35) par le courant mesuré  $I_S$ .

$$Z_{FS} = V_S / I_S = m \cdot Z_L + R_f \cdot (I_f / I_S) \quad (5.36)$$

Posons :

$$I_S = I_S - I_L \quad (5.37)$$

Où

$I_S$  : le courant à la source GS après le défaut.

$I_L$  : le courant à la source GS avant le défaut.

L'équation (5.35) peut s'écrire :

$$V_S = m \cdot Z_{1L} \cdot I_S + R_f \cdot \frac{\Delta I_S}{d_s} \quad (5.38)$$

$d_s$  est le facteur de distribution de courant

$$d_s = \frac{\Delta I_G}{I_f} = \frac{Z_R + (1-m) \cdot Z_L}{Z_S + Z_L + Z_R} = |d_s| \angle \beta \quad (5.39)$$

En multipliant les deux cotés de l'équation (5.38) par le conjugué complexe  $\Delta I_S^*$ , et en employant seulement le partie imaginaire on obtient :

$$\text{Im}(V_S \cdot \Delta I_S^*) = m \cdot \text{Im}(Z_{1L} \cdot I_S \cdot \Delta I_S^*) + R_f \cdot \text{Im}\left(\frac{1}{d_s}\right) \quad (5.40)$$

Si le système est homogène, l'angle du facteur courant de distribution est presque nul ( $\text{Im}(1/d_s)=0$ ), la distance au défaut est :

$$m = \frac{\text{Im}(V_S \cdot \Delta I_S^*)}{\text{Im}(Z_L \cdot I_S \cdot \Delta I_S^*)} \quad (5.41)$$

- **Pour un défaut monophasé à la terre :** (phase « a ») le calcul est comme suit :

$$I_S = I_{Sa} + k_0 \cdot I_R \quad (5.42)$$

Où le courant résiduel  $I_R$  est donnée par :

$$I_R = 3 \cdot I_0 = I_a + I_b + I_c$$

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{3 \cdot Z_{1L}} \quad (5.43)$$

$$m = \frac{\text{Im}(V_S \cdot \Delta I_S^*)}{\text{Im}(Z_{1L} \cdot I_S \cdot \Delta I_S^*)} \quad (5.44)$$

- **Pour un défaut biphasé (a-b) :** 
$$m = \frac{\text{Im}(V_{S_{ab}} \cdot \Delta I_S^*)}{\text{Im}(Z_{1L} \cdot I_{S_{ab}} \cdot \Delta I_S^*)} \quad (5.45)$$

- **Pour un défaut triphasé :** 
$$m = \frac{\text{Im}(V_{S_{abc}} \cdot \Delta I_S^*)}{\text{Im}(Z_{1L} \cdot I_{S_{abc}} \cdot \Delta I_S^*)} \quad (5.46)$$

### 3.3 Méthode de Takagi modifiée « Modified Takagi Method (MTM) »

Cette méthode est basée sur l'utilisation du courant homopolaire avec un angle de correction «  $\beta$  » afin de l'utiliser dans un système déséquilibré [36], [38], [42].

L'angle de correction est défini par l'équation (5.47)

$$\frac{I_f}{3I_{0s}} = \frac{Z_{0s} + Z_{0L} + Z_{0R}}{(1-m)Z_{0L} + Z_{0R}} = A \angle \beta \quad (5.47)$$

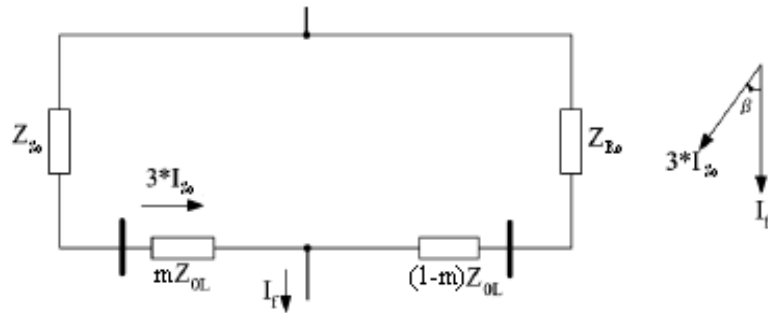


Figure 5.3 : l'angle de correction  $\beta$ .

La distance de défaut  $m$  peut être formulé comme suite :

$$m = \frac{\text{im}(V_s \cdot I_r \cdot e^{-j\beta})}{\text{im}(Z_{1L} \cdot I_s \cdot I_r \cdot e^{-j\beta})} \quad (5.48)$$

Où le courant résiduel est donné par :  $I_r = 3 \cdot I_0 = I_{sa} + I_{sb} + I_{sc}$

- **Défauts monophasés** (phase « a » à la terre) :

Pour ces types de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = \frac{\text{im}(V_{sa} \cdot I_r \cdot e^{-j\beta})}{\text{im}(Z_{1L} \cdot I_{sa} \cdot I_r \cdot e^{-j\beta})} \quad (5.49)$$

- **Défauts biphasés à la terre** (phase a-b) :

Pour ces types de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = \frac{\text{im}(V_{sab} \cdot I_r \cdot e^{-j\beta})}{\text{im}(Z_{1L} \cdot I_{sab} \cdot I_r \cdot e^{-j\beta})} \quad (5.50)$$

- **Défaut triphasé:**

Pour ces types de défaut la localisation du défaut est définie par :

$$m = \frac{\text{im}(V_{sab} \cdot I_r \cdot e^{-j\beta})}{\text{im}(Z_{1L} \cdot I_{sab} \cdot I_r \cdot e^{-j\beta})} \quad (5.51)$$

## 4. Simulation

Le réseau représenté dans le chapitre 4 est pris en considération pour évaluer les performances des méthodes citées.

Le critère pour évaluer les performances des méthodes de la localisation du défaut est défini par l'erreur suivante :

$$\text{Erreur (\%)} = \frac{|\text{la distance calculée}(X) - \text{la distance réelle}(m)|}{\text{longueur de la ligne}(l)} \times 100$$

### 4.1. Méthode 1 : Utilisation de l'imaginaire de la composante fondamentale des signaux

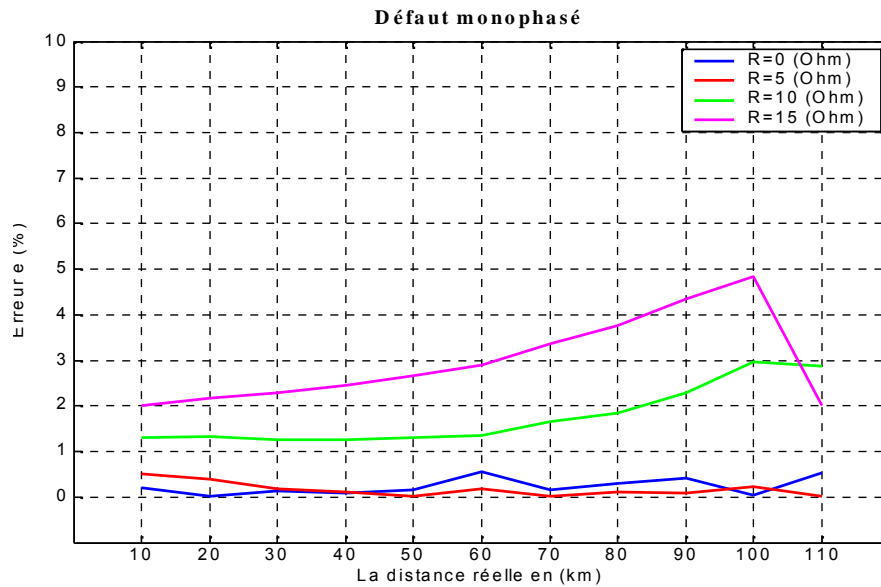
#### 4.1.1 Défaut monophasé (phase « a » à la terre)

Le tableau 5.1 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé  $X$  (km) et l'erreur de localisation  $e$  (%) en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	10,24	0,20	10,61	0,51	11,58	1,31	12,42	2,01
20	19,98	0,01	20,47	0,39	21,60	1,33	22,62	2,18
30	29,84	0,13	30,23	0,19	31,51	1,25	32,74	2,28
40	39,90	0,08	40,15	0,12	41,53	1,27	42,95	2,45
50	49,82	0,15	50,03	0,02	51,58	1,31	53,20	2,66
60	59,32	0,56	59,78	0,18	61,63	1,35	63,48	2,90
70	69,80	0,16	69,98	0,01	71,98	1,65	74,04	3,36
80	79,64	0,31	79,85	0,12	82,22	1,85	84,52	3,76
90	89,51	0,41	89,88	0,10	92,74	2,28	95,21	4,34
100	100,05	0,04	100,27	0,22	103,56	2,96	105,82	4,85
110	109,35	0,54	109,97	0,02	113,45	2,87	114,47	2,01

**Tableau 5.1 :** L'endroit du défaut calculé  $X$  (km) et l'erreur de localisation  $e$ (%) en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

La figure 5.4 montre les erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .



**Figure 5.4** : Erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

Pour un défaut monophasé les résultats obtenus montrent bien que la résistance de défaut a une influence très importante sur la détermination de l'endroit du défaut, on remarque que plus la valeur de la résistance de défaut augmente plus l'erreur de localisation augmente, pour une résistance de 15  $\Omega$  on a enregistré une erreur de 5%.

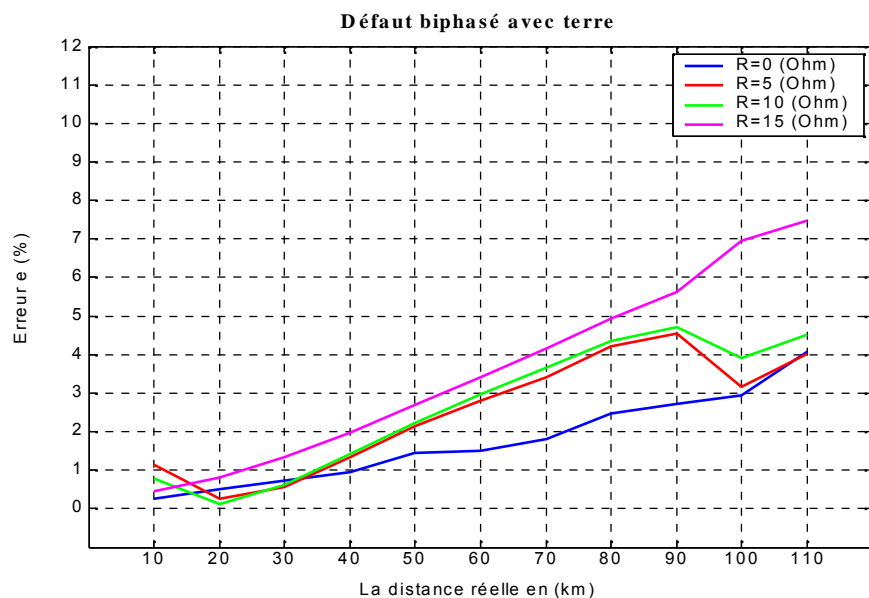
#### 4.1.2. Défaut biphasé à la terre

Le tableau 5.2 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé  $X$ (km) et l'erreur de localisation  $e$ (%) en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$ (km) respectivement pour les différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	10,31	0,25	8,63	1,14	9,05	0,79	10,56	0,46
20	20,61	0,51	19,70	0,25	19,84	0,13	20,97	0,81
30	30,88	0,73	30,69	0,57	30,75	0,62	31,60	1,33
40	41,16	0,96	41,61	1,34	41,69	1,41	42,37	1,97
50	51,74	1,45	52,58	2,15	52,67	2,22	53,22	2,68
60	61,82	1,51	63,37	2,81	63,57	2,97	64,10	3,41
70	72,16	1,80	74,11	3,42	74,38	3,65	74,98	4,15
80	82,97	2,47	85,04	4,21	85,22	4,35	85,92	4,93
90	93,27	2,72	95,46	4,55	95,67	4,72	96,76	5,63
100	103,55	2,95	103,80	3,16	104,70	3,91	108,35	6,95
110	114,90	4,08	114,84	4,03	115,43	4,52	118,98	7,48

**Tableau 5.2 :** L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de la résistance de défaut  $R_f$  et l'endroit réel m (km).

La figure 5.5 montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .



**Figure 5.5** Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

D'après les résultats obtenus on remarque que pour ce type de défaut l'erreur de localisation augmente avec l'éloignement du défaut au jeu de barre utilisé pour extraire les données utilisés par cet algorithme. et aussi avec l'augmentation de la résistance de défaut, pour un endroit situé à 110km par rapport au jeu de barre de mesure avec une résistance de défaut de 15  $\Omega$  on a enregistré une erreur de 7%.

