REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA



Faculté de **T**echnologie

Mémoire de fin d'études de Master

Filière : Electrotechnique
Spécialité : Réseaux Electriques

Thème :

Localisation des Défauts dans les Réseaux de Transport d'Energie Electrique à Trois Extrémités

---

Présenté par :

Salhi Sondos

Proposé et Dirigé par :

Dr Mohamed Dine

Promotion 2025

R E M E R C I E M E N T S

Avant tout, je tiens à exprimer ma profonde gratitude à Allah, Le Tout-Puissant, pour m'avoir donné la patience, la force et la volonté d'accomplir ce travail.

*Je souhaite adresser mes sincères remerciements à mon encadrant [**Dr. Dine Mohamed]** pour sa disponibilité, ses conseils pertinents et son accompagnement tout au long de ce projet.*

*Je remercie également l'ensemble des enseignants du département de [**Génie Electrique]** pour la qualité de l'enseignement dispensé tout au long de mon parcours universitaire, ainsi que pour leur engagement et leur professionnalisme.*

J'exprime toute ma reconnaissance à ma famille, en particulier à mes parents, pour leurs prières, leur patience et leur soutien constant, et à tous mes chères sœurs.

Enfin, je n'oublie pas mes collègues, mes proches, pour leur soutien moral, leur encouragement et les moments d'entraide partagés tout au long de cette aventure.

Dédicaces

Je dédie ce travail à ma mère et mon père

À mes chères sœurs et leur enfant

Et toute la famille SALHI

A tous mes copines et mes proches

A toutes ceux qui m'ont nourri de leur savoir

Et à tous ce qui ont enseigné moi au long de ma vie scolaire

Résumé

ملخص

يعرض هذا المشروع طريقة جديدة ودقيقة لتحديد موقع الأعطال في خطوط نقل الكهرباء ذات النهايات الثلاث. يستخدم هذا الخوارزم قياسات محدودة يتم إجراؤها من طرف واحد فقط، من المحطة التي تم فيها تركيب جهاز تحديد الأعطال(FL) ، مع معلومات إضافية عن قيم التيارات الحاملة من الأجزاء البعيدة من الخط. يتم استخدام ثلاثة برامج فرعية، كل واحد منها مخصص لتحديد موقع الأعطال في جزء معين من الخط. وتُستخدم نماذج معممة للأعطال والحلقات الناتجة عنها لصياغة هذه البرامج الفرعية. يتم اختيار البرنامج الفرعي المناسب، الذي يتوافق مع العطل الحقيقي، باستخدام إجراء اختيار متعدد المعايير. وقد تم اختبار النهج المقترح من خلال محاكاة عددية باستخدام برنامج .MATLAB وأكدت نتائج الاختبارات كفاءة الأداء المتفوق للطريقة المقترحة.

الكلمات المفتاحية: تحديد موقع الأعطال، خط نقل كهربائي بثلاث نهايات.

Abstract

This work presents a new accurate fault location method for three-terminal transmission lines. The algorithm utilizes limited measurements at one-end from the bus, where the fault locator (FL) is installed with additional information on amplitudes of load currents from the remote sections. Three subroutines designated for locating faults within the respective line sections are used. Generalized models of a fault and a fault loop are used for formulating the subroutines. Selection of the valid subroutine yielding the results corresponding to the actual fault is performed with use of a multi-criteria selection procedure. The proposed approach was tested via digital simulation using MATLAB. Applied test results corroborate the superior performance of the proposed approach.

Key words: Fault location, three- transmission lines.

Résumé

Ce travaille présente une nouvelle méthode précise de localisation des défauts pour les lignes de transport d'électricité à trois terminaux. L'algorithme utilise des mesures limitées effectuées à une seule extrémité, depuis le poste où est installé le localisateur de défauts (FL), avec des informations supplémentaires sur les amplitudes des courants de charge provenant des sections distantes. Trois sous-programmes, chacun destiné à localiser les défauts dans une section spécifique de la ligne, sont utilisés. Des modèles généralisés de défaut et de boucle de défaut sont employés pour formuler ces sous-programmes. La sélection du sous-programme valide, correspondant au défaut réel, est effectuée à l'aide d'une procédure de sélection multicritère. L'approche proposée a été testée par simulation numérique à l'aide de MATLAB. Les résultats des tests appliqués confirment les performances supérieures de l'approche proposée.

Mots clés : Localisation du défaut, Ligne de transmission à trois extrémités.

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE 1

Chapitre I : Généralités Sur les Réseaux Electriques

I.1.INTRODUCTION 3
I.2. STRUCTURE DES RESEAUX ELECTRIQUES 3
I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion 3
I.2.2. Réseaux de répartition 3
I.2.3. Réseaux de distribution : 4
I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension 4
I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension 4
I.2.4. Nouveau Domaines de Tension 5
I.3. CONSTITUTION DU RESEAU DE TRANSPORT DE L'ENERGIE ELECTRIQUE 6
I.3.1. Les Lignes aériennes 6
I.3.2. Les câbles électriques souterraines 7
I.3.2.1. Câbles HT souterrains 7
I.4. LES DEFAUTS DANS LES RESEAUX : 7
I.4.1. Les différents types de défaut dans les réseaux électriques 8
I.4.1.1. Les courts-circuits 8
I.4.1.1.1. Types de court-circuit 8
I.4.1.1.2. Caractéristiques des défauts monophasés 9
I.4.1.1.3. Les effets des défauts. 9
I.4.1.1.3.1. Le bon fonctionnement des réseaux 10
I.4.1.1.3.2. La tenue diélectrique des matériels 10
I.4.1.1.3.3. La qualité de fourniture d'énergie 10
I.4.1.1.3.4. Les circuits de télécommunication 10
I.3.1.1.3.5. La sécurité des personnes 11
I.4.1.1.4. Détection et élimination des défauts 11
I.4.1.2. Les Surtension 12
I.4.1.3. Les surcharges 12
I.4.1.4. Les oscillations 12
I.4.1.5. Les déséquilibres 13
I.5.Conclusion 13

CHAPITRE II : TECHNIQUES D'ANALYSE DES DEFAUTS ELECTRIQUES

II.1. INTRODUCTION 15
II.2.TECHNIQUES UTILISEES DANS L'ANALYSE DES DEFAUTS 15

II.2.2. Echantillonnage 17
II.2.3. Méthodes utilisées dans la détection 17
II.2.4. Classification des défauts 18
II.2.4.1. Composantes symétriques 18
II.2.4.2. Transformation des composantes symétriques (TCS) 18
II.2.5. Localisation de défaut 21
II.2.5.1. Description des algorithmes de localisation 22
II.2.5.1.1. Les algorithmes basés sur la fréquence fondamentale 22
II.2.5.1.1.1. Localisation de défaut en utilisant une seule mesure par la méthode de « Takagi » 23
II.2.5.1.1.2. Algorithmes de localisation basés sur les données des deux extrémités 26
II.2.5.1.2. Les algorithmes basés sur les équations différentielles 27
II.2.5.1.3. Les algorithmes basés sur la méthode des ondes mobiles 28
II.2.6. PROTECTION 30
II.2.6.1. Protection différentielle 30
II.2.6.1.1. Protection différentielle longitudinale 30
II.2.6.1.2. Protection différentielle transversale équilibrée 31
II.2.6.2. Protection de distance 32
II.2.6.2.1. Principe de base 32
II.2.6.2.2. Diagramme d'impédance 33
II.2.6.2.3. Caractéristiques des relais de distance 34
II.2.6.2.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance 35
II.2.6.2.4.1. Zone 1 35
II.2.6.2.4.2. Zone 2 36
II.2.6.2.4.3. Zone 3 36
II.3. CONCLUSION 37
CHAPITRE III:LOCALISATION DES DEFAUTS DAN LES RESEAUX DE TRANPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE A TROIS EXTREMITES
III.1. INTRODUCTION 39
III.2. ALGORITHME DE LOCALISATION DE DEFAUT PROPOSE 40
III. 2.1. Principe 40
III.2.2. Décomposition modale 41
III.2.3. Méthodologie de la localisation de défauts pour une ligne à trois extrémités 42
III.2.3.1. Sous-programmes SP_A 42
III.2.3.2. Sous-programme SP_B 47

III.2.3.3. Sous-programme SP_C 49
III.2.3.4. Sélection de la bonne solution 51
III.3. SIMULATION 52
III.3.1. Réseau d'étude 52
III.3.2. Logiciel utilisé 53
III.4. EVALUATION DES PERFORMANCES DE L'ALGORITHME 54
III.4.1. Calcul de la distance de défaut 59
III .4.1.1. Défauts monophasés ..... **Erreur ! Signet non défini.**
III .4.1.2. Défauts biphasés 66
III.4.1.3. Défauts triphasés 74
III.5. Interprétation des Résultats : 81
III.6. Conclusion 82
Conclusion Générale 83
Bibliographie 85

Liste des figures

Figure (I.1) : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique…… 4

Figure (I.2) : Les lignes de transport ……... 6

Figure (I.3) : Constitution d'un câble souterrain isolé au polyéthylène réticule…… 7