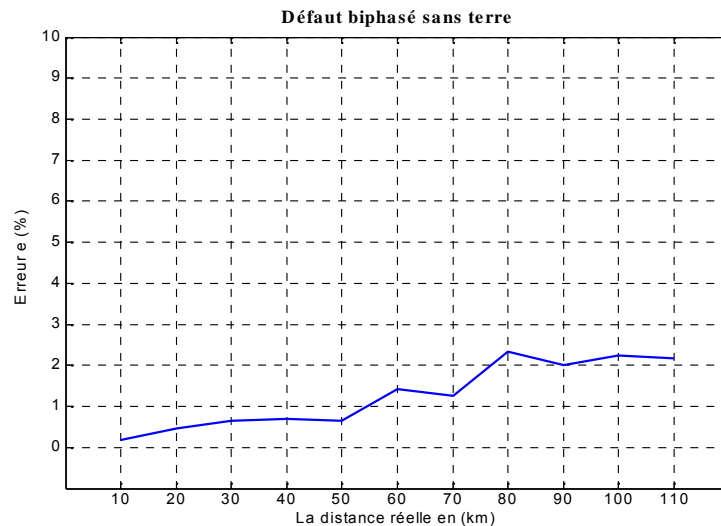
#### 4.1.3. Défaut biphasé sans terre

Le tableau 5.3 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé X(km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de l'endroit réel de défaut m(km) respectivement .

m (km)	X (km)	e (%)
10	9,77	0,19
20	19,45	0,46
30	29,21	0,65
40	39,17	0,69
50	49,21	0,65
60	58,30	1,42
70	68,48	1,27
80	77,19	2,34
90	87,62	2,01
100	97,32	2,23
110	107,39	2,17

**Tableau 5.3 :** L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de l'endroit réel du défaut m (km).

La figure 5.6 montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km).



**Figure 5.6 :** Erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km).

Pour un défaut biphasé sans terre, cette méthode donne de bons résultats par rapport aux autres types des défauts, l'erreur de localisation ne dépasse pas 2,5% pour différents endroits du défaut.

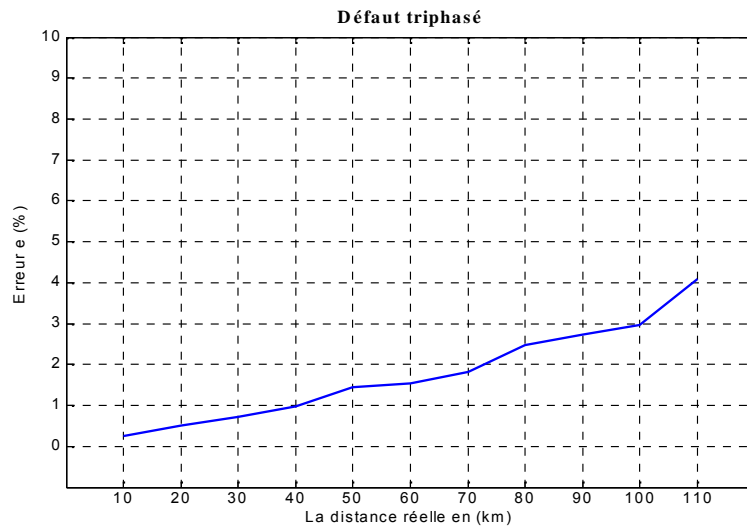
#### 4.1.4. Défauts triphasé

Le tableau 5.4 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé  $X$ (km) et l'erreur de localisation  $e$ (%) en fonction de l'endroit du défaut  $m$ (km) respectivement pour les différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	10,31	0,25	10,31	0,25	10,31	0,25	10,31	0,25
20	20,61	0,51	20,61	0,51	20,61	0,51	20,61	0,51
30	30,88	0,73	30,88	0,73	30,88	0,73	30,88	0,73
40	41,17	0,97	41,17	0,97	41,17	0,97	41,17	0,97
50	51,74	1,45	51,74	1,45	51,74	1,45	51,74	1,45
60	61,84	1,53	61,84	1,53	61,84	1,53	61,84	1,53
70	72,18	1,82	72,18	1,82	72,18	1,82	72,18	1,82
80	82,98	2,48	82,98	2,48	82,98	2,48	82,98	2,48
90	93,29	2,74	93,29	2,74	93,29	2,74	93,29	2,74
100	103,56	2,97	103,56	2,97	103,56	2,97	103,56	2,97
110	114,91	4,09	114,91	4,09	114,91	4,09	114,91	4,09

**Tableau 5.4** L'endroit du défaut calculé  $X$  (km) et l'erreur de localisation  $e$ (%) en fonction de la résistance de défaut  $R_f$  et l'endroit réel  $m$  (km).

La figure 5.7 montre les erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km).



**Figure 5.7 :** Erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)

Les résultats obtenus montrent que pour un défaut triphasé l'erreur de localisation dépend de l'endroit de défaut, plus le défaut est loin du jeu de barre utilisé pour extraire les données utilisé par cet algorithme, plus l'erreur de localisation augmente, pour un endroit situé à 110km par rapport au jeu de barre de mesure l'erreur atteint 4%.

### Synthèse des résultats obtenus

Pour cette méthode les résultats obtenus montrent bien que l'endroit de défaut joue un rôle très important dans l'estimation de lieu du défaut, plus le l'endroit du défaut est loin au jeu de barre utilisé pour obtenir les mesures nécessaire pour cet algorithme plus l'erreur dans la localisation est remarquable, cette méthode est aussi sensible à la résistance do défaut,

Le type de défaut a une influence aussi sur la détermination de l'endroit du défaut, on remarque que l'erreur de localisation est différente pour chaque type de défaut, pour un défaut triphasé et un défaut biphasé sans terre on a enregistré des erreurs dans la localisation faible par rapport aux autres types des défauts et que le défaut triphasé ne dépend pas à la résistance du défaut.

## 4.2. Méthode 2 : Utilisation de la méthode de TAKAGI

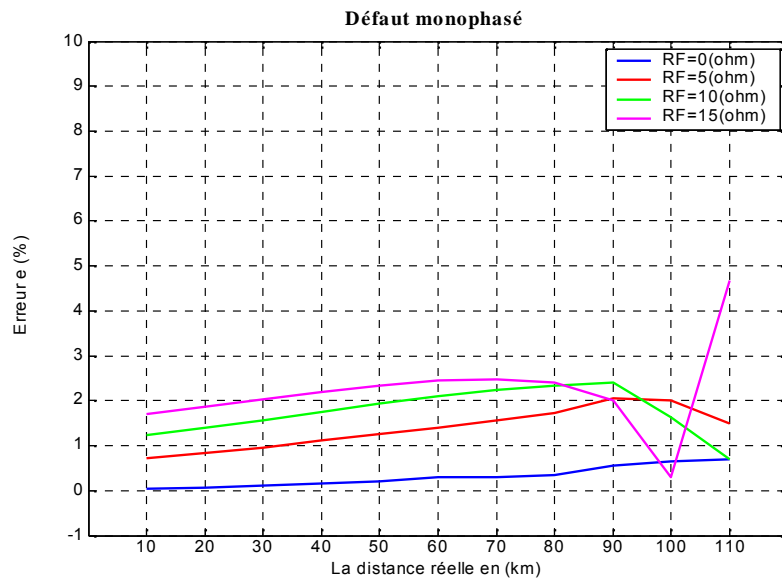
### 4.2.1 Défaut monophasé

Le tableau 5.5 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé  $X(\text{km})$  et l'erreur de localisation  $e(\%)$  en fonction de l'endroit réel de défaut  $m(\text{km})$  pour les différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	10,04	0,03	10,85	0,71	11,49	1,24	12,06	1,71
20	20,08	0,06	21,01	0,84	21,68	1,40	22,24	1,86
30	30,14	0,11	31,16	0,96	31,89	1,57	32,44	2,03
40	40,18	0,15	41,33	1,11	42,10	1,75	42,63	2,19
50	50,25	0,21	51,52	1,26	52,32	1,93	52,81	2,34
60	60,37	0,31	61,69	1,41	62,51	2,09	62,94	2,45
70	70,38	0,31	71,89	1,57	72,69	2,24	72,98	2,48
80	80,42	0,35	82,07	1,72	82,80	2,33	82,88	2,40
90	90,68	0,56	92,47	2,06	92,88	2,40	92,42	2,01
100	100,78	0,65	102,40	2,01	101,97	1,64	100,35	0,29
110	110,84	0,70	111,79	1,49	109,16	0,70	104,39	4,67

**Tableau 5.5 :** L'endroit de défaut calculé  $X$  (km) et l'erreur de localisation  $e(\%)$  en fonction de la résistance du défaut  $R_f$  et l'endroit réel  $m$  (km).

La figure 5.8 montre les erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km) pour différents valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .



**Figure 5.8** : Erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

Pour un défaut monophasé les résultats obtenus montrent que pour une résistance du défaut nulle on obtient de bons résultats concernant la détermination de l'endroit du défaut, on remarque que plus la valeur de la résistance du défaut augmente plus l'erreur de localisation augmente.

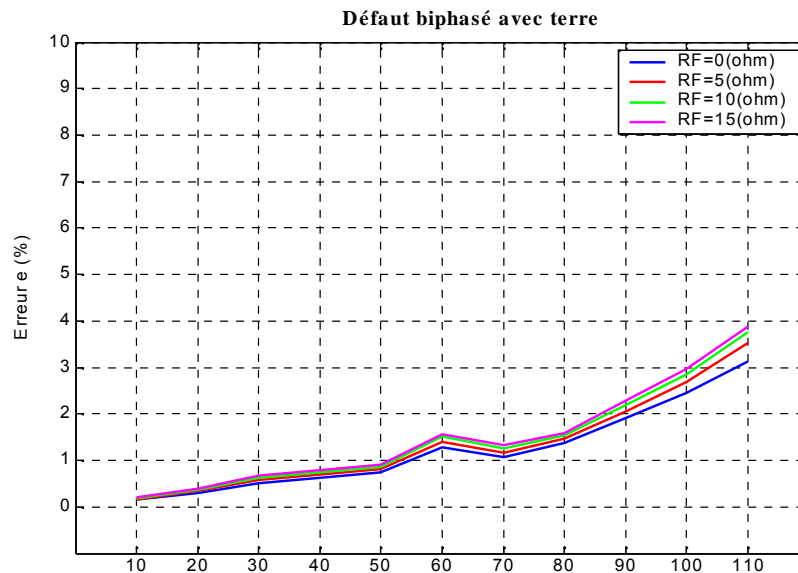
#### 4.2.2. Défauts biphasés avec terre

Le tableau 5.6 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé  $X$ (km) et l'erreur de localisation  $e$ (%) en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$ (km) respectivement pour les différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	10,18	0,15	10,21	0,17	10,23	0,19	10,24	0,21
20	20,35	0,29	20,41	0,34	20,45	0,37	20,47	0,39
30	30,62	0,51	30,70	0,58	30,76	0,63	30,80	0,67
40	40,76	0,63	40,84	0,70	40,91	0,75	40,95	0,79
50	50,90	0,75	50,98	0,82	51,04	0,87	51,09	0,91
60	61,55	1,29	61,68	1,40	61,81	1,51	61,89	1,57
70	71,30	1,08	71,41	1,17	71,51	1,26	71,58	1,32
80	81,65	1,37	81,75	1,46	81,85	1,54	81,91	1,59
90	92,29	1,91	92,48	2,06	92,64	2,20	92,75	2,29
100	102,96	2,46	103,23	2,69	103,44	2,86	103,56	2,97
110	113,75	3,12	114,23	3,52	114,51	3,76	114,65	3,87

**Tableau 5.6 :** L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de la résistance de défaut  $R_f$  et l'endroit réel m (km).

La figure 5.9 montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .



**Figure 5.9 :** Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .

Les résultats obtenus montrent bien que pour ce type de défaut l'erreur de localisation augmente avec l'éloignement du défaut par rapport au jeu de barre utilisé pour extraire les données utilisé par cet algorithme, pour un endroit situé à 110km par rapport au jeu de barre de mesure on a enregistré une erreur de 4%.