Figure (I.4) : différents formes des Courts-circuits…… 10

Figure (II.1) : Schéma des techniques utilisées dans l'analyse des défauts…… 16

Figure (II.2) : Ligne en défaut à une distance m de la source S…… 24

Figure (II.3) : Schéma équivalent d'une ligne avec un défaut triphasé…… 24

Figure (II.4) : Schéma équivalent d'une ligne triphasée en défaut…… 27

Figure (II.5) : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités…... 31

Figure (II.6) : Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle…… 32

Figure (II.7) : Principe de base du fonctionnement…….. 33

Figure (II.8) : Impédance de court-circuit et de charge (transit)…… 34

Figure (II.9) : Protection de Distance…… 35

Figure (II.10) : Caractéristique dès la Zone 1 Mho……... 36

Figure (II.11) : Caractéristique des trois Zones Mho…… 37

Figure (III.1) Localisation de défaut sur une ligne de transport d'énergie à trois extrémités……... 63

Figure (III.2) Schéma représentatif du principe de l'algorithme de la localisation de défaut dans la ligne électrique de transmission à trois extrémités……... 65

Figure (III.3) : La transformation modale. ……... 66

Figure (III.4) : Circuit équivalent de la composante directe (positive) de la ligne de transmission à trois extrémités en défaut dans la ligne LA (dans la section A) …… 67

Figure (III.5) : Circuit équivalent de la composante directe (positive) de la ligne de transmission à trois extrémités en défaut dans la ligne LB (dans la section B). …… 70

Figure (III.6) : Circuit équivalent de la composante directe (positive) de la ligne de transmission à trois extrémités en défaut dans la ligne LC (dans la section C)…….. 73

Figure (III.7) Réseau considéré pour l'étude. ……. …… 75

Liste de figure

Figure (III.8) : Réseau simulé sur Simulink-Matlab. ……... 76

Figure (III.9a) : Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A… 76

Figure (III.9b) : Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A… 77

Figure (III.10a) : La tension de la phase « a » filtrée…… 77

Figure (III.10b) : Le courant de la phase « a » filtré …… 78

Figure (III.11a) : Une période de la tension de la phase « a » échantillonné…… 78

Figure (III.11b) : Une période du courant de la phase « a » échantillonné. …… 79

Figure (III.12a) : La DFT d'une période de la tension de la phase « a ». ……..
81

Figures (III.12b) : La DFT d'une période du courant de la phase « a » ……
81

Figure (III. 13a) Tensions des trois phases au jeu de barres A…….
82

Figure (III.13b) Courants des trois phases au jeu de barres A……..
82

Figure (III.13c) Courants des trois phases au jeu de barres B……
83

Figure (III.13d) Courants des trois phases au jeu de barres C…….
84

Figure (III.13) : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C) …… 85

Figure (III.13f) : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C) …… 85

Figure (III. 14a) Tensions des trois phases au jeu de barres A……
86

Figure (III.14b) Courants des trois phases au jeu de barres ……
86

Figure (III.14c) Courants des trois phases au jeu de barres B……
87

Figure (III.14d) Courants des trois phases au jeu de barres C……..

89
Figure (III.14e) : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C) ……..
Figure (III.14f) : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C) …….
90
Figure (III. 15a) Tensions des trois phases au jeu de barres A……..
91
Figure (III.15b) Courants des trois phases au jeu de barres A.……..
92
Figure (III.15c) Courants des trois phases au jeu de barres B.……..
93
Figure (III.15d) Courants des trois phases au jeu de barres C.……..
93
Figure (III.15) : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C) …… 94
Figure (III.15f) : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C) …… 94
Figure (III. 16a) : Tensions des trois phases au jeu de barres A.…….
95
Figure (III.16b) Courants des trois phases au jeu de barres A.……..
96
Figure (III.16c) Courants des trois phases au jeu de barres B..……..
96
Figure (III.16d) Courants des trois phases au jeu de barres C.……..
97
Figure (III.16) : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C). .…….. 97
Figure (III.16f) : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C) ……... 98

Liste de figure

Figure (III. 17a) Tensions des trois phases au jeu de barres A…….. 99

Figure (III.17b) Courants des trois phases au jeu de barres A**……..** 100

Figure (III.17c) Courants des trois phases au jeu de barres B…….. 100

Figure (III.17d) Courants des trois phases au jeu de barres C …….. 101

Figure (III.17) : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C) …….. 101

Figure (III.17f) : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C) **...**…… 102

Figure (III. 18a) Tensions des trois phases au jeu de barres A …….. 103

Figure (III.18b) Courants des trois phases au jeu de barres A**…….** 103

Figure (III.18c) Courants des trois phases au jeu de barres B…….. 104

Figure (III.18d) Courants des trois phases au jeu de barres C …….. 104

Figure (III.18e) : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C) **…**……. 105

Figure (III.18f) : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C). …….. 105

Liste des tableaux

Tableau (I.1) : Tableau des domaines de tension…….. 5

Tableau (I.2) : Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ)…… 5

Tableau (II.1) : Equation de calcul de la distance du défaut…… 32

Tableau III.1 Table clé pour la composition du courant de défaut…….
88

Tableau III.2 Table clé pour la composition des signaux de la boucle de défaut. ….
89

Tableau III.3: Paramètres du réseau……
91

Liste des Abréviations

HT, HTA ou HTB : Haute Tension.

THT : Très Haute Tension.

MT : Moyenne Tension.

BT, BTA ou BTB : Basse Tension.

TBT : Très Basse Tension.

$\mathbf{I_N}$: Courant Nominal.

$\mathbf{U_N}$ **:** Tension Composée Nominale.

KV : Kilo Volt.

TC : Transformateur de Courant.

TT : Transformateur de Tension.

C.I.E : La Commission Internationale d'Electrotechnique.

$\mathbf{I_a}$: Courant de Phase A.

$\mathbf{I_b}$: Courant de Phase B.

$\mathbf{I_c}$: Courant de Phase C.

$\mathbf{I_{CC}}$: Courant de court-circuit.

I_{Diff} **:** Courant différentiel.

$\mathbf{V_A}$ **:** Tension Simple Phase A.

$\mathbf{V_B}$ **:** Tension Simple Phase B.

$\mathbf{V_C}$ **:** Tension Simple Phase C.

$\mathbf{V_{AB}}$ **:** Tension Simple Phase AB.

Liste des abréviations

V_{BC} : Tension Simple Phase BC.

V_{CA} : Tension Simple Phase CA.

U_{CC} : Tension de Court-Circuit.

Z_{Source} : Impédance de la Source.

Z_{Ligne} : Impédance de la ligne.

Zc : Impédance caractéristique

Z_{CC} : Impédance de Court-Circuit.

$R_{Défaut}$: Résistance de Défaut.

F.F.T : Fast Fourier Transform (Transformation de Fourier Rapide).

D.F.T : La transformation discrète de Fourier.

d : directe.

i : inverse.

o : homopolaire.

TCS : Transformation des composantes symétriques.

Z_1, Z_2 et Z_0 : Impédance Directe, Inverse et Homopolaire.

***d* :** distance de défaut calculée.

GPS: Global Positioning System.

Z_m : Impédance mutuelle.

***f* :** La fréquence.

E : erreur

Introduction Générale

Introduction Générale

Le réseau de transport d'électricité joue un rôle fondamental dans l'acheminement de l'énergie électrique depuis les centres de production – souvent situés loin des zones urbaines – vers les centres de consommation. Constitué de lignes à haute et très haute tension, il assure non seulement la continuité de service à grande échelle, mais participe également à la stabilité de l'ensemble du système électrique. Dans un contexte mondial marqué par une croissance constante de la demande énergétique, la transition vers les énergies renouvelables, et l'évolution des infrastructures vers des réseaux intelligents ("smart grids"), la surveillance, la maintenance et la résilience de ce réseau deviennent des priorités stratégiques.[4][5]

Les défauts dans les réseaux électriques sont des anomalies qui perturbent le transport normal de l'électricité. Ils peuvent être causés par des facteurs naturels, comme la foudre, ou techniques, comme l'usure des équipements. Ces défauts provoquent souvent des coupures de courant, des surtensions ou des échauffements dangereux. Leur détection rapide est essentielle pour assurer la stabilité et la sécurité du réseau. Des technologies avancées permettent aujourd'hui de localiser et réparer ces défauts plus efficacement.[9][14]

Ces dernières années, plusieurs algorithmes de localisation de défauts utilisant les données synchronisées des trois extrémités de ligne ont été développés. Ces méthodes sont plus exactes que les méthodes à une seule extrémité. Elles sont capables de minimiser ou éliminer les effets de la résistance du défaut et l'influence de la source à l'autres extrémités. L'inconvénient principal est le fait que les données des trois extrémités de la ligne doivent être rassemblées à l'endroit du relais pour être analysé par un GPS (Global Positioning System). La localisation de défaut à trois extrémités est efficace et exige un moyen effectif d'acquisition de données par des appareils électroniques à chaque extrémité de la ligne et traiter ces données automatiquement.[18][22]

Le présent mémoire est structuré comme suit :

Dans le premier chapitre on a présenté une généralité sur le réseau électrique et les composants du réseau de transport, en dernière partie une description des défauts dans les réseaux et leur type. Le deuxième chapitre traite les techniques d'analyse des défauts électriques et les différentes méthodes de localiser les défauts, dans le dernier chapitre, nous présentons une description détaillée de la méthode de localisation de de défaut proposé, puis nous terminant ce chapitre par une série de test en utilisant logiciel MATLAB pour confirmer l'efficacité de notre méthode.

Chapitre I : Généralités Sur les Réseaux Electriques

I.1.Introduction :

La fonction principale des réseaux de distribution et de transport est d'assurer la mise en commun de tous les moyens de production pour fournir l'énergie électrique aux différents utilisateurs.

Les points de production sont des centrales qui produisent l'énergie électrique provenant de diverses sources d'énergie primaire : nucléaire, hydro-électrique, charbon..., et naturellement les énergies renouvelables : éolienne, PV...