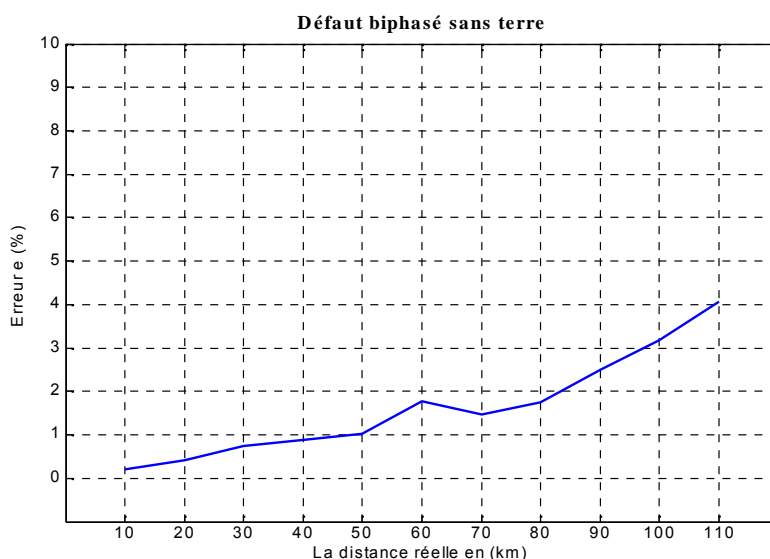
### 4.2.3. Défauts biphasés sans terre

Le tableau 5.7 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé X(km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de l'endroit de défaut m(km) respectivement

<b>m (km)</b>	<b>X (km)</b>	<b>e (%)</b>
<b>10</b>	10,25	0,21
<b>20</b>	20,51	0,42
<b>30</b>	30,90	0,75
<b>40</b>	41,06	0,88
<b>50</b>	51,22	1,02
<b>60</b>	62,14	1,78
<b>70</b>	71,77	1,47
<b>80</b>	82,09	1,74
<b>90</b>	93,01	2,51
<b>100</b>	103,81	3,17
<b>110</b>	114,88	4,06

**Tableau 5.7 :** L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de l'endroit réel m (km).

La figure 5.10 montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km).



**Figure 5.10 :** Erreurs de localisation e (%) en fonction de l'endroit réel du défaut m (km)

Pour un défaut biphasé sans terre l'endroit du défaut a une influence aussi sur l'estimation de lieu du défaut, pour un défaut situé de 110km par rapport au jeu de barre de mesure on a enregistré une l'erreur de 4%.

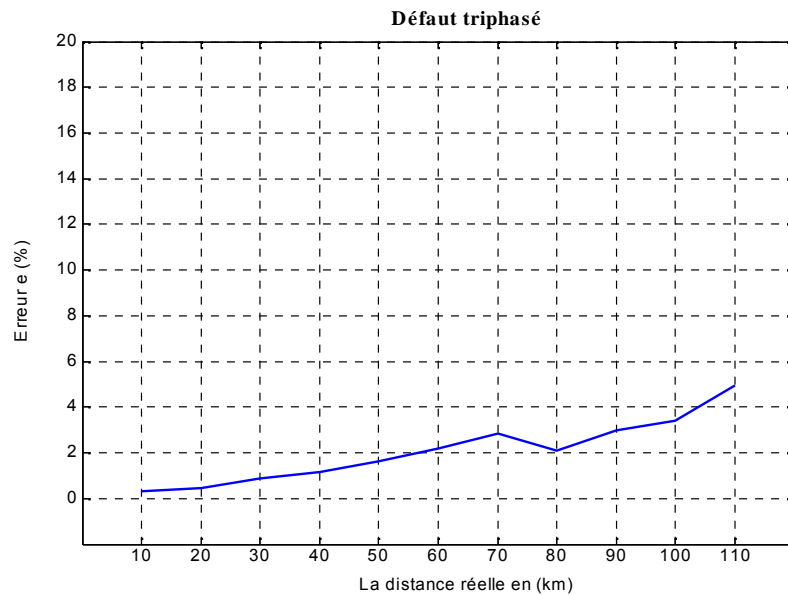
#### 4.2.4. Défaut triphasé

Le tableau 5.8 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé X(km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de l'endroit réel de défaut m(km) respectivement pour des différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	10,36	0,30	10,36	0,30	10,36	0,30	10,36	0,30
20	20,58	0,48	20,58	0,48	20,58	0,48	20,58	0,48
30	31,07	0,89	31,07	0,89	31,07	0,89	31,07	0,89
40	41,37	1,14	41,37	1,14	41,37	1,14	41,37	1,14
50	51,97	1,65	51,97	1,65	51,97	1,65	51,97	1,65
60	62,64	2,20	62,64	2,20	62,64	2,20	62,64	2,20
70	73,41	2,84	73,41	2,84	73,41	2,84	73,41	2,84
80	82,53	2,11	82,53	2,11	82,53	2,11	82,53	2,11
90	93,59	2,98	93,59	2,98	93,59	2,98	93,59	2,98
100	104,11	3,42	104,11	3,42	104,11	3,42	104,11	3,42
110	115,93	4,94	115,93	4,94	115,93	4,94	115,93	4,94

**Tableau 5.8 :** L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de la résistance de défaut  $R_f$  et l'endroit réel m (km).

La figure 5.11 montre les erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km).



**Figure 5.11 :** Erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km)

Les résultats obtenus montrent que pour un défaut triphasé l'erreur de localisation est faible par rapport aux autres types des défauts, et cette dernière dépend aussi de l'endroit du défaut, pour un endroit situé à 110km par rapport au jeu de barre de mesure l'erreur ne dépasse pas 5%.

### Synthèse des résultats obtenus

D'après les résultats obtenus on constate que la résistance du défaut a une influence très importante pour la détermination de l'endroit de défaut, plus que la résistance du défaut est grande plus l'erreur dans la localisation est remarquable.

L'endroit du défaut joue un rôle très important dans l'estimation de lieu du défaut, plus l'endroit du défaut est loin du jeu de barre utilisé pour obtenir les mesures nécessaires pour cet algorithme plus l'erreur dans la localisation est grande,

Cette méthode dépend aussi de type du défaut, on remarque que l'erreur de localisation est différente pour chaque type de défaut.

### 4.3 Méthode 3 : Utilisation de la méthode de « TAKAGI MODIFIE » (MTM)

Le réseau représenté dans le chapitre 4 est pris en considération pour évaluer les performances de cette méthode citée.

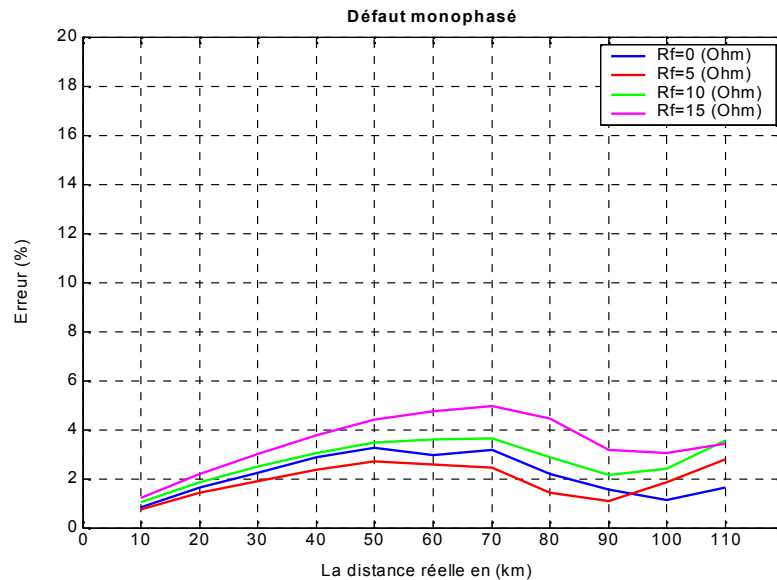
#### 4.3.1 Défaut monophasé

Le tableau 5.9 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé  $X(\text{km})$  et l'erreur de localisation  $e(\%)$  en fonction de l'endroit réel du défaut  $m(\text{km})$  respectivement pour les différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	11,02	0,85	10,92	0,76	11,25	1,04	11,48	1,23
20	21,97	1,64	21,70	1,42	22,21	1,84	22,64	2,20
30	32,68	2,23	32,28	1,90	32,96	2,47	33,63	3,02
40	43,44	2,86	42,86	2,38	43,65	3,04	44,53	3,77
50	53,90	3,25	53,23	2,69	54,18	3,48	55,28	4,40
60	63,57	2,97	63,10	2,58	64,33	3,61	65,71	4,76
70	73,78	3,15	72,95	2,45	74,36	3,63	75,96	4,97
80	82,62	2,18	81,73	1,44	83,47	2,89	85,34	4,45
90	91,86	1,55	91,31	1,09	92,59	2,15	93,84	3,19
100	98,63	1,14	97,75	1,87	97,11	2,41	96,23	3,05
110	108,02	1,65	106,64	2,8	105,71	3,57	104,12	3,43

**Tableau 5.9 :** L'endroit du défaut calculé  $X$  (km) et l'erreur de localisation  $e(\%)$  en fonction de la résistance du défaut  $R_f$  et l'endroit réel  $m$  (km).

La figure 5.12 montre les erreurs de localisation  $e(\%)$ , en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km) pour différents valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .



**Figure 5.12 :** Erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

Pour un défaut monophasé les résultats obtenus montrent que l'erreur de localisation augmente avec l'augmentation de la résistance du défaut et dépend aussi de lieu de défaut.

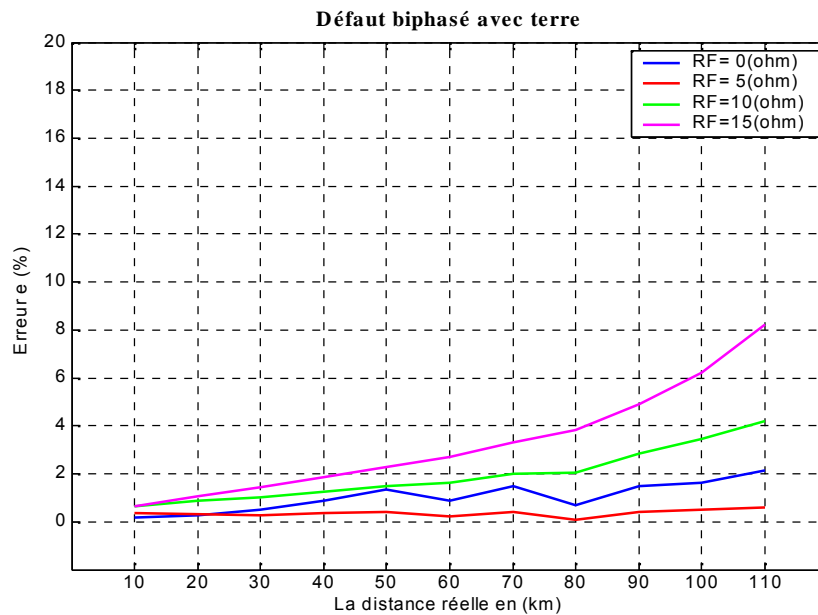
#### 4.3.2. Défauts biphasés avec terre

Le tableau 5.10 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé  $X$ (km) et l'erreur de localisation  $e$ (%) en fonction de l'endroit de défaut  $m$ (km) respectivement pour les différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	10,23	0,19	10,46	0,38	10,78	0,65	10,77	0,64
20	20,35	0,29	20,40	0,33	21,03	0,86	21,28	1,06
30	30,59	0,49	30,32	0,27	31,22	1,01	31,74	1,45
40	41,06	0,88	40,42	0,35	41,49	1,24	42,24	1,87
50	51,62	1,35	50,50	0,42	51,77	1,47	52,75	2,29
60	61,06	0,88	60,29	0,24	61,95	1,62	63,25	2,71
70	71,79	1,49	70,52	0,43	72,43	2,02	73,97	3,31
80	80,81	0,67	79,91	0,07	82,48	2,06	84,58	3,81
90	91,80	1,50	90,51	0,42	93,41	2,84	95,89	4,91
100	101,98	1,65	100,63	0,52	104,17	3,47	107,44	6,20
110	112,57	2,14	110,72	0,60	115,07	4,22	119,85	8,21

**Tableau 5.10 :** L'endroit du défaut calculé  $X$  (km) et l'erreur de localisation  $e$ (%) en fonction de la résistance du défaut  $R_f$  et l'endroit réel  $m$  (km).

La figure 5.13 montre les erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km) pour différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .



**Figure 5.13 :** Erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km) pour différentes résistances de défaut  $R_f$ .

Pour un défaut biphasé avec terre les résultats obtenus montrent bien que pour des petites résistances du défaut on obtient de bons résultats, l'endroit du défaut influe aussi sur l'estimation de lieu du défaut, plus le défaut est situé à l'autre extrémité de la ligne plus l'erreur de localisation augmente, pour un endroit situé à 110km par rapport au jeu de barre de mesure on a enregistré une erreur de 8%.