Traditionnellement, les réseaux électriques sont décomposés en trois sous-systèmes : la production, le transport et la distribution. Chaque sous-système est relié par des postes chargés de l'adaptation des niveaux de tension [1] [2]. Ces réseaux utilisent des courants alternatifs à basse fréquence (50Hz ou 60Hz).

On distingue trois types de réseaux électriques :

- ✓ Les réseaux de transport et d'interconnexion,
- ✓ Les réseaux de répartition,
- ✓ Les réseaux de distribution.

I.2. Structure des Réseaux Electriques

I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion [3] [4] [5] :

Les réseaux de transport et d'interconnexion ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est 150 kV, 220 kV et dernièrement 400 kV,
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé.

I.2.2. Réseaux de répartition [3] [5] [6] :

Les réseaux de répartition ou réseaux Haute Tension ont pour rôle de répartir, au niveau régional, l'énergie issue du réseau de transport. Leur tension est supérieure à 63 kV selon les régions.

Ces réseaux sont, en grande part, constitués des lignes aériennes, dont chacune peut transiter plus de 60 MVA sur des distances de quelques dizaines de kilomètres. Leur structure est, soit en boucle fermée, soit le plus souvent en boucle ouverte, mais peut aussi se terminer en antenne au niveau de certains postes de transformation**.**

Souvent dans les zones urbaines, ces réseaux sont souterrains sur des longueurs de quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT, les consommateurs industriels (supérieure à 60 MVA) ont besoin d'un raccordement à cette tension,

- La tension est 63 kV ou 90 kV,
- Neutre à la terre par une réactance ou un transformateur de point neutre :
  - Limitation courant neutre à 1000 A pour les 63 kV,
  - Limitation courant neutre à 1500 A pour les 90 kV,
- Réseaux en boucle ouverte ou fermée.

I.2.3. Réseaux de distribution :

Les réseaux de distribution commencent à partir des tensions inférieures à 63 kV et des postes de transformation HTB/HTA avec l'aide des lignes ou des câbles moyenne tension jusqu'aux postes de répartition HTA/HTA. Le poste de transformation HTA/BTA constitue le dernier maillon de la chaîne de distribution et concerne tous les usages du courant électrique **[7] [8].**

I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension [6] :

- HTA (30 et 10 kV le plus répandu),
- Neutre à la terre par une résistance,
- Une limitation de courant à 300 A pour les réseaux aériens,
- Une limitation de courant à 1000 A pour les réseaux souterrains,
- Les réseaux souterrains en boucle ouverte.

I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension [6] :

- BTA (230 / 400 V),
- Neutre lié directement à la terre, Réseaux de type radial, arborescent et bouclés

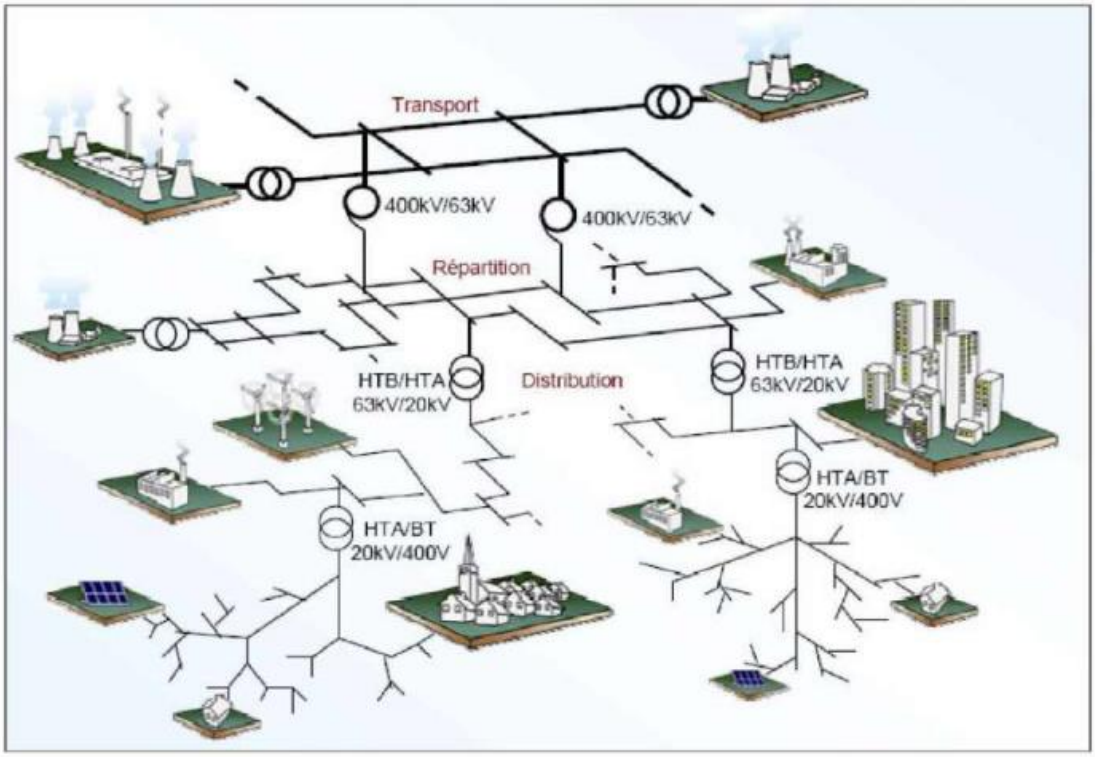


Figure (I.1) : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique.

I.2.4. Nouveau Domaines de Tension :

Le choix du niveau de tension et de la fréquence dépend de résultat techno-économique et de considérations historiques. Donc chaque pays a ses différents niveaux de tensions et aussi ses fréquences [2].

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension en courant alternatif et continu comme suit :

Tableau (I.1) : Tableau des domaines de tension [9].

Domaine de Tension		**Valeur de la Tension Nominale (Un en Volts)**	
		Courant Alternatif	**Courant Continu**
Très Basse Tension (TBT)		$Un \leq 50$	$Un \leq 120$
Basse Tension (BT)	**BTA**	$50 < Un \leq 500$	$120 < Un \leq 750$
	BTB	$500 < Un \leq 1000$	$750 < Un \leq 1500$
Haute Tension (HT)	**HTA**	$1000 < Un \leq 50000$	$1500 < Un \leq 75000$
	HTB	$Un > 50000$	$Un > 75000$

Tableau (I.2) : Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ). **[6]**

HTB	**60 kV** – 90 kV – 150 kV – **220kV** – **400 kV**
HTA	5.5 kV – **10 kV** – 15 kV – 20 kV – **30 kV**
BTA	**400 V**

I.3. Constitution du réseau de transport de l'énergie électrique:

Le transport de l'énergie électrique est actuellement assuré par :

- Ligne aérienne.
- Câble électrique souterraines.

I.3.1. Les Lignes aériennes :

Elle est composée de conducteur nu, généralement en alliage d'aluminium, d'isolateurs, de pylônes et d'un câble de garde pour les lignes de haute tension. Son rôle principal est de transporter l'énergie électriques de la source de production jusqu'à la zone de consommation. Elle possède les caractéristiques suivantes :

- La tension reste constante sur toute la longueur de la ligne et pour toutes les charges.
- Un bon rendement.
- Les pertes joules ne doivent pas surchauffer les conducteurs [3].



a- Ligne aérienne b- câbles souterrains

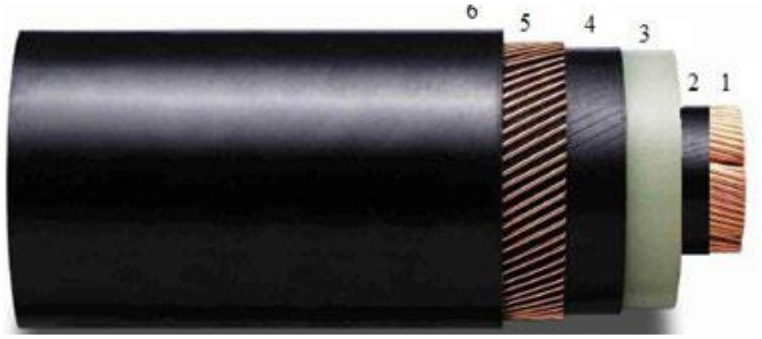
Figure (I.2) : Les lignes de transport [3]

I.3.2. Les câbles électriques souterraines :

Les câbles électriques souterrains sont utilisés pour transporter l'électricité en étant enfouis sous terre. Ils sont particulièrement adaptés aux zones urbaines et aux environnements sensibles, car ils réduisent l'impact visuel et sont moins exposés aux intempéries. Bien qu'ils nécessitent un investissement plus élevé en raison de leur installation et de leur maintenance complexes, ils assurent une meilleure fiabilité et limitent les risques liés aux conditions climatiques

I.3.2.1. Câbles HT souterrains :

Les câbles souterrains de haute tension HT sont principalement employés pour le transport et la distribution de l'énergie électrique dans les zones fortement urbanisées (grandes villes (figure I.3), parfois pour résoudre des problèmes locaux particuliers, techniques ou d'environnement, pour lesquels la mise en œuvre de lignes aériennes est difficile ou impossible



(1) âme conductrice, (2) couche semi-conductrice interne, (3) isolant au polyéthylène réticule, (4) couche semi-conductrice externe, (5) écran conducteur, (6) protection au PVC [3].

Figure (I.3) : Constitution d'un câble souterrain isolé au polyéthylène réticule.