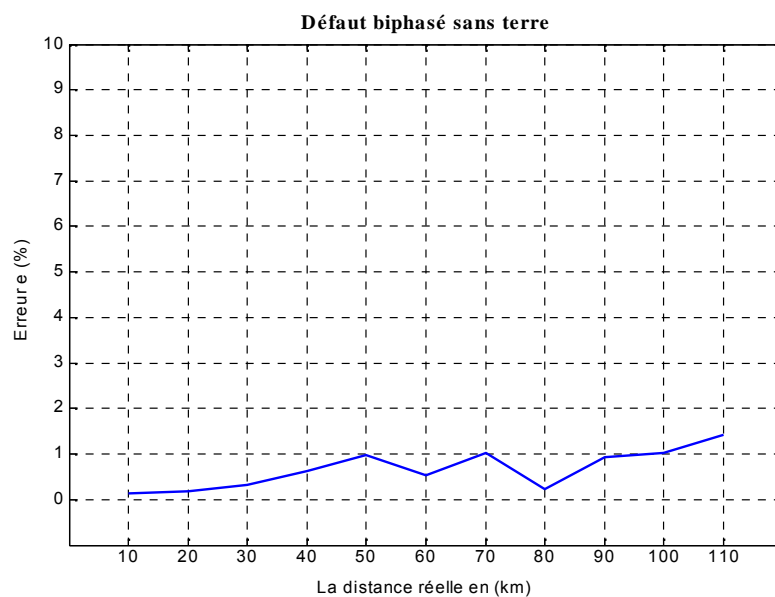
### 5.3.3. Défauts biphasés sans terre

Le tableau 5.11 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé  $X(\text{km})$  et l'erreur de localisation  $e(\%)$  en fonction de l'endroit de défaut  $m(\text{km})$  respectivement

<b>m (km)</b>	<b>X (km)</b>	<b>e (%)</b>
<b>10</b>	10,16	0,13
<b>20</b>	20,23	0,19
<b>30</b>	30,39	0,32
<b>40</b>	40,74	0,62
<b>50</b>	51,18	0,98
<b>60</b>	60,64	0,53
<b>70</b>	71,23	1,02
<b>80</b>	80,29	0,24
<b>90</b>	91,12	0,93
<b>100</b>	101,24	1,03
<b>110</b>	111,71	1,42

**Tableau 5.11** : L'endroit du défaut calculé  $X$  (km) et l'erreur de localisation  $e(\%)$  en fonction de l'endroit réel  $m$  (km).

La figure 5.14 montre les erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km).



**Figure 5.14** : Erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km).

Pour ce type de défaut les résultats obtenus montrent que l'erreur est faible pour tous les endroits du défaut par rapport aux autres types de défaut et cette erreur ne dépasse pas 2%.

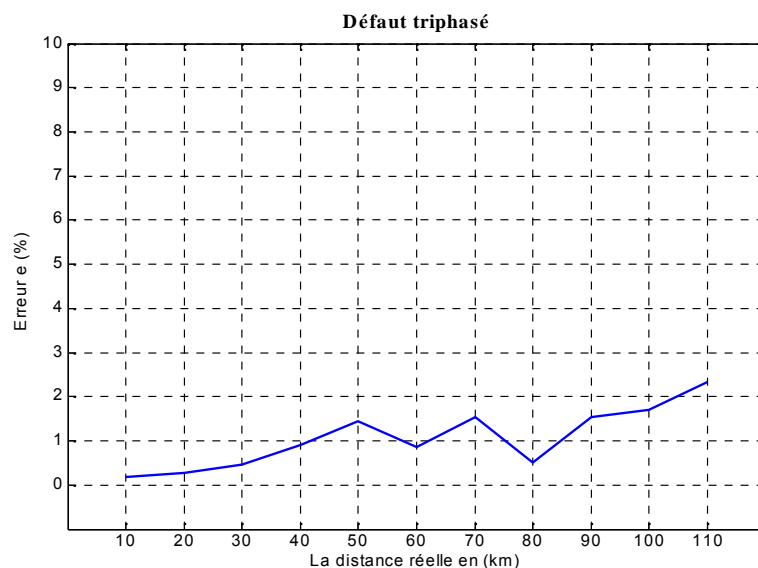
### 5.3.4. Défaut triphasé

Le tableau 5.12 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé X(km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de l'endroit de défaut m(km) respectivement pour les différentes valeurs de la résistances de défaut  $R_f$

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	10,23	0,19	10,23	0,19	10,23	0,19	10,23	0,19
20	20,33	0,27	20,33	0,27	20,33	0,27	20,33	0,27
30	30,56	0,46	30,56	0,46	30,56	0,46	30,56	0,46
40	41,08	0,90	41,08	0,90	41,08	0,90	41,08	0,90
50	51,74	1,45	51,74	1,45	51,74	1,45	51,74	1,45
60	61,02	0,85	61,02	0,85	61,02	0,85	61,02	0,85
70	71,86	1,55	71,86	1,55	71,86	1,55	71,86	1,55
80	80,60	0,50	80,60	0,50	80,60	0,50	80,60	0,50
90	91,84	1,53	91,84	1,53	91,84	1,53	91,84	1,53
100	102,05	1,71	102,05	1,71	102,05	1,71	102,05	1,71
110	112,81	2,34	112,81	2,34	112,81	2,34	112,81	2,34

**Tableau 5.12 :** L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de la résistance de défaut  $R_f$  et l'endroit réel m (km).

La figure 5.15 montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km)



**Figure 5.15** Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km)

Les résultats obtenus montrent que pour un défaut triphasé cette méthode donne de bons résultats pour tous les endroits du défaut, pour un défaut situé à 110km on a enregistré une erreur de 2.3%.

### **Synthèse des résultats obtenus**

Les résultats obtenus montrent bien que la résistance du défaut joue un rôle très important dans l'estimation de lieu du défaut, il est plus remarquable dans le cas d'un défaut biphasé avec terre la où l'erreur atteint 8% pour un endroit situé à 110km du jeu de barre utilisé pour les calculs.

L'endroit du défaut influe aussi sur la détermination de l'endroit du défaut, on remarque que plus l'endroit du défaut est loin du jeu de barre utilisé pour les calculs plus l'erreur dans la localisation est remarquable,

Le type de défaut a une influence aussi sur la détermination de l'endroit du défaut, on remarque que l'erreur de localisation est différente pour chaque type de défaut, pour les défauts biphasés sans terre et le défaut triphasé on obtient de bons résultats avec des erreurs qui ne dépassent pas 2,5%.

### **Conclusion**

Dans ce chapitre trois méthodes de localisation de défaut dans les lignes de transport à très haute tension ont été présentées, les trois méthodes sont basées sur l'utilisation des données d'une seule extrémité de la ligne, cette particularité facilite l'exécution de ces approches car on a pas besoin d'aucune information de l'autre extrémité, la première méthode est basée sur le calcul d'impédance, la deuxième méthode est une approche de « TAKAGI » qui utilise le courant de superposition (le courant avant et pendant le défaut), la troisième méthode est une modification de la méthode de « TAKAGI » qui utilise le courant homopolaire avec un angle de correction. D'après les résultats obtenus les trois méthodes ont données de bons résultats malgré les différentes erreurs qui ont enregistrés dues au type et à l'endroit du défaut ainsi la résistance du défaut qui joue un rôle très important dans l'évaluation de l'endroit du défaut.

## ***Chapitre 6***

### ***Localisation de défaut dans les lignes de transport en utilisant les données des deux extrémités de la ligne***

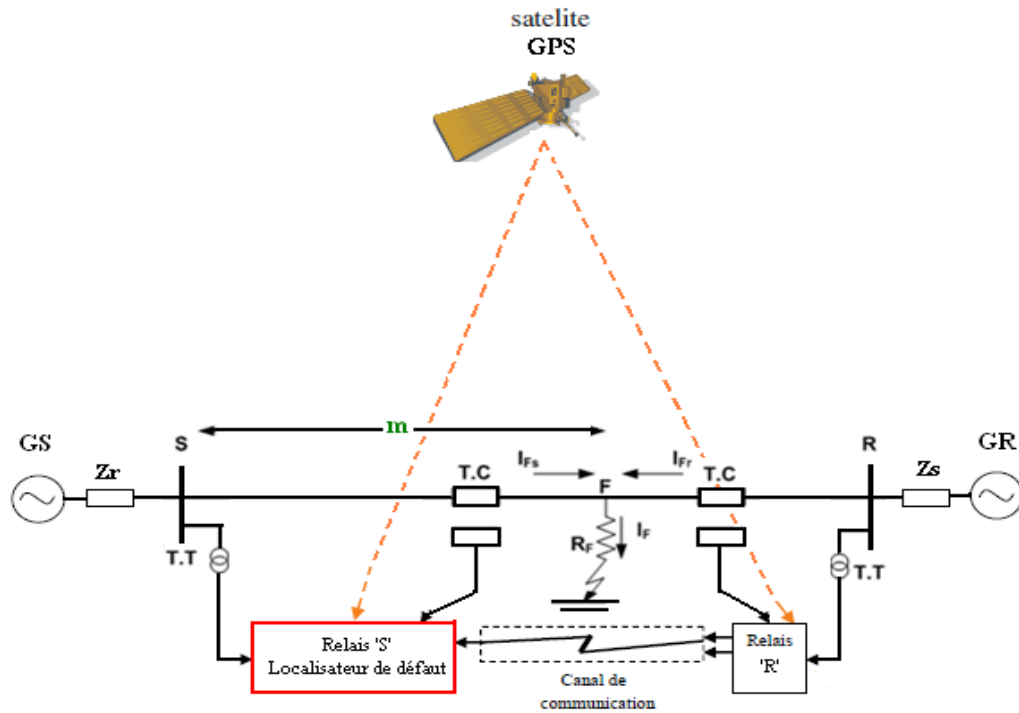
#### **1. Introduction**

A partir des résultats de simulation obtenus par les différentes méthodes de localisation qui utilisent les données d'une seule extrémité de la ligne présentées dans le chapitre 5, on va passer à d'autres méthodes développées par plusieurs chercheurs en utilisant les données des deux extrémités de la ligne à la fréquence fondamentale. Ces méthodes sont basées sur la connaissance d'un grand nombre de données entre les deux extrémités de la ligne.

Dans ce chapitre on va proposer une méthode et évaluer ces performances pour les différents types de défauts par le calcul de l'erreur dans la localisation des défauts.

## 2. Mesure des données des deux extrémités

Le modèle du réseau de transport montré dans la Figure 6.1 est appliqué pour évaluer l'endroit de défaut en utilisant les mesures synchronisées des deux extrémités de la ligne.



**Figure.6.1.** Schéma de la ligne de transport en défaut.

Ce modèle se compose de deux générateurs (GS, GR) et une ligne de transport et deux jeux de barres 'S' et 'R'. On considère qu'un défaut se produit à la distance «  $m$  » et l'endroit de défaut «  $m$  » est évalué par le relais 'S' (figure.6.1). Le système GPS (Global Positioning System) est utilisé pour assurer la synchronisation des données entre les deux relais 'S' et 'R'.

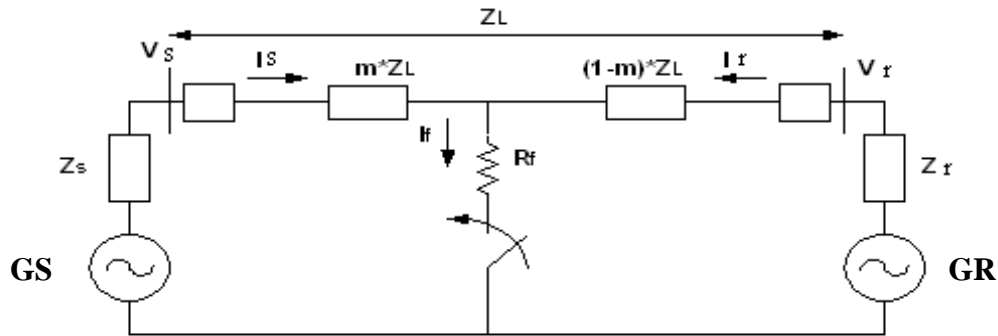
Les algorithmes proposés pour la localisation de défauts utilisent les signaux des tensions et des courants des deux extrémités de la ligne, Ceci exigé un bon système de communication pour réaliser la synchronisation. L'approche du GPS donne une synchronisation plus précise. La disponibilité de récepteurs GPS très performants pour la référence de temps précise rend le prélèvement synchronisé des données beaucoup plus facile [36].

Des quantités réelles mesurées par les relais peuvent être transmises à l'unité centrale de discrimination par l'intermédiaire d'un canal de communication à grande vitesse. Il y a plusieurs moyens de communication tels que fils pilote, lignes à fibre optiques, etc., qui peuvent être employés pour transmettre les données. Par exemple, les réseaux de transmission

à fibre optiques permettent à transmettre un grand volume de données (ordres de Mb/s) de point à point avec une fiabilité très élevée et un taux d'erreur inférieur.

### 3. Méthode de localisation de défaut utilisée

La Figure 6.2 montre le schéma équivalent d'une ligne de transport en défaut 'à une distance 'm' du terminal 'S'.