I.4. Les défauts dans les réseaux :

Y'a toujours un risque d'apparition d'un incident sur le réseau car il est lié à des paramètres aléatoires. Il s'agit du court-circuit et plusieurs défauts tels que, la surcharge, la surtension, la chute de tension, les déséquilibres et les coupures des phases ...etc.

Les défauts peuvent se produire entre conducteurs et la terre, entre conducteurs, à cause de la dégradation d'isolant, qu'ils soient abimés par des contraintes exagérée ou des actions physiques ou qu'ils soient traversés accidentellement par des métaux ou conducteurs,

les défauts se produit dans des points bien déterminés du réseau donc on peut les éliminés par la réaction des matériels de protection (disjoncteurs, fusibles …), la perte d'énergie étant localisée, il peut en résulter des dommages importants à l'emplacement du défaut. Ces deux actions sont directement liées à l'amplitude du courant de défauts et à sa durée [10].

I.4.1. Les différents types de défaut dans les réseaux électriques [6] :

I.4.1.1. Les courts-circuits [5] [6] [11] :

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

- *Electriques* : C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. En effet, les matériels électriques que l'on trouve sur le réseau ou dans les postes comportent des isolants (solides, liquides ou gazeux) constitués d'assemblages plus ou moins complexes placés entre les parties sous tension et la masse. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.
- *Atmosphériques* : Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre, conduisant aux défauts électriques.
- *Mécaniques* : C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple.
- *Humaines* : Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.

Ils sont principalement caractérisés par :

- *Leurs durées* : auto-extincteur, fugitif, semi-permanent ou permanent.
- *Leurs origines* : mécaniques (rupture de conducteurs, liaison électrique accidentelle entre deux conducteurs par un corps étranger conducteur tel que outils ou animaux), surtensions électriques d'origine interne ou atmosphérique, ou à la suite d'une dégradation de l'isolement, consécutive à la chaleur, l'humidité ou une ambiance corrosive.
- *Leurs localisations* : interne ou externe à une machine ou à un tableau électrique. **[12]**

I.4.1.1.1. Types de court-circuit [6] :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

- *Monophasé* **:** entre une phase et la terre ou une masse.
- *Biphasé* **:** entre deux phases raccordées ensemble, peut être un court-circuit biphasé mis à la terre ou biphasé isolé.
- *Triphasés* : entre trois phases de la ligne ou les trois phases et la terre.

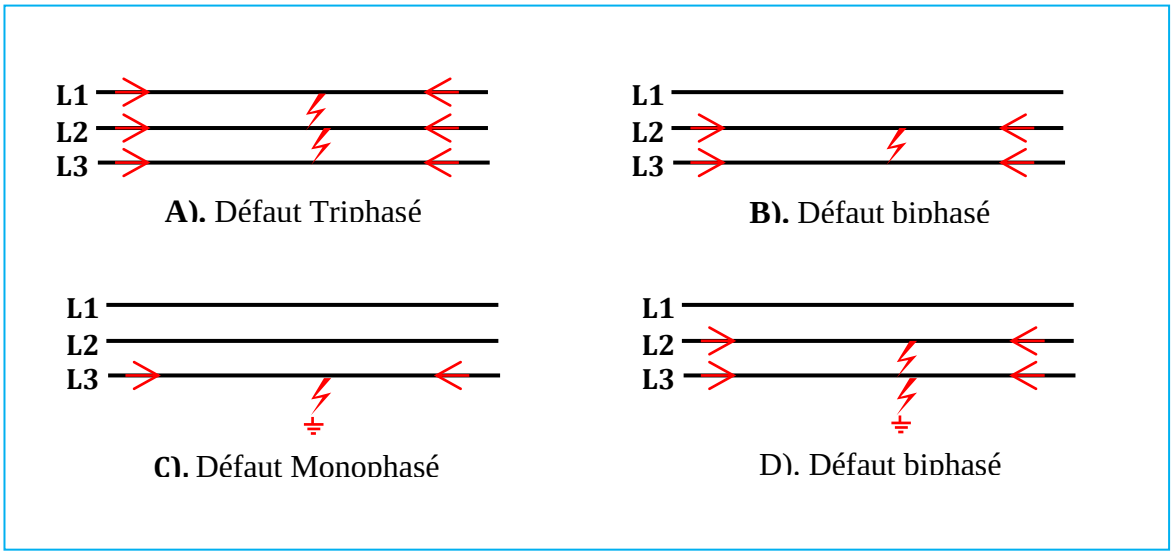


Figure (I.4) : différents formes des Courts-circuits.

I.4.1.1.2. Caractéristiques des défauts monophasés [13] :

• Défaut auto-extincteur : Un défaut auto-extincteur monophasé est un défaut qui s'élimine seul, sans coupure de l'alimentation ou fermeture du disjoncteur shunt. Ces défauts existent sur les réseaux à neutre impudent (environ 10% des défauts). Mais ils existent surtout sur les réseaux à neutre compensé dans des proportions importantes (jusqu'à 80%).

• 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**.**

I.4.1.1.3. Les effets des défauts. [14] :

Les défauts influencent notamment sur les réseaux à haute et très haute tension (HT, THT). Les défauts ont des effets sur :

- La qualité d'énergie.

- Le bon fonctionnement des réseaux.
- La tenue diélectrique des matériels.
- Les circuits de télécommunication.
- La sécurité des personnes.

I.4.1.1.3.1. Le bon fonctionnement des réseaux :

Lorsque les défauts soient polyphasés et proches des centrales de production électrique, ils influencent par une chute de la valeur du couple résistant des machines donc un déséquilibre entre celui-ci et le couple moteur. Si les défauts ne sont pas éliminés rapidement, on va arriver à la perte de la stabilité du système, l'instabilité des alternateurs et à des endommagements du matériel dans le réseau.

I.4.1.1.3.2. 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 thermiques dues au dégagement de chaleur par effet joule dans les conducteurs.
- 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 phase 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.

I.4.1.1.3.3. La qualité de fourniture d'énergie :

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

I.4.1.1.3.4. 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.

I.3.1.1.3.5. La sécurité des personnes :

La mise sous tension des masses accidentellement entraîne l'augmentation de la tension des masses, cette augmentation est liée au flux des courants de défauts à la terre. Les conducteurs tombés sur le sol présentent des risques pour les personnes, donc la protection des personnes contre les chocs électriques est basée sur le mode de mise à la terre des points neutre.

I.4.1.1.4. Détection et élimination des défauts [14] :

Les protections contrôlent en permanence l'état électrique du réseau en surveillant un certain nombre de grandeurs électriques caractéristiques (courant, tension, fréquence) ou des combinaisons de ces grandeurs (puissance, impédance, etc.) ; elles peuvent également surveiller la pression d'un fluide ou une température. Les grandeurs électriques sont fluctuantes du fait notamment des variations de charge ou de la 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 (0,9 à 1,1 Un) et les courants ne dépassent jamais 1,1 à 1,3In 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. 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 composantes inverses est caractéristique d'un fonctionnement déséquilibré dû soit à un court-circuit dissymétrique, soit au raccordement d'une charge déséquilibrée. De plus l'apparition de composantes homopolaires est caractéristique de la présence d'un déséquilibre avec écoulement de courant à la terre via les points neutres du réseau.

Les courts-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible. C'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement est une des performances prioritaires. On note 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 ; avec les disjoncteurs modernes ce dernier est compris entre 1 et 3 périodes.

Pour remplir leur rôle, les protections doivent :

- Détecter la présence d'un défaut.
- Identifier l'ouvrage attaint.
- 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.

I.4.1.2. Les Surtension :

Augmentations de la tension due par exemple à un coup de foudre, à un contact entre HTA et BTA.

- Conséquences : Claquage des isolants avec pour conséquence des court- circuits éventuels et Vieillissement de l'isolation.
- Moyens de protection : limiteur de surtension, relais de surtension, parafoudre.

On distingue différents types de surtension telle que :

- Les surtensions de manœuvres.
- Les surtensions de foudre.
- Les surtensions lentes.

I.4.1.3. Les surcharges :

Elévation de l'intensité de 1 à 10 In d'un circuit due par exemple à une surabondance des récepteurs.

Conséquences **:** Echauffement lent et progressif des parties actives, des masses métalliques, des isolants.

Moyens de protection : Relais thermique, fusible, déclencheur thermique du disjoncteur.

Les origines de surcharges sont :

- Les courts-circuits.
- Les reports de charge.
- Les pointes de consommation.
- L'enclenchement des grandes charges.

Les surcharges provoquent des chutes de tension importantes sur le réseau et accélère le vieillissement des équipements de réseau.

I.4.1.4. Les oscillations :

Les oscillations du courant et de la tension sont dues aux variations rapides plus ou moins de la charge qui agit directement sur la fréquence (vitesse de rotation) des alternateurs de production électrique. On les appelle phénomènes transitoires électromécaniques car elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques.

I.4.1.5. Les déséquilibres :

Les déséquilibres sont souvent dus à une mal répartition des charges sur les trois phases. Pour cela on fait la transposition des phases lorsqu'on est proche du milieu urbain car ils apparaissent notamment dans les réseaux de distribution, ils créent la composante inverse du courant, cette dernière provoque :

- ✓ Des pertes de puissance.
- ✓ Des chutes de tension supplémentaires.
- ✓ Des échauffements.

I.6. Conclusion :

On a présenté dans ce chapitre la composition des réseaux électriques et la description de chaque partie notamment le réseau de transport et leur composants représenté essentiellement par les lignes aériennes et souterrains, finalement, on a abordé aux types de défauts dans les réseaux électriques leur caractéristiques et leur effet.