**Figure 6.2** : Schéma équivalent d'une ligne en défaut.

A partir de la figure (6.2) on a :

Au relais S :

$$V_F = V_S - I_{FS} \cdot m \cdot Z_L \quad (6.1)$$

Au relais R :

$$V_F = V_R - I_{FR} \cdot (L - m) \cdot Z_L \quad (6.2)$$

Les équations (6.1) et (6.2) sont modifiés en utilisant l'impédance caractéristique de la ligne  $Z_0$  et le constant de propagation de la ligne  $\gamma$ .

Au relais S :

$$V_F = \cosh(\gamma \cdot m) \cdot V_S - Z_C \cdot I_S \cdot \sinh(\gamma \cdot m) \quad (6.3)$$

Au relais R :

$$V_F = \cosh(\gamma \cdot (L - m)) \cdot V_R - Z_C \cdot I_R \cdot \sinh(\gamma \cdot (L - m)) \quad (6.4)$$

On a:

$$\cosh(x) = \frac{e^x + e^{-x}}{2} \quad (6.5)$$

$$\sinh(x) = \frac{e^x - e^{-x}}{2} \quad (6.6)$$

on utilise les deux expressions (6.5) et (6.6), les équations (6.3) et (6.4) deviennent comme suite:

$$V_F = \frac{e^{\gamma m}}{2} (V_S - Z_c I_S) + \frac{e^{-\gamma m}}{2} (V_S + Z_c I_S) \quad (6.7)$$

$$V_F = \frac{e^{\gamma(L-m)}}{2} (V_R - Z_c I_R) + \frac{e^{\gamma(L-m)}}{2} (V_R + Z_c I_R) \quad (6.8)$$

A partir des équations (6.4) et (6.5) on peut définir la distance de défaut comme suite :

$$m = \frac{\ln N/M}{2\gamma} \quad (6.9)$$

Avec :

$$N = \frac{e^{\gamma L}}{2} (Z_c I_R - V_R) + \frac{1}{2} (V_S + Z_c I_S) \quad (6.10)$$

$$M = \frac{e^{-\gamma L}}{2} (Z_c I_R + V_R) + \frac{1}{2} (Z_c I_S - V_S) \quad (6.11)$$

#### 4. Evaluation des performances de la méthode

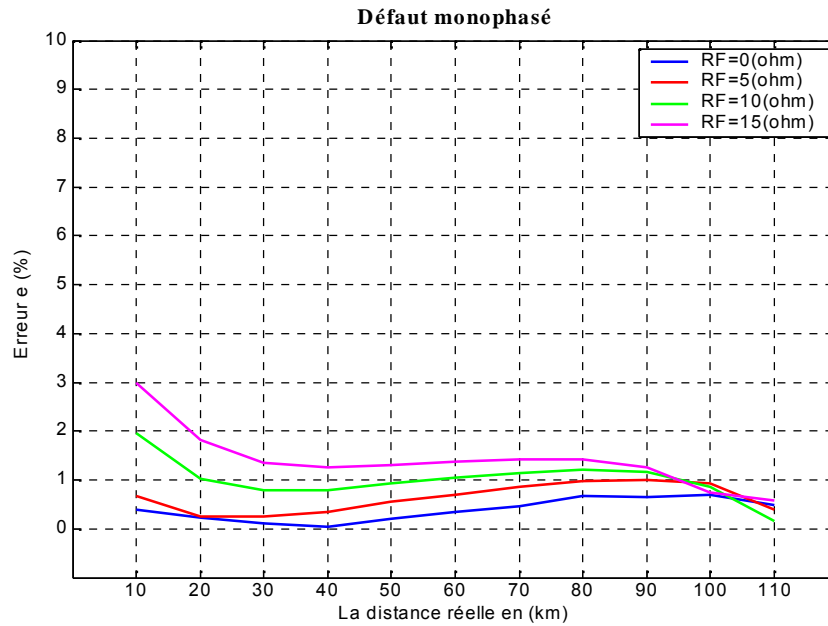
##### 4.1 Défaut monophasé (phase « a » à la terre) :

Le tableau 6.1 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé  $X(\text{km})$  et l'erreur de localisation  $e(\%)$  en fonction de l'endroit réel de défaut  $m(\text{km})$  respectivement pour les différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	9,53	0,39	10,81	0,67	12,34	1,95	13,59	2,98
20	19,71	0,24	20,31	0,25	21,23	1,02	22,16	1,81
30	29,87	0,11	30,32	0,26	30,95	0,79	31,64	1,36
40	39,93	0,05	40,42	0,35	40,96	0,80	41,53	1,27
50	50,24	0,20	50,66	0,55	51,11	0,92	51,58	1,31
60	60,41	0,34	60,83	0,69	61,25	1,04	61,66	1,38
70	70,57	0,47	71,02	0,85	71,37	1,14	71,72	1,43
80	80,82	0,68	81,19	0,98	81,47	1,22	81,72	1,43
90	90,79	0,65	91,21	1,01	91,41	1,17	91,53	1,27
100	100,83	0,69	101,11	0,92	101,03	0,85	100,91	0,75
110	110,58	0,48	110,48	0,40	109,79	0,17	109,30	0,58

**Tableau 6.1 :** L'endroit du défaut calculé  $X$  (km) et l'erreur de localisation  $e(\%)$  en fonction de la résistance de défaut  $R_f$  et l'endroit réel  $m$  (km).

La figure 6.1 montre les erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km) pour différents valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .



**Figure 6.1** Erreurs de localisation  $e$  (%), en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

A partir des résultats obtenus on remarque que pour un défaut monophasé cette méthode donne des résultats acceptables pour les différentes valeurs de la résistance du défaut. Pour des endroits situés aux milieux de la ligne on a enregistré des erreurs acceptables ne dépassent pas 1.5% pour les différentes valeurs de la résistance du défaut.

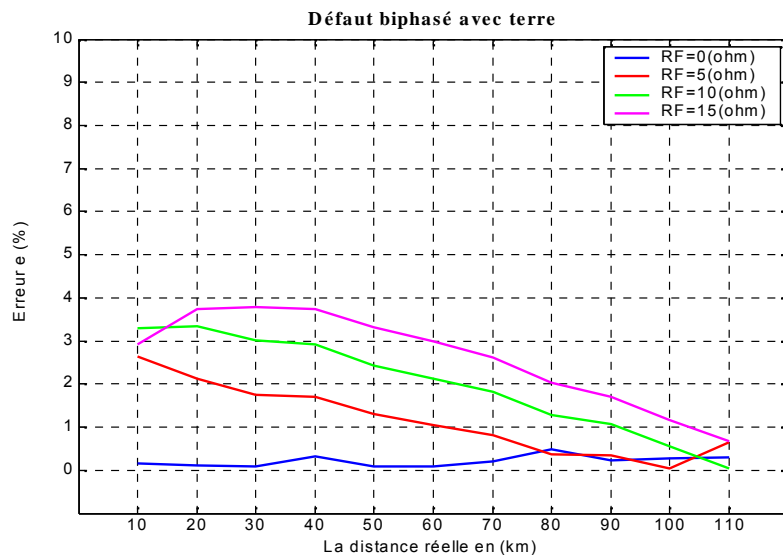
#### 4.2. Défaut biphasé avec terre (a-b-terre) :

Le tableau 6.2 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé  $X$ (km) et l'erreur de localisation  $e$  (%) en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km) respectivement pour les différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$ .

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	10,21	0,17	13,16	2,63	13,97	3,30	13,50	2,92
20	20,15	0,12	22,56	2,13	24,01	3,34	24,50	3,75
30	30,10	0,08	32,10	1,75	33,63	3,02	34,54	3,78
40	40,40	0,33	42,06	1,71	43,50	2,91	44,50	3,75
50	50,12	0,10	51,56	1,30	52,93	2,44	53,98	3,32
60	59,90	0,08	61,26	1,05	62,56	2,13	63,58	2,98
70	69,75	0,21	70,98	0,81	72,19	1,82	73,14	2,61
80	79,41	0,49	80,46	0,38	81,55	1,29	82,44	2,03
90	89,72	0,23	90,42	0,35	91,29	1,07	92,06	1,71
100	99,66	0,28	99,93	0,05	100,66	0,55	101,40	1,16
110	109,62	0,31	109,22	0,65	110,04	0,03	110,81	0,67

**Tableau 6.2 :** L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de la résistance du défaut  $R_f$  et l'endroit réel m (km).

La figure 6.2 montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .



**Figure 6.2** Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$ .

D'après les résultats obtenus on remarque que pour une faible résistance du défaut on obtient des meilleurs résultats concernant la localisation du défaut, pour des endroits situés au bout de ligne l'erreur est plus remarquable et commence à s'améliorer lorsque l'endroit du défaut s'approche de l'extrémité de la ligne.

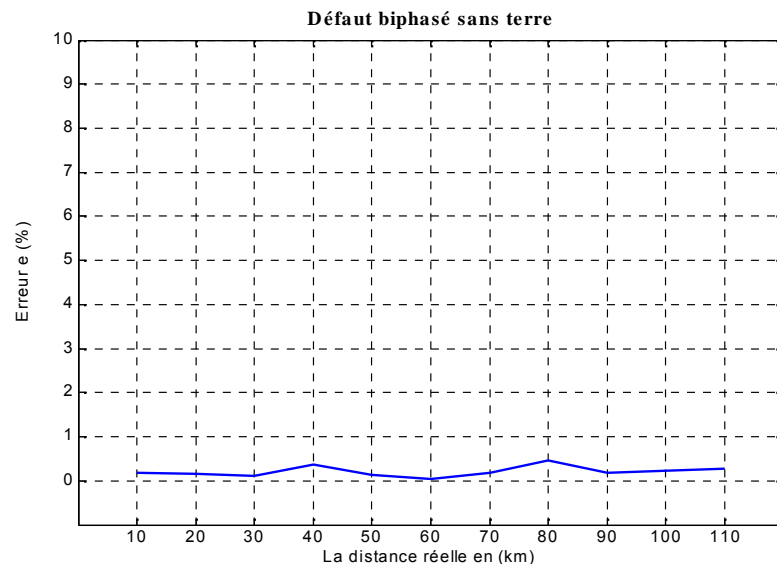
### 4.3. Défaut biphasé sans terre (phase « a-b ») :

Le tableau 6.3 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé X(km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de l'endroit réel du défaut m(km) respectivement.

m (km)	X (km)	e (%)
10	10,23	0,19
20	20,18	0,15
30	30,13	0,11
40	40,46	0,38
50	50,16	0,13
60	59,95	0,04
70	69,77	0,19
80	79,44	0,46
90	89,77	0,19
100	99,72	0,23
110	109,68	0,27

**Tableau 6.3 :** L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de l'endroit réel m (km).

La figure 6.3 montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km)



**Figure 6.3** Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km)

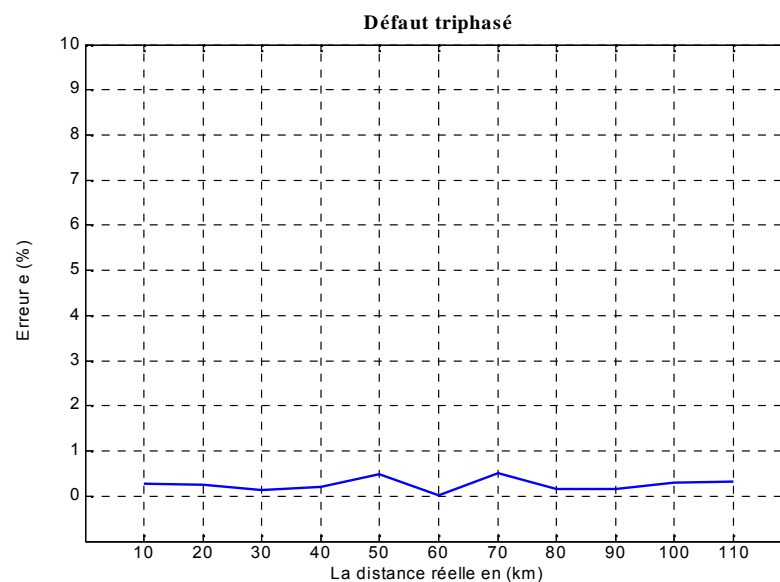
Pour un défaut biphasé sans terre les résultats obtenus montrent que pour tous les endroits du défaut on obtient des meilleurs résultats concernant la localisation du défaut acceptable par rapport aux autres types des défauts.