Chapitre II : Techniques d'Analyse des Défauts Electriques

II.1. Introduction :

Le système d'énergie électrique est composé de moyens de production tels que les centrales électriques. L'énergie est acheminée aux abonnés à travers les réseaux de transports et de distributions. Les réseaux électriques représentent des investissements considérables consentis par les compagnies d'électricité pour alimenter leurs clients aux meilleures conditions de coût et de qualité de service. Pour cela, le réseau électrique doit répondre à trois exigences essentielles : stabilité, économie et surtout la continuité du service.[14]

Les réseaux sont donc affectés par des perturbations qui peuvent mettre en cause la pérennité du matériel et la qualité du service rendu et dont il faut chercher à minimiser les conséquences. Tout défaut doit donc être identifié immédiatement et l'ouvrage affecté doit être isolé du réseau le plus rapidement possible, c'est l'objet de la protection des réseaux.[18]

II.2.Techniques utilisées dans l'analyse des défauts [19] :

Les méthodes d'analyse des défauts sont généralement déductive qui peut être utilisée exclusivement comme une analyse qualitative ou, si on le souhaite, étendue à une analyse quantitative. L'analyse des défauts nécessite une étude détaillée des sous-systèmes pour déterminer le type de défaut, les causes et les effets qui en résultent pour le sous-système et son fonctionnement.

L'analyse des défauts qui apparaissent dans les lignes de transport d'énergie électrique comporte des étapes essentielles représentées par **la Figure (II.1).**

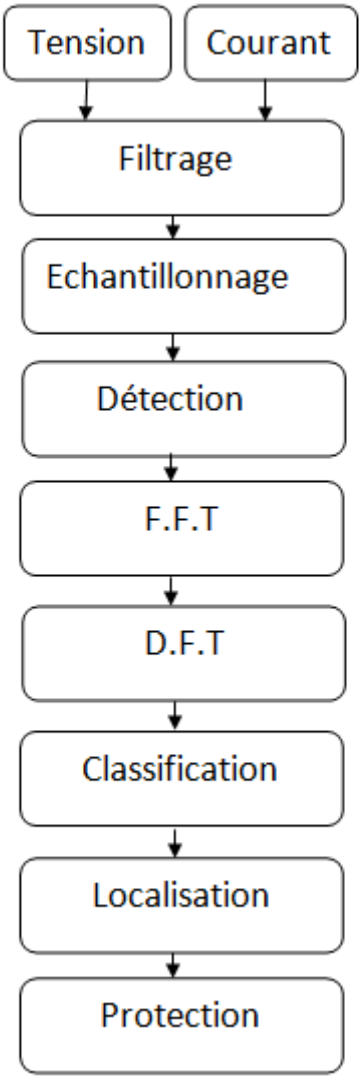


Figure (II.1) : Schéma des techniques utilisées dans l'analyse des défauts.

II.2.1. Filtrage :

Un filtre numérique est un élément qui effectue un filtrage à l'aide d'une succession d'opérations mathématiques sur un signal discret. On s'intéressera tout particulièrement au filtrage numérique, qui sera réalisé par un microcontrôleur (en utilisant des logicielles).

On choisira une technique de filtrage numérique élémentaire, qui consiste à répéter n fois la mesure, et d'en calculer la moyenne arithmétique (ce sera le travail du microcontrôleur, à partir des résultats du convertisseur analogique - numérique). Cela revient à déterminer la composante continue du signal, le filtre numérique est donc du type passe-bas.

II.2.2. Echantillonnage :

Le signal physique complet n'est pas étudié en pratique. En fait, seule la représentation numérique du signal est utilisée pour réaliser les calculs voulus. La numérisation du signal est une transformation discrète du signal physique considéré comme continu dans le sens mathématique du terme.

II.2.3. Méthodes utilisées dans la détection :

Parmi les méthodes proposées dans la littérature et utilisées dans la détection des défauts, nous citerons les méthodes suivantes :

- *Méthode 1* **:** La méthode basée sur la comparaison entre la valeur de l'échantillon du signal courant au temps t et celui au temps t + T (T : période 20 ms). Lorsque la différence entre eux atteint un seuil prédéterminé, on conclut directement qu'il y a un défaut sur la phase.
- *Méthode 2* **:** La méthode basée sur la comparaison entre deux échantillons successifs d'un même signal (courant ou tension). Lorsque la différence entre eux atteint un seuil prédéterminé, on conclut directement qu'il y a un défaut sur la phase qui correspond au signal traité.
- *Méthode 3* **:** la méthode est basée sur l'impédance du système à une seule extrémité et du système à deux extrémités. Cette méthode est basée sur le calcul de l'impédance sur ses composants fondamentaux créés par les défauts.
- *Méthode 4* **:** la méthode d'approches des transformations d'ondelettes.

II.2.3. La transformation de fourrier rapide (FFT) :

La transformation de Fourier rapide (FFT) est un algorithme efficace permettant de calculer la transformée de Fourier discrète (DFT) et son inverse. Elle permet de transformer un signal du domaine temporel vers le domaine fréquentiel, ce qui facilite l'analyse de son contenu en fréquences. Grâce à sa rapidité et à sa précision, la FFT est largement utilisée dans le traitement du signal, notamment pour détecter et localiser les défauts dans les réseaux électriques en extrayant les composantes fréquentielles des signaux de tension et de courant.[18]

II.2.4. La transformation discrète de fourrier (DFT) :

La DFT est essentielle dans le traitement numérique des signaux. Elle permet :

De décomposer un signal complexe (comme une tension ou un courant mesuré) en composantes sinusoïdales de différentes fréquences ;

De détecter la présence d'harmoniques, de perturbations ou d'éléments caractéristiques dans un signal.

De faciliter l'analyse des systèmes (par exemple, dans les protections électriques numériques ou les filtres).[18]

II.2.4. Classification des défauts :

La classification des défauts dans les lignes de transport est une tâche très importante pour déterminer là où les phases en défaut et par suite déterminer l'endroit du défaut afin de réparer le plus rapidement possible ces défauts 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 directe, inverse et homopolaire. Et d'autres méthodes basées sur l'utilisation de la composante fondamentale des signaux des tensions et des courants.[14]

Parmi ces méthodes on propose deux méthodes de classification :

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

II.2.4.1. Composantes symétriques :

Dans les conditions de fonctionnement déséquilibré, l'approche pratique la plus utilisée est celle basée sur l'utilisation de la transformation des composantes symétriques.

Celle-ci transforme les variables du système de phase (a,b,c) vers un système formé des composantes symétriques dénommées direct (positif), inverse (négatif) et homopolaire (zéro). Ces composantes sont notées respectivement par l'indice (d, i, o).

Les réseaux ainsi formés, sont indépendants et ils sont connectés qu'aux points de défauts, (pour le cas d'un défaut non symétrique).

Il n'y a aucune puissance résultante de la combinaison des tensions directes avec les courants inverses et homopolaires, et par suite la puissance produite par la machine et la puissance synchronisant entre chaque paire de machine synchrone du réseau sont de type direct.

En conséquence le réseau direct est d'un intérêt primordial dans l'étude de la stabilité, alors que les autres réseaux (inverse et homopolaire) ont peu d'influence.

II.2.4.2. Transformation des composantes symétriques (TCS) :

Le principal intérêt des composantes symétriques résulte de ce qu'elles permettent de représenter un réseau déséquilibré par trois systèmes équilibrés :

1- Système direct (positif) **:** Il comporte trois phases égales en module et décalées entre elles de 120°, et possède la même séquence de phase que celui du système réel équilibré.

2- Système inverse (négatif) **:** Il comporte trois phases égales en module et décalées entre elles de 120°, la séquence de phase que possède ce système est inverse par rapport au système réel équilibré.

3- Système homopolaire (zéro) **:** Ce système comporte trois phases géométriquement parallèles, égales en module.

On définit par I_a, I_b et Ic les courants des phases du système déséquilibré, la détermination de ces courants est donnée par la résolution du système d'équation suivant :

$$\begin{cases} I_a = I_a^o + I_a^d + I_a^i \\ I_b = I_b^o + I_b^d + I_b^i \\ I_c = I_c^o + I_c^d + I_c^i \end{cases} \quad \text{(II.1)}$$

On définit l'opérateur a par :

$$a = 1\angle 120° = -0.5 + j0.866 \quad \text{(II.2)}$$

$$a^2 = 1\angle 240° = -0.5 - j0.866 \quad \text{(II.3)}$$

$$a^3 = 1\angle 360° = 1 + j0 \quad \text{(II.4)}$$

Il est clair que :

$$a + a^2 + a^3 = 0. \quad \text{(II.5)}$$

Soit :

$$I_a^d = I_a^d\angle 0° = I_a^d \quad \text{(II.6)}$$

$$I_b^d = I_a^d\angle 240° = a^2 I_a^d \quad \text{(II.7)}$$

$$I_c^d = I_a^d\angle 120° = a I_a^d \quad \text{(II.8)}$$

Et :

$$I_a^i = I_a^i\angle 0° = I_a^i \quad \text{(II.9)}$$

$$I_b^i = I_a^i\angle 120° = a I_a^i \quad \text{(II.10)}$$

$$I_c^i = I_a^i\angle 240° = a^2 I_a^i \quad \text{(II.11)}$$

Soit en écriture matricielle :

$$\begin{pmatrix} I_a \\ I_b \\ I_c \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} I_a^o \\ I_a^d \\ I_a^i \end{pmatrix} \quad \text{(II.12)}$$

Où :

$$I^{abc} = \mathcal{A} I_a^{odi} \quad \text{(II.13)}$$

$$\mathcal{A} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix} \quad \text{(II.14)}$$

$\mathcal{A}$: Représente le passage entre les variables de phases I^{abc} et les variables symétriques I^{012}.

Le passage entre les variables symétriques et les variables de phases est tel que :

$$I_a^{odi} = \mathcal{A}^{-1} I^{abc} \quad \text{(II.15)}$$

Avec :

$$\mathcal{A}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{pmatrix} \quad \text{(II.16)}$$

Soit :

$$\mathcal{A}^{-1} = \frac{1}{3} \mathcal{A}^* \quad \text{(II.17)}$$

1- Défaut monophasé :

Pour les défauts monophasés on a :

1- Le courant homopolaire Io sera différent de zéro.

2- $\alpha = arg\left(\frac{I_d}{I_o}\right), \beta = arg\left(\frac{I_i}{I_o}\right)$ Et pour chaque cas il faut :

-Défauts a-t : α=0° et β = 0°.

-Défauts b-t : α=120° et β = 240°.

-Défauts c-t : α=240° et β =120°.

2- Défaut biphasé sans terre :

Pour ce type de défaut on a :

1- Le courant homopolaire Io sera nul.

2- $\gamma = arg\left(\frac{I_d}{I_i}\right)$ Et pour chaque cas il faut :

- Défauts a-b : $\gamma = -60°$.

- Défauts a-c : $\gamma = 60°$.

- Défauts b-c : $\gamma = 180°$.

3- Défaut biphasé avec terre :

Pour ce type de défaut on a :

1- Le courant homopolaire **Io** sera différent de zéro.

2- Pour chaque type de défauts a son critère de classification :

- Défaut a-b-t : $\lambda = arg\left(\frac{I_d - aI_o}{I_i - a^2 I_o}\right) = -60°$.

- Défaut b-c-t : $\delta = arg\left(\frac{I_d - a^2 I_o}{I_i - aI_o}\right) = 180°$.

- Défaut a-c-t : $\mu = arg\left(\frac{I_d - a^2 I_o}{I_i - aI_o}\right) = 60°$.

4- Défaut triphasé :

Pour ce type de défaut les courants homopolaire I_o et l'inverse I_i doivent être nuls.

II.2.5. Localisation de défaut :

La première utilisation d'un microprocesseur dans la protection électrique (utilisation des relais numériques) était en 1969 par G.D. Rockefeller. A nos jours, plusieurs algorithmes proposés dans ce nouveau domaine servent à localiser les défauts apparents dans les réseaux électriques.

Les méthodes de localisation de défaut dans la littérature peuvent être classifiées en trois catégories principales :

- Les algorithmes basés sur la fréquence fondamentale.
- Les algorithmes basés sur les équations différentielles.
- Les algorithmes basés sur la méthode des ondes mobiles.

II.2.5.1. Description des algorithmes de localisation :

II.2.5.1.1. Les algorithmes basés sur la fréquence fondamentale :

Les algorithmes basés sur la fréquence fondamentale sont également connus en tant que des méthodes basées sur l'impédance apparente. Elles sont les méthodes les plus communes employées dans des systèmes de protection. L'idée principale de ces méthodes est de calculer l'impédance apparente en examinant une seule extrémité de la ligne.

Ces méthodes peuvent être développées en utilisant les données extraites d'une seule ou des deux extrémités de la ligne. L'avantage des techniques de localisation de défauts qui utilisent les données des deux extrémités de la ligne est de pouvoir détecter et localiser les défauts à la terre sans connaître l'impédance homopolaire de la ligne de transport.

La localisation précise du défaut en utilisant les techniques de l'impédance apparente exige d'abord la bonne extraction des quantités des signaux des phases par filtrage (amplitudes, déphasage, …). Ce procédé de filtrage garantit que les coupures n'affectent pas la mesure des signaux des phases.

Le procédé est généralement comme suit :

- Les tensions et les courants des phases sont mesurés.
- Les composants fondamentaux sont extraits.
- Détermination de type de défaut.
- L'application de l'algorithme de l'impédance apparente.

Si on assume que la résistance de défaut est négligeable, les équations présentées dans le **Tableau (II.1)** peuvent être employées pour calculer la distance du défaut :

Tableau (II.1) : Equation de calcul de la distance du défaut.

Type de défaut	L'impédance directe de défaut ($d \bullet Z_1$)
A-terre	$V_a / (I_a + k \bullet 3 \bullet I_0)$
A-B / A-B-terre	V_{ab}/I_{ab}
A-B-C	V_{ab}/I_{ab}, V_{bc}/I_{bc} ou V_{ac}/I_{ac}

Où : I_0 : courant homopolaire de la ligne.

$k = (Z_0 - Z_1) / (3 \bullet Z_1)$

Z_1 : l'impédance directe de la ligne.

Z_0 : l'impédance homopolaire de la ligne.

d : distance du défaut.

Ces formules simples ont été développées dans la littérature prenant en considération jusqu'ici la résistance du défaut, rapportant des techniques plus complexes et plus précises de localisation de défaut.

La méthode la plus connue pour la localisation du défaut résistant est la méthode de la réactance apparente (simple réactance). Cette méthode fonctionne raisonnablement bien pour des systèmes homogènes quand le défaut n'implique pas des valeurs significatives de la résistance du défaut et du courant de la charge. De grandes erreurs sont présentées à l'évaluation de la distance du défaut à cause du courant qui vient de l'autre extrémité de la ligne et l'impédance de la charge et de la source.

Takagi et autres ont reconnu la nécessité d'améliorer la méthode de réactance en présentant une nouvelle méthode à une seul extrémité qui calcule la réactance d'une ligne en défaut et fournit une certaine correction aux erreurs provoquées par des divers facteurs, tels que la charge et la résistance de défaut. Identifié les limitations des méthodes de la réactance et de Takagi, et a présenté l'algorithme modifié de Takagi. Cette nouvelle méthode améliore la performance de l'algorithme de Takagi quand certaines données du système sont disponibles.

D'autres différentes méthodologies utilisant les données des phases des deux extrémités à la fréquence fondamentale. Ces méthodes ont une ou plusieurs limitations, telles que la synchronisation des données, la connaissance de la charge de pré-défaut.

Le besoin d'exécuter des itérations et la communication d'un grand nombre de données entre les extrémités. En outre, un certain nombre des méthodes ne s'appliquent pas aux lignes aériennes avec couplage mutuel.

II.2.5.1.1.1. Localisation de défaut en utilisant une seule mesure par la méthode de « Takagi » : [20]

Cette méthode a été discutée dans la littérature par divers chercheurs, notamment par Takagi qui emploie le courant de superposition ΔI_S.

La **Figure (II.2)** montre une ligne de transport alimenté par deux sources S et R avec un défaut à une distance « m » (en % de la ligne) de la source S.

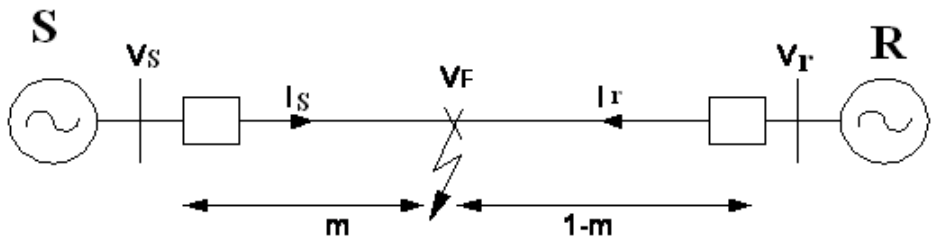


Figure (II.2) : Ligne en défaut à une distance m de la source S.

Le schéma équivalent de la **Figure (II.2)** pour un défaut triphasé est représenté sur la **Figure (II.3).**

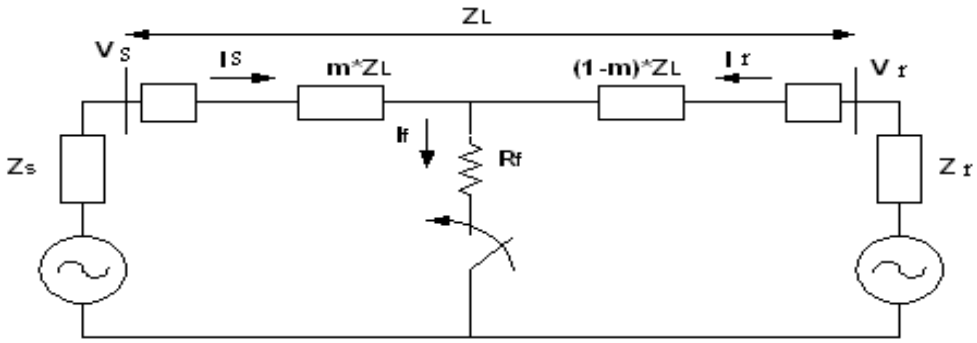


Figure (II.3) : Schéma équivalent d'une ligne avec un défaut triphasé.

Avec :

R_f : la résistance de défaut.

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.

I_f : le courant du défaut.

Z_L : l'impédance totale de la ligne entre S et R.

m : distance du défaut.

Zs et **Zr** : impédances respective des sources S et R.

De la **Figure (II.3)** on peut écrire l'équation suivante :

$$VS = m.\ ZL.IS + Rf.If \qquad (II.20)$$

La valeur de l'impédance ZF_S mesurée à partir de S (impédance de la boucle en défaut vue de S) peut être déterminée en divisant par le courant mesuré I_S.

$$ZF_S = V_S / I_S = m.Z_L + R_f.(I_f / I_S) \quad \text{(II.21)}$$

Posons :

$$\Delta IS = IS - IL \quad \text{(II.22)}$$

Où :

I_S : le courant à la source S après le défaut.