Le tableau 6.4 représente les valeurs de l'endroit du défaut calculé X(km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de l'endroit réel du défaut m(km) respectivement pour les différentes valeurs de la résistance du défaut  $R_f$

m (km)	$R_f = 0$		$R_f = 5$		$R_f = 10$		$R_f = 15$	
	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)	X (km)	e (%)
10	10,33	0,27	10,33	0,27	10,33	0,27	10,33	0,27
20	20,30	0,25	20,30	0,25	20,30	0,25	20,30	0,25
30	30,16	0,13	30,16	0,13	30,16	0,13	30,16	0,13
40	39,76	0,20	39,76	0,20	39,76	0,20	39,76	0,20
50	50,58	0,48	50,58	0,48	50,58	0,48	50,58	0,48
60	59,98	0,01	59,98	0,01	59,98	0,01	59,98	0,01
70	69,39	0,51	69,39	0,51	69,39	0,51	69,39	0,51
80	80,20	0,16	80,20	0,16	80,20	0,16	80,20	0,16
90	89,80	0,16	89,80	0,16	89,80	0,16	89,80	0,16
100	99,65	0,29	99,65	0,29	99,65	0,29	99,65	0,29
110	109,61	0,32	109,61	0,32	109,61	0,32	109,61	0,32

**Tableau 6.4** : L'endroit du défaut calculé X (km) et l'erreur de localisation e(%) en fonction de la résistance de défaut  $R_f$  et l'endroit réel m (km)

La figure 6.4 montre les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut m (km)



**Figure 6.4** Erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel du défaut m (km)

Pour ce type de défaut les résultats obtenus montrent que pour tous les endroits du défaut on obtient des meilleurs résultats, ce type de défaut ne dépend pas de la résistance du défaut.

## **Conclusion**

Dans ce chapitre une nouvelle approche de localisation de défaut dans les lignes de transport a été présentée, cette méthode est basée sur l'utilisation des mesures de la composante fondamentale des signaux des courants et des tensions, cette méthode exige la connaissance synchronisé des données entre les deux extrémités de la ligne, les résultats obtenus ont prouvé une exécution satisfaisante et une précision acceptable pour tout les différent type de défaut, pour cette méthode on remarque bien que la résistance du défaut influe aussi sur l'évaluation de l'endroit du défaut.

## *Chapitre 7*

# *Etude comparative entre les méthodes de localisation des défauts utilisées*

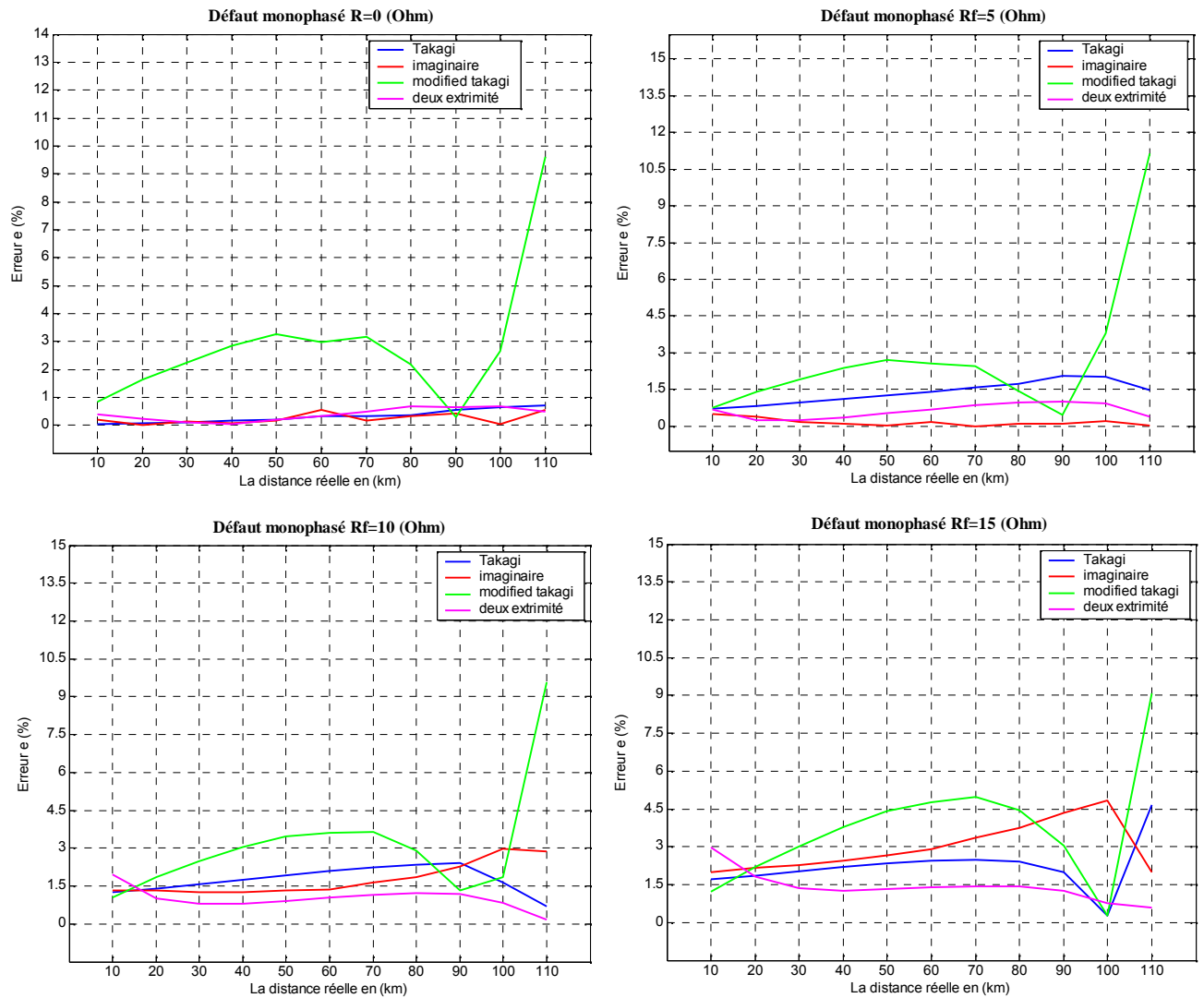
### **1. Introduction**

Dans ce chapitre nous allons faire une étude comparative entre les quatre méthodes utilisées dans ce mémoire pour la localisation des défauts.

1. Méthode basé sur l'Utilisation de l'imaginaire de la composante fondamentale des signaux en utilisant les données d'une seule extrémité.
2. Méthode de « TAKAGI ».
3. Méthode modifiée de TAKAGI « MODIFIED TAKAGI METHOD 'MTM' » basé sur l'utilisation de courant homopolaire avec un angle de correction .
4. Méthode utilisant les données des deux extrémités.

## 2. Défauts monophasés

La Figure 7.1 représente les erreurs de localisation  $e$  (%) pour les quatre méthodes utilisées en fonction de l'endroit réel du défaut  $m$  (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$

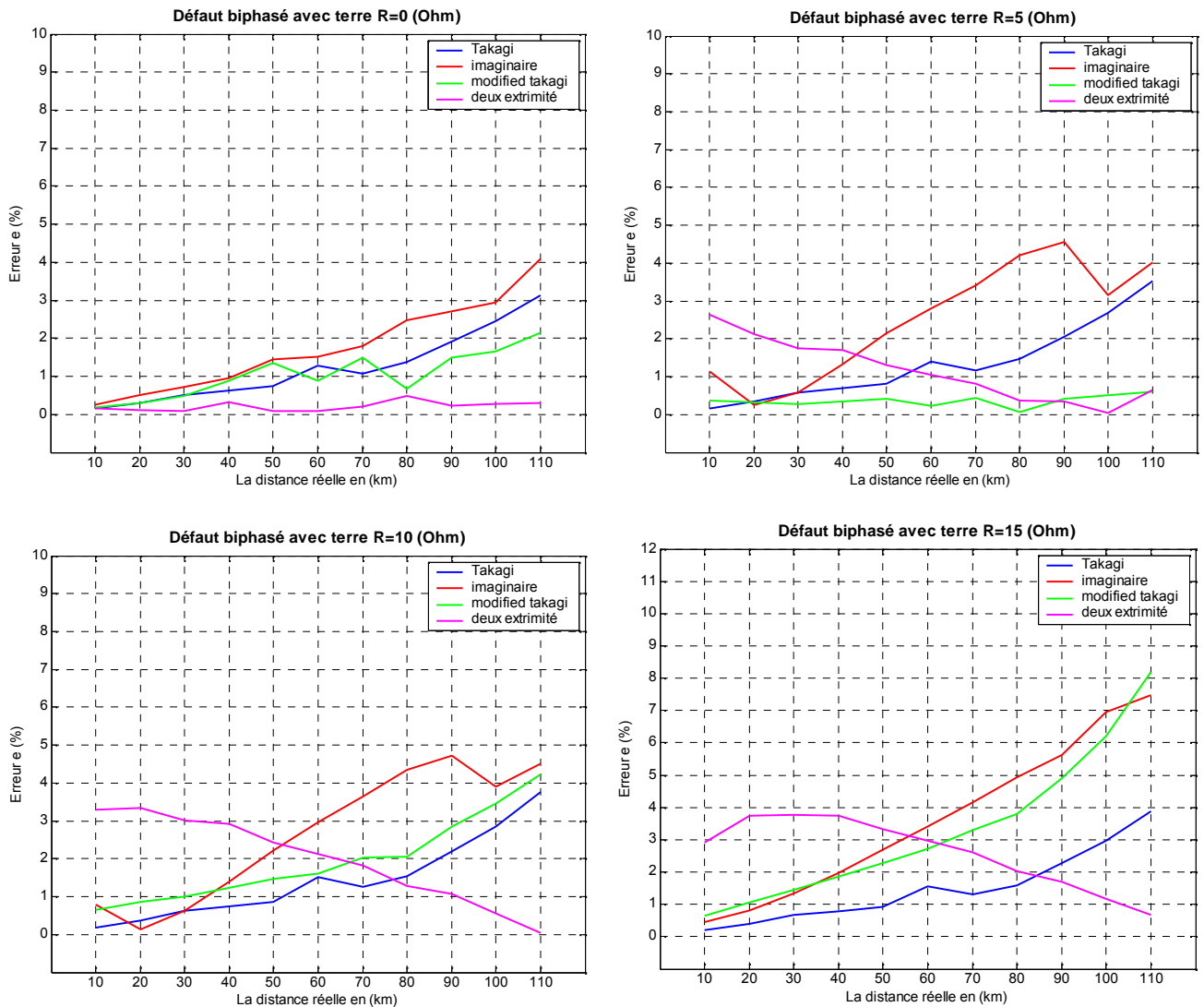


**Figure 7.1** : Erreurs de localisation  $e$  (%) pour les quatre méthodes utilisées en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km) avec des différentes valeurs de  $R_f$ .

Pour un défaut monophasé à la terre on remarque que les trois méthodes (TAKAGI, Imaginaire, l'utilisation des données des deux extrémités) ont donnés de bons résultats avec des degrés de précision défèrent pour déférentes valeurs de la résistance de défaut et surtout avec la méthode qui utilise les données des deux extrémités de la ligne où l'erreur ne dépasse pas 3%, pour la méthode de « MODIFIED TAKAGI » on a enregistré une erreur de 9% à la fin de la ligne.

### 3. Défauts biphasés avec terre

La Figure 7.2 représente les erreurs de localisation  $e$  (%) pour les quatre méthodes utilisées en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut  $R_f$

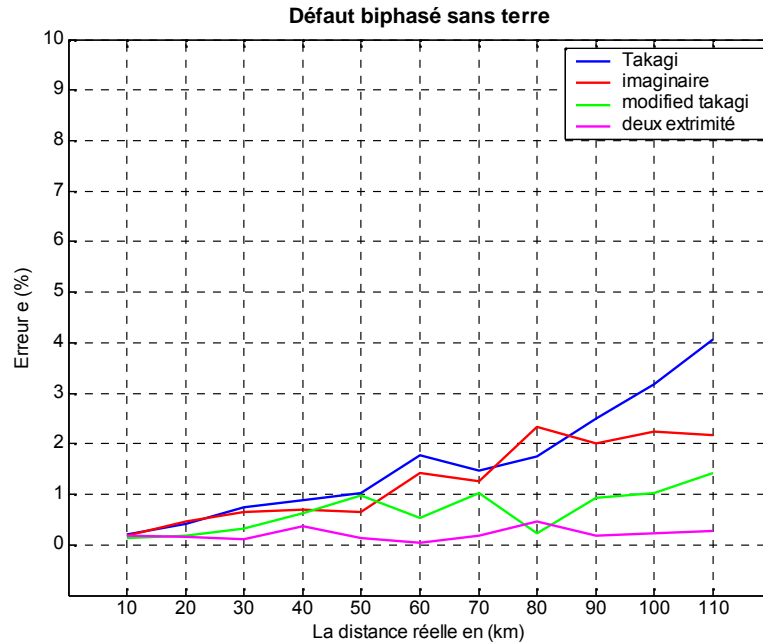


**Figure 7.2** : Erreurs de localisation  $e$  (%) pour les quatre méthodes utilisées en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km) pour les différentes valeurs de  $R_f$ .