I_L : le courant à la source S avant le défaut.

L'équation (II.20) peut s'écrire :

$$V_S = m.Z_{1L}.I_S + R_f.\frac{\Delta I_S}{d_s} \quad \text{(II.23)}$$

En multipliant les deux côtés de l'équation (II.23) par le conjugué complexe ΔI_S^*, et en employant seulement la partie imaginaire on obtient :

$$\mathrm{Im}(V_S.\Delta I_S^*) = m.\mathrm{Im}(Z_{1L}.I_S.\Delta I_S^*) + R_f.\mathrm{Im}(\frac{1}{d_s}) \quad \text{(II.24)}$$

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

$$m = \frac{\mathrm{Im}(V_S.\Delta I_S^*)}{\mathrm{Im}(Z_L.I_S.\Delta I_S^*)} \quad \text{(II.25)}$$

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

$$IS = ISa + k0.IR \quad \text{(II.26)}$$

Où:

$$I_R = 3.I_0 = I_a+I_b+I_c \quad \text{(II.27)}$$

$$k_0 = \frac{Z_{0L} - Z_{1L}}{Z_{1L}} \quad \text{(II.28)}$$

$$m = \frac{\mathrm{Im}(V_S . \Delta I_S^*)}{\mathrm{Im}(Z_{1L} . I_S . \Delta I_S^*)} \quad \text{(II.29)}$$

• ***Pour un défaut biphasé*** **:**

$$m = \frac{\mathrm{Im}(V_{Sab} . \Delta I_S^*)}{\mathrm{Im}(Z_{1L} . I_{Sab} . \Delta I_S^*)} \quad \text{(II.30)}$$

• ***Pour un défaut triphasé*** **:**

$$m = \frac{\mathrm{Im}(V_{Sabc} . \Delta I_S^*)}{\mathrm{Im}(Z_{1L} . I_{Sabc} . \Delta I_S^*)} \quad \text{(II.31)}$$

II.2.5.1.1.2. Algorithmes de localisation basés sur les données des deux extrémités :

Ces algorithmes peuvent être classés en deux catégories :

- Algorithmes basés sur les données non synchronisées issues de deux extrémités de la ligne.
- Algorithmes basés sur les données synchronisées issues de deux extrémités de la ligne.

Nous supposons que la ligne en défaut a le même schéma équivalent de la figure II.3 précédente. Dans la première catégorie, la tension de défaut a deux valeurs : VF et V'F qui ont la même amplitude avec un déphasage δ tel que :

$$VF = V'F\, e^{j\delta} \quad \text{(II.32)}$$

Plusieurs algorithmes sont proposés, parmi lesquels nous citons :

- L'algorithme présenté dans la référence [21] utilisant les données non synchronisées des deux extrémités de la ligne et leur schéma équivalent inverse. L'application de la loi de Kirchhoff sur les tensions inverses permet de calculer la valeur de *x*.
- L'algorithme présenté dans la référence [4] utilise aussi les données non synchronisées des deux extrémités de la ligne. La valeur de x est donnée par la relation suivante :

$$x = \frac{\mathrm{Re}(V_S)\sin\delta + \mathrm{Im}(V_S)\cos\delta - \mathrm{Im}(V_R) + \mathrm{C}_4}{\mathrm{C}_1\sin\delta + \mathrm{C}_2\cos\delta + \mathrm{C}_4} \quad \text{(II.33)}$$

Les valeurs des coefficients C_1 , C_2 et C_4 sont données dans la référence [4].

Pour la deuxième catégorie, plusieurs algorithmes proposés sont basés sur l'utilisation des échantillons synchronisés par 'GPS' (Global Positionning system of Satellite), et sur les paramètres distribués de la ligne où est négligé l'effet de la capacité shunt et de la conductance. La ligne est considérée homogène pour simplifier le modèle utilisé.

Soit le schéma suivant qui représente un défaut sur une ligne triphasée :

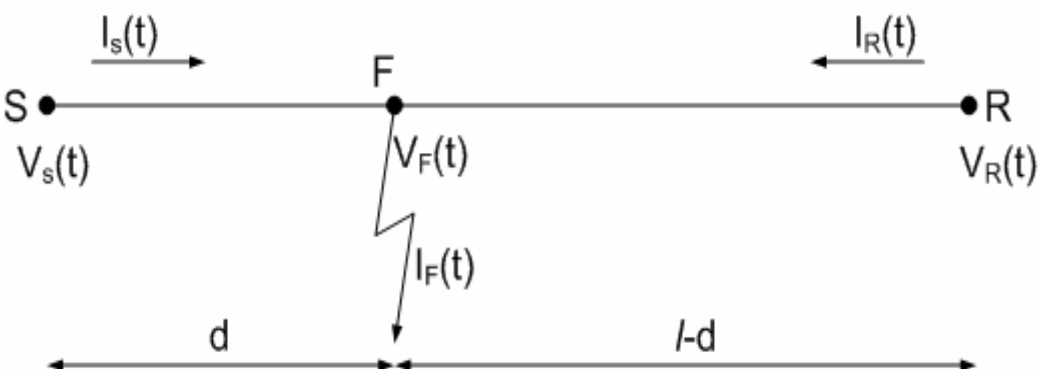


Figure (II.4) : Schéma équivalent d'une ligne triphasée en défaut.

L'algorithme le plus important est :

L'étude présentée dans la référence [33] basée sur la méthode des moindres carrés nous donne l'expression suivante permettant d'estimer la distance *x* :

$$x = -(A^T A)^{-1} (A^T B) \qquad \text{(II.34)}$$

Tels que : *A* et *B* sont des matrices des tensions et courants définis dans la référence [33].
L'exposant *T* dénote la matrice transposée.

II.2.5.1.2) - Les algorithmes basés sur les équations différentielles :

L'avantage principal des méthodes de localisation de défaut utilisant les équations différentielles est qu'elles n'ont pas besoin d'estimer les tensions et les courants des phases. L'idée fondamentale est de résoudre les équations différentielles la ligne de transport et d'estimer par conséquent l'impédance de défaut. Une fois que l'impédance de défaut est calculée, la distance de défaut est facilement déterminée. Elles sont classifiées selon le modèle de la ligne : ligne courte, ou ligne longue.

Pour le modèle de la ligne courte l'équation différentielle de la ligne est donnée comme :

$$v_{x1}(t) - v_{x2}(t) = (x_2 - x_1)\left[ri(t) + \frac{Ldi(t)}{d(t)} \right] \quad \text{(II.35)}$$

Où : x1 et x2 sont deux endroits différents de la ligne.

Pour le modèle de la ligne longue (modèle en π) on utilise les équations de Télégraphiste :

$$\frac{dv}{dx} + L\frac{di}{dt} = -Ri \quad \text{(II.36)}$$

$$C\frac{dv}{dt} + L\frac{di}{dx} = 0 \quad \text{(II.37)}$$

Où : v est la tension de phase, i est le courant de phase, R est la résistance série de la ligne, L est l'inductance série de la ligne et C'est la capacité de la ligne.

Le modèle de la ligne courte est simple mais c'est utile que pour des lignes très courtes. La négligence de la capacité de la ligne cause des erreurs dans le calcul de la distance du défaut. Par conséquence, les méthodes de localisations de défaut utilisant le modèle de ligne en π sont plus précises, cependant, ils sont sensibles à la transposition, l'accouplement mutuel de la ligne, l'angle de défaut, des changements de paramètre dans les différentes gammes de fréquence et dans certains cas à la compensation de la ligne.

II.2.5.1.3. Les algorithmes basés sur la méthode des ondes mobiles :

La localisation de défauts pour les lignes de transport aérienne et les câbles souterrains utilisant la méthode des ondes mobile s'a été annoncée depuis 1931 La renaissance de cette méthode est partiellement due à la demande récente du marché des localisateurs de défauts rapide et précis et la disponibilité de nouvelle technologie dans l'acquisition des données à grande vitesse, la synchronisation de temps utilisant le GPS et l'avancement dans les systèmes de télécommande et de communication. Deux méthodes proposées pour localiser les défauts dans les lignes de transport utilisation la méthode des ondes mobiles :

1. Les algorithmes qui utilisent les données extraites des deux extrémités de la ligne : dans cet arrangement, le temps relatif d'arrivée de l'onde mobile produit par le défaut est mesuré aux deux extrémités de la ligne en défaut. Un canal de communication à grande vitesse doit être disponible pour la mesure précise du temps de propagation de l'onde.

2. Les algorithmes qui utilisent les données extraites d'une seule extrémité : cet arrangement est utilisé pour les lignes hautes tension en courant continu (HVDC). Pour utiliser cette technique pour les lignes de transport en courant alternatif, plus de recherche est nécessaire.

Les algorithmes de localisation de défaut utilisant la méthode des ondes mobiles sont basés sur la mesure de l'énergie reçue et reflétée d'une seule ou des deux extrémités de la ligne ou du lieu de défaut en défaut utilisant des temps synchronisés. Quand un défaut se produit, le changement de tension au point de défaut produit une impulsion électromagnétique à haute fréquence. Cette impulsion produite s'appelle une « onde mobile ». La distance de défaut est déterminée par la différence du temps entre l'onde incidente venant de défaut et l'onde correspondante reflétée au défaut.

En 1951, Lewis a classifié les méthodes des ondes mobiles en quatre types A, B, C et D selon leur mode de fonctionnement.