Pour un défaut biphasé à la terre on remarque que la résistance du défaut influe sur l'erreur de la localisation pour les trois méthodes, l'erreur atteint 8% pour une résistance de défaut de 15  $\Omega$ , sauf la méthode qui utilise les données des deux extrémités de la ligne qui donne de bons résultats par rapport aux autres méthodes et l'erreur ne dépasse pas 4% pour différents résistances de défaut.

#### 4. Défauts biphasés sans terre

La Figure 7.3 représente les erreurs de localisation  $e$  (%) pour les quatre méthodes utilisées en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)

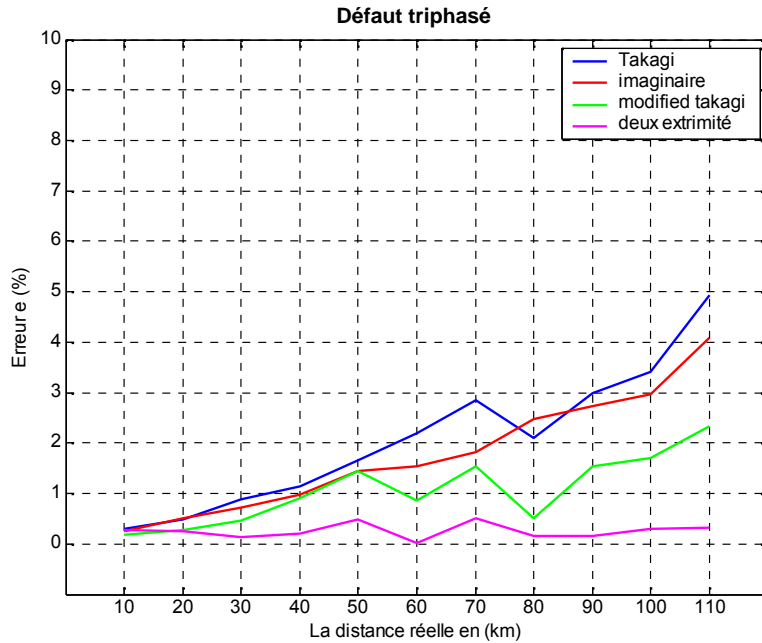


**Figure 7.3 :** Erreurs de localisation  $e$  (%) pour les quatre méthodes utilisées en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km).

Pour un défaut biphasé sans terre les quatre méthodes ont donné de bons résultats avec les degrés de précision différents qui ne dépassent pas 4%, et surtout pour la méthode qui utilise les données des deux extrémités de la ligne qui donne des résultats très précise par rapport aux autres méthodes et l'erreur ne dépasse pas 1%.

## 5. Défaut triphasé

La Figure 7.4 représente les erreurs de localisation  $e$  (%) pour les quatre méthodes utilisées en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km)



**Figure 7.4 :** Erreurs de localisation  $e$  (%) pour les quatre méthodes utilisées en fonction de l'endroit réel de défaut  $m$  (km) pour les différentes valeurs de  $R_f$ .

On remarque que les deux méthodes de localisation (qui utilisent les données des deux extrémités de la ligne et la méthode de TAKAGI modifiée) ont donné de bons résultats par rapport aux autres méthodes où on voit que l'erreur augmente à la fin de la ligne et atteint 5%.

## 6. Conclusion

Dans ce dernier chapitre une étude comparative est faite entre les quatre méthodes utilisées dans la localisation de défaut dans les lignes de transport d'énergie à très haute tension. Cette étude a permis d'identifier les avantages et les performances de chaque algorithmes :

- Pour le premier algorithme qui se base sur l'utilisation de l'imaginaire de la composante fondamentale des signaux nous avons obtenu des résultats satisfaisants même si nous avons enregistré des erreurs due à la résistance de défaut
- l'algorithme de « TAKAGI » qui utilise les mesures de la composante fondamentale des signaux des courants et des tensions d'une seule extrémité de la ligne donne de résultats acceptable qui ne dépassent pas 5%.
- Pour l'algorithme de « TAKAGI Modifié » qui utilise le courant homopolaire avec un angle de correction « » on a enregistré des résultats acceptable pour le défaut biphasé sans terre et triphasé mais cette méthode dépend toujours à la résistance et à l'endroit de défaut.
- L'utilisation des données des deux extrémités de la ligne donne de meilleurs résultats avec une précision dans la localisation de défaut différente pour chaque type de défaut, Cette méthode présente de nombreux avantages car on n'a pas besoin de déterminer le type de défaut. mais elle nécessite investissement élevé pour assurer le moyen de communication afin d'obtenir la synchronisation des données des deux extrémités de la ligne.

## *Conclusion générale*

Le but général de cette thèse est de développer des nouvelles méthodes de classification et de localisation des défauts dans les lignes de transport à très haute tension qui peuvent résoudre les problèmes qui affectent la stabilité des réseaux électriques. À cette fin, différentes méthodes et algorithmes de classification et de localisation ont été développés dans cette thèse pour obtenir une meilleure évaluation de l'endroit de défaut selon les données d'une seule ou des deux extrémités de la ligne. Ce travail a été développé suivant cinq étapes séquentielles.

Dans la première partie une présentation des généralités sur les défauts électriques ces origines, leurs types, ces effets et ces conséquences avec bref aperçu Les principes types de protection, suivi d'une étude sur les différents types des relais qui existent et les principaux organes du relai numérique.

La deuxième partie présente une étude théorique sur les méthodes de classification des défauts utilisées dans cette thèse. Les deux méthodes ont été évaluées par l'intermédiaire de la simulation numérique d'un réseau de 400kv en utilisant le logiciel « MATLAB-SIMULINK ». Les résultats obtenus confirment la validité et l'efficacité de ces méthodes proposées.

Dans la troisième partie trois algorithmes qui utilisent les données d'une seule extrémité de la ligne ont été proposés. Le premier algorithme utilise les mesures des valeurs de la composante fondamentale des signaux. Le deuxième algorithme méthode a été discuté dans la littérature par « TAKAGI » qui utilise le courant de superposition  $\Delta I_S$  et le courant du pré-défaut. Le troisième algorithme c'est une modification de la méthode de « takagi » basé sur l'utilisation du courant homopolaire avec un angle de correction afin de l'utiliser dans un système déséquilibré, Les résultats de simulation ont prouvé une exécution satisfaisante et une précision acceptable pour les trois méthodes utilisées.

Dans la quatrième partie une nouvelle approche qui utilise les données des deux extrémités de la ligne est proposée, Les résultats montrent que l'algorithme donne de bons résultats avec une erreur de localisation très faible par rapport au celle qui utilise les données d'une seule extrémité de la ligne.

Dans la cinquième partie, une étude comparative est faite entre les algorithmes qui utilisent les données des deux terminaux et les algorithmes qui utilisent les données d'un seul terminal. Les résultats montrent que pour tous les types de défauts et les différentes valeurs de la résistance du défaut, l'algorithme utilisant deux données a une performance prometteuse par rapport aux algorithmes utilisant une seule donnée. Cependant, le dernier a la supériorité commerciale due aux exigences supplémentaires des localisateurs de défaut à deux données, telle que la synchronisation des mesures et le moyen de communication.

# Annexes

## 2.0 I. La transformée de FOURIER

### 1.1. Introduction

Nous devons nos connaissances du traitement du signal en majeure partie au Baron Joseph FOURIER (Auxerre 1768 – Paris 1830) qui, en étudiant la propagation de la chaleur, découvrit les séries trigonométriques dites séries de FOURIER. Il améliora ce puissant outil mathématique pour l'appliquer à tout type de signal. Depuis une trentaine d'années seulement, les outils électroniques ont permis de mettre en application ces formules mathématiques, grâce notamment aux américains COOLEY et TUKEY. Ils ont donné naissance à l'algorithme de calcul de la FFT (Fast Fourier Transform) que l'on retrouve dans la plupart des analyseurs du marché.

### 1.2. Théorème de Fourier

Toute fonction continue est décomposable en série de FOURIER. Si de plus cette fonction est périodique de  $T$ , le nombre de termes de la décomposition est fini. On peut alors écrire la fonction comme une somme de sinus (ou de cosinus)

$$f(t) = A_0 + A_1 \sin(2\pi t/T) + A_2 \sin(4\pi t/T) + \dots + A_n \sin(2\pi t/T)$$

Où  $A_i$  est le coefficient de la série de FOURIER à la fréquence  $f_i = i/T$ .

Dans la pratique cela veut dire que l'on peut décomposer notre fonction comme une somme de sinus (cosinus) de périodes multiples de la période de base de notre fonction. Les coefficients représentent alors le niveau "énergétique de chacune des fréquences élémentaires".

L'application principale de l'analyse FFT est donc la mise en évidence des périodicités. Cette extension de capacité du calcul de la FFT, qui n'est pas naturelle pour ce type de signal, appelle à la plus grande prudence dans l'interprétation des résultats.

La transformée de FOURIER est une des méthodes pour représenter un phénomène temporel dans le domaine fréquentiel. Cette représentation fréquentielle est une image parmi d'autres possibles du phénomène étudié. La compréhension de la FFT aide cependant à mieux les comprendre.

### 1.3. La forme discrète de l'équation

Soit un signal  $i(t)$ , ce signal peut s'écrire sous une forme discrète de la façon suivante :

$$i(k) = i_0 e^{(-kT_s/\tau)} + i_1 \cos(k\Delta T + \phi_1) + \sum_{m=2}^{\infty} i_m \cos(mk\Delta T) + \varepsilon(k)$$

Où  $k$  représente le temps discret.

$$T_s = T_{cycle} / N \qquad \Delta T = 2\pi / N$$

$N$  est le nombre des échantillons dans un cycle.

Les parties réelles et imaginaires de la composante fondamentale sont données par les expressions suivantes en utilisant la transformée de FOURIER

$$I_{re}^{(1)}(k) = \frac{2}{N} \sum_{l=1}^N i(k - N + l) \cos(l\Delta T)$$

$$I_{im}^{(1)}(k) = \frac{-2}{N} \sum_{l=1}^N i(k - N + l) \sin(l\Delta T)$$

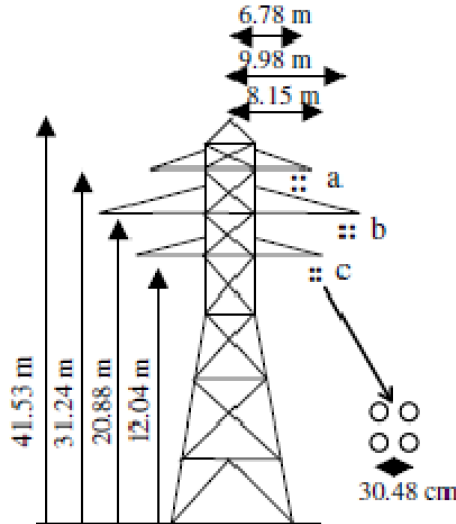
Où

$I_{re}$  : est la partie réelle de la composante fondamentale.

$I_{im}$  : est la partie imaginaire de la composante fondamentale.

## 2. Configuration géométrique et caractéristique de la ligne

La ligne de 400kv supportée par un pylône de ternes dont la configuration géométrique est représentée sur la figure A1.les caractéristiques de la ligne sont regroupées sur le tableau A1.



**Figure A.1** : Configuration géométrique de la ligne au niveau du pylône.

Nombre de conducteurs par phase.	4
Résistivité des conducteurs de phase.	$3,2 \cdot 10^{-8}$ m
Nombre effectif de brins dans un conducteur de phase.	54
Diamètre d'un brin du conducteur de phase.	0,32 cm
GMD pour les 4 conducteurs de phase.	30,94cm
Nombre de câble de garde.	1
Résistivité de câble de garde.	$2,69 \cdot 10^{-8}$ m
Nombre effectif de brins dans le câble de garde.	54
Diamètre d'un brin du câble de garde.	0,32 cm
Diamètre extérieur du câble de garde.	2,86 cm
Résistivité du sol.	100

**Tableau A1** : Caractéristiques électrique de la ligne de transport.

### 2.2. Paramètre de la ligne :

La matrice résistance :

$$R = \begin{bmatrix} 0.060248 & 0.046591 & 0.047020 \\ 0.046591 & 0.061259 & 0.047550 \\ 0.047020 & 0.047550 & 0.062166 \end{bmatrix} \frac{\Omega}{\text{km}}$$

La matrice inductance :

$$L = \begin{vmatrix} 1,74786 & 0,90070 & 0,07843 \\ 0,90070 & 1,74408 & 0,93390 \\ 0,07843 & 0,93390 & 1,74089 \end{vmatrix} \frac{mH}{Km}$$

La matrice capacité :

$$C = \begin{vmatrix} 10,1369 & -2,63690 & -0,9565 \\ -2,63690 & 11,31178 & -2,49152 \\ -0,95691 & -2,49152 & 11,88022 \end{vmatrix} \frac{nF}{Km}$$

Impédance directe :  $Z_{IL} = 0.011 + j0.2752 \quad /km.$

Impédance homopolaire :  $Z_{OL} = 0.1523 + j1.09 \quad /km.$

Capacité directe :  $C_{IL} = 13,22 \cdot 10^{-9} \text{ F/Km.}$

Capacité homopolaire :  $C_{OL} = 7,07 \cdot 10^{-9} \text{ F/Km.}$

## *Bibliographie*

- [1] P. Carrive, "Structure et planification, Réseau de distribution "Techniques de l'ingénieur, traité Génie électrique, 1990.
- [2] Thompson Adu "Design And Implementation Of A High Speed And Dependable Microprocessor Based Relay For Transmission Line Protection" *Ph.D. Dissertation 1993, University of Saskatchewan, Canada.*
- [3] Cong Duc PHAM " Détection et localisation de défauts dans les réseaux de distribution HTA en présence de génération d'énergie dispersée" *Doctorat 19 septembre 2005.*
- [4] Ibrahim Farhat " Fault Detection, Classification and Location in Transmission Line Systems Using Neural Networks" *Ph.D. Dissertation mars 2003, Concordia University Montreal, Quebec, Canada..*
- [5] Mohammed Mostafa Tawfik, "Computer Algorithms and Applications For Fault Location On Transmission Line" *Ph.D. Dissertation 2000 Kansas State University.*
- [6] Tamer Kawady, Jürgen Stenzel, "A Practical Fault Location Approach for Double Circuit Transmission Lines Using Single End Data" *IEEE Power Delivery, vol. 18, no. 4, Oct. 2003.*
- [7] Tamer Kawady, Jürgen Stenzel, "**Investigation of practical problems for digital fault location algorithms based on EMTP simulation**" *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES Oct. 2002 Volume: 1, On page(s): 118- 123*
- [8] Fadhel Abbas Albasri " Impact Of Shunt-Flexible AC Transmission System (FACTS) On Distance Based Transmission Line Protection " *Ph.D. Dissertation 2007, University of Western Ontario, Canada.*
- [9] Ibrahim Farhat " Fault Detection, Classification and Location in Transmission Line Systems Using Neural Networks" *Ph.D. Dissertation mars 2003, Concordia University Montreal, Quebec, Canada.*
- [10] Tamer Amin Said Kawady "Fault Location Estimation in Power Systems " *Ph.D. Dissertation Dec 2004, University Darmstadt.*
- [11] Mehrdad Vatani " A Voltage Only Method For Estimating The Location Of Transmission Faults" *Ph.D. Dissertation December 2006 The University of Texas at Austin.*

- 
- [12] T. Adu, "A new transmission line fault locating system," *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 16, pp. 498–503, Oct. 2001.
- [13] Hung Manh Tran and Henry Akyea "Numerical Distance Protection Relay Commissioning and Testing" *Master of Science October 2005*, Chalmers University of Technology Göteborg, Sweden.
- [14] Bahmed Mohamed "Introduction à la Protection numérique dans les lignes HT et THT" pfe 2002, USTO
- [15] Sandro Gianni Aquiles Perez "Modeling Relays For Power System Protection Studies" *Ph.D. Dissertation Juilly 2006*, University of Saskatchewan, Canada
- [16] Claude CORROYER et Pierre DUVEAU, Technique d'ingénieur D 4805 "Protection des réseaux de transport et de répartition"
- [17] Fathima Zahra "Artificial Neural Network Approach to **Transmission Line Relaying**" *Master of Science September 1998*, Memorial University of Newfoundland, Canada
- [18] **Zhixiong Gong** "New " Repeated Replay " Methodology For Protective Relay Testing In Electrical Power System" *Ph.D. Dissertation may 1996*, Texas A&M University.
- [19] Bouthiba Tahar "Contribution au Développement de Nouvelles Techniques pour la Protection des lignes de Transport à THT Contre les surtensions de manœuvre et les défauts électriques" *Thèse doctorat 2004*, USTO.
- [20] Harjinder Singh Sidhu «High Speed Digital Protection of EHV Transmission Lines Using Travelling Waves" *Masters of Science avril 2004*, University of Saskatchewan, Canada.
- [21] Logiciel Matlab-Simulink, Toolbox, version 6.5 et 7.8
- [22] ZhQ. Zhang *et al.*, "Transmission line fault location for phase-to-earth using one terminal data," *Proc. Inst. Elect. Eng.—Gen., Transm. Dist.*, vol. 146, no. 2, pp. 121–125, Mar. 1999.
- [23] D. Novosel, D. Hart, E. Udren and J. Garitty, "Unsynchronized two-terminal fault location estimation", *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol. 11. No. 1, Jan. 1996, pp. 130-138.
- [24] Waikar D.L; Elangovan S; Liew A. C "Further enhancements in the symmetrical components based improved fault impedance estimation method Part I. Mathematical modeling" *Electric power systems research 1997*, vol. 40, n°3, pp. 189-194.

- [25] Waikar D.L; Elangovan S; Liew A. C “Further enhancements in the symmetrical components based improved fault impedance estimation method Part II. Performance evaluation” *Electric power systems research 1997, vol. 40, n°3, pp. 195-201.*
- [26] Liao, Y. Elangovan, S. « Improved symmetrical component-based fault distance estimation for digital distance protection » *IEE Proc. -Gerzer. Transin. Disrrib., Vol. 145. No. 6, November 1998*
- [27] Johns, A.T. Jamali, S. “Accurate fault location technique for power transmission lines” ***Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C Nov 1990 Volume: 137, Issue: 6 page : 395-402.***
- [28] D.A. Tziouvaras, J. Roberts, G. Benmouyal, “New Multi-Ended Fault Location Design For Two- or Three-Terminal Lines,” *CIGRE Technical Conference, February, 2000.*
- [29] J. Izykowski, R. Molag, E. Rosolowski and M. M. Saha, “Accurate location of faults on power transmission lines with use of two-end unsynchronized measurements” *IEEE Trans. Power Delivery, VOL. 21, pp. 627-633, April 2006.*
- [30] Technique d’ingenieur. Genie électrique « *les composantes symétriques* ».
- [31] G. Sudha\* , T. Basavaraju “A comparison between different approaches for fault classification in transmission line”, *International Conference on Information and Communication Technology in Electrical Sciences (ICTES 2007).*
- [32] C. Sharma, et F. Castellanos ,“ Remote Fault Estimation and Thevenin Impedance Calculation from Relays Event Reports” *IEEE Electrical and Computer Engineering.*
- [33] Thompson Adu, “An accurate fault classification technique for power system monitoring devices” *IEEE transactions on power delivery, vol. 17, no. 3, july 2002.*
- [34] Yongli li “ Identification algorithms, fault selectors and tracking of states for digital relays”, *thèse doctorat 1993 Université libre de Bruxelles*
- [35] Joe-Air Jiang, Jun-Zhe Yang, Ying-Hong Lin, Chih-Wen Liu “An Adaptive PMU Based Fault Detection/Location Technique for Transmission Lines Part I: Theory and Algorithms” *IEEE transactions on power delivery, vol. 15, no. 2, april 2000.*
- [36] Maher M. I. Hashim, Hew Wooi Ping, V. K. Ramachandaramurthy “Impedance-Based Fault Location Techniques for Transmission Lines”
- [37] Ying-Hong Lin, Chih-Wen Liu, “A New Fault Locator for Three-Terminal Transmission Lines—Using Two-Terminal Synchronized Voltage and Current Phasors”, *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 17, NO. 2, APRIL 2002.*

- 
- [38] D. Ouahdi, R. Ladjeroud, and I. Habi “An approach in the Improvement of the Reliability of Impedance Relay” *Proceedings of world academy of science, engineering and technology volume 30 july 2008*.
- [39] Ching-Shan Chen and Chih-Wen Liu “fast and accurate fault detection/location algorithms for double-circuit/three terminal lines using phasor measurement units” *Journal of the Chinese Institute of Engineers, Vol. 26, No. 3, pp. 289-299 (2003)*.
- [40] Ching-Shan Chen, “Three-Terminal Transmission Line Protection Using Synchronized Voltage and Current Phasor Measurements” IEEE 2002.
- [41] Kai-Ping Lien, Joe-Air Jiang, Ching-Shan Che “A Novel Fault Location Algorithm for Multi-Terminal Lines Using Phasor Measurement Units”.
- [42] A. L. Dalcastagne and S. L. Zimath “A Study About the Sources of Error of Impedance-Based Fault Location Methods” IEEE 2009.
- [43] Chih-Wen Liu, Kai-Ping Lien, Ching-Shan Chen A Universal Fault Location Technique for N 3Terminal”, *Transmission Lines IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 23, NO. 3, JULY 2008*.
- [44] E. M. Tag Eldin, Gilany, Abdelaziz D. K. Ibrahim, “An accurate fault location scheme for connected aged cable lines in double-fed systems” *Electrical Engineering (2006)*.

## **Classification et Localisation Des Défaits Dans Les Lignes De Transport à THT En Temps Réel**

### **Résumé**

Ces dernières années les systèmes d'alimentation d'énergie électrique ont connus un grand développement dû à l'augmentation en consommation des clients en énergie électrique. Ce développement est représenté par la création de nouveaux systèmes de transport d'énergie assurés par des lignes à très haute tension (THT). Ces lignes sont soumises à plusieurs types de défaut qui sont provoqués par les orages, la foudre, les courts-circuits provoqués par d'autres objets externes. Dans la plupart des cas, les défauts électriques se manifestent par des dégâts mécaniques, qui doivent être réparés avant de renvoyer la ligne au service. La restauration peut être expédiée si l'endroit de défaut est connu ou peut être estimé avec une exactitude raisonnable.

L'objectif de cette thèse est de trouver de nouvelles méthodes de classification et de localisation des défauts dans les lignes de transport d'énergie électrique à très haute tension (THT) en temps réel afin de résoudre les problèmes qui affectent la stabilité et la qualité de service fournis aux clients. Pour atteindre ces objectifs, nous proposons deux méthodes de classification :

- ❖ 1<sup>ère</sup> méthode basée sur l'utilisation des composantes symétriques.
- ❖ 2<sup>ème</sup> méthode basée sur l'utilisation des mesures de la composante fondamentale des signaux des courants avant et pendant le défaut.

Nous proposons aussi quatre méthodes de localisation des défauts en utilisant les mesures d'une seule et des deux extrémités de la ligne.

Finalement les performances de ces méthodes sont évaluées à l'aide de la simulation numérique d'une ligne de 120km supposées entre deux sources de tension de 400kv en utilisant le logiciel « MATLAB-SIMULINK ». Les résultats obtenus montrent bien que l'utilisation des données des deux extrémités de la ligne donne de meilleurs résultats concernant l'estimation de lieu de défaut qui dépend tjrs de l'endroit et de la résistance de défaut.

**Mots-clés :** Lignes à très haute tension, défaut électrique, Classification, Localisation de défaut, la simulation numérique.

## لتصنيف و تحديد الخلل في خطوط نقل الطاقة الكهربائية ذات الضغط العالي في الوقت

:

في السنوات الأخيرة أنظمة التزود بالطاقة الكهربائية عرفت تطورا كبيرا يعود إلى زيادة استهلاك الزبائن للطاقة الكهربائية. هذا التطور تمثل في خلق أنظمة جديدة لنقل الطاقة ضمن خطوط الضغط العالي هذه الخطوط تخضع لعدة أشكال من الخلل الصادرة عن العواصف و البر أشياء خارجية. في معظم الحالات الخلل الكهربائي يظهر على شكل أضرار ميكانيكية التي يجب إصلاحها قبل إعادة الخط إلى الخدمة. الاستعادة يمكن أن ترسل اذا عرف مكان الخلل أو مقدر مع درجة

الهدف من هذا البحث هو إيجاد طرق جديدة في تصنيف و تحديد الخلل في خطوط نقل الطاقة الكهربائية ذات الضغط العالي في الوقت الحقيقي حتى يتسنى حل المشاكل التي تأثر على نوعية الخدمة المقدمة إلى الزبائن و استقرارها. لبلوغ هذه الأهداف نقترح طريقتين للتصنيف و أربعة طرق لتحديد موقع الخلل باستعمال القيا

و أخيرا نجاعة هذه الطرق تقدر بواسطة محاكاة رقمية لخط 120 كلم موضوع بين منبعين كهربائيين ذو 400 كيلو فولط باستعمال برنامج ” النتائج المحصل عليها تبين بأن استعمال المعطيات كلا طرفي الخط تعطي نتائج أفضل فيما يخص تحديد موقع الخلل الذي يعود دائما إلى مكان و

### كلمات مفاتيح:

, الخلل الكهربائي, التصنيف, تحديد موقع الخلل, المحاكاة الرقمية .