***Type A* :** cette catégorie utilise une seule extrémité de la ligne et calcule la distance de défaut en basant sur le temps entre la première détection de défaut et les détections des réflexions produites par le défaut.

***Type B* :** est une méthode qui utilise deux extrémités dans laquelle le localisateur de défaut détecte le défaut à une extrémité et envoie un signal à l'autre extrémité de la ligne de transport. La période de l'arrivée du signal est employée par synchronisation pour déterminer l'endroit de défaut. La méthode de transmission du signal et la possibilité d'un retard entre la détection de défaut et la génération du signal peuvent varier selon le type de catégorie choisi.

***Type C* :** ressemble beaucoup au type A, sauf qu'il emploie une impulsion produite et ses réflexions pour localiser le défaut plutôt qu'à utiliser le défaut et ses réflexions.

***Type D* :** est une méthode à deux extrémités qui emploie les périodes de détection des coupures à l'extrémité inverse de la ligne de transport pour déterminer l'endroit de défaut ; les localisateurs de défaut aux deux extrémités de la ligne de transport doivent être synchronisés pour que ce type travaille correctement. Une nouvelle méthode qui utilise une seule extrémité (le type E) a été proposée en 1993 à la différence des types précédents, elle utilise les coupures produites quand la ligne est réenclenchée par le disjoncteur. Ses rapports d'essai sur le terrain dans diverses conditions montrent une exécution prometteuse, dans laquelle l'erreur maximum d'évaluation ne dépasse pas 2.7 %.

La méthode des ondes mobiles peut fournir des résultats très précis quand elle fonctionne correctement. Cependant, des différents facteurs peuvent affecter leurs exécutions remarquablement.

La propagation peut être affectée par les paramètres du système et la configuration du réseau menant à une atténuation forte des ondes. Une autre difficulté surgit pour les défauts proches au jeu de barres. De plus, les ondes reflétées peuvent être sérieusement affectées par la discontinuité de la ligne telle que les branches de dérivation, des charges et la section du câble.

La complexité de leur simulation, particulièrement si en considère la dépendance des paramètres de la ligne en fonction de la fréquence est également une autre.

En outre, le facteur économique est un inconvénient essentiel en raison du matériel supplémentaire exigé pour ces arrangements aussi bien que les outils de communication et de synchronisation.

II.2.6. Protection :

Les lignes de transport de l'électricité sont principalement protégées par des protections de distance, parfois aussi appelés protection à minimum d'impédance associées à des protections différentielles lignes.

II.2.6.1. Protection différentielle [21] :

Ce type de relais est, généralement, basé sur la mesure de la différence géométrique de deux courants.

II.2.6.1.1. Protection différentielle longitudinale :

Appeler aussi ; Protection différentielle à courant circulaire. Elle utilise le principe de comparaison des courants d'entrée et de sortie de l'élément à protéger ; dans notre cas la ligne de transport.

Pour effectuer cette protection, on installe des deux côtés de la ligne des transformateurs de courant (TC) dont on fait la connexion de leurs enroulements de tel sorte que les courant secondaires I_A et I_B soient égaux et coïncident en phase **Figure (II.5**).

Lors du régime normal et des courts-circuits extérieurs, le courant déséquilibré $I_{dés}$ circulera à travers l'enroulement du relais est :

$$I_{dés} = I_A - I_B = I_{Relais} \quad \text{(II.38)}$$

Dans ce cas, la protection ne doit pas fonctionner car le seuil de fonctionnement **(I_F)**

est choisi pour qu'il soit supérieur au courant déséquilibré.

Ce courant de déséquilibre est lié, pratiquement, à la fabrication des transformateurs de mesure ; car on ne peut jamais trouver deux transformateurs identiques. Il est aussi augmenté par le courant résiduelI_R.

Quand un court-circuit se produit dans la ligne à protéger, le point de défaut sera alimenté par les deux côtés, donc, l'un des deux courants mesurer par les transformateurs du courant a changé de direction, et par conséquent, le relais sera traversé par la somme vectorielle des deux courants.

$$I_{Relais} = I_A + I_B > I_F \qquad \text{(II.39)}$$

La protection fonctionne en envoyant le signal de déclenchement aux disjoncteurs.

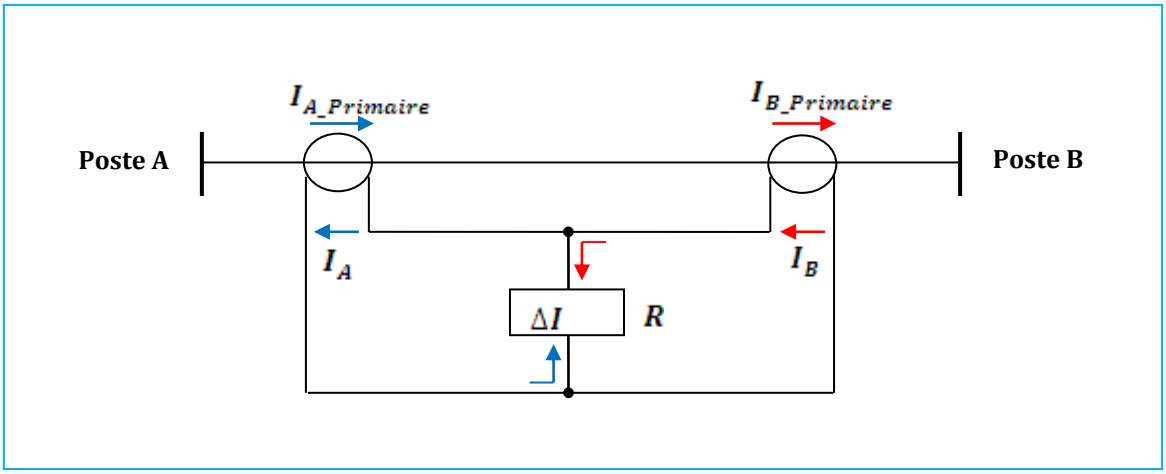


Figure (II.5) : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités.

II.2.6.1.2. Protection différentielle transversale équilibrée :

Afin d'assurer la continuité de service, et de permettre un transit des puissances élevées, on utilise des lignes en parallèle. Elles sont, le plus souvent, protégées par la protection différentielle transversale.

On y relève que le relais RA ou RB de la protection transversale **Figure (II.6)** est bien traversé par la différence géométrique $I_1 - I_2$ des courant des lignes 1 et 2.

L'existence de ce courant différentiel constitue le critère de l'existence d'un court-circuit sur la phase correspondante de l'une des deux lignes protégées mais il n'indique pas la quelle. Afin de profiter de la présence des disjoncteurs généralement placés à chaque extrémité de ligne, et pour n'éliminer que la ligne qui est le siège du défaut, il est nécessaire de compléter la protection par un canal de communication.

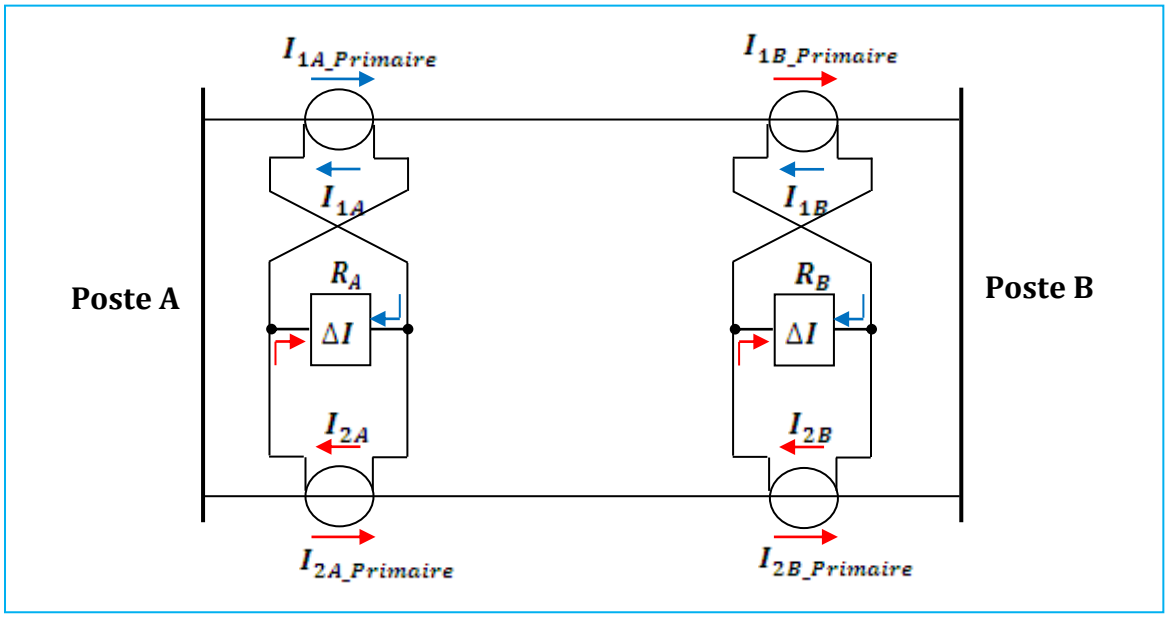


Figure (II.6) : Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle.

Pour disposer à l'endroit où l'on effectue la comparaison, des deux grandeurs représentant les courants, une liaison pilote est nécessaire ; c'est la raison pour laquelle ce système de protection n'est guère utilisé que pour des câbles reliant deux postes d'une même ville ou d'une même zone industrielle, C'est un inconvénient de cette protection car les émetteurs d'envoi et de réception sont relativement chers; toutefois, il n'y a pas d'inconvénient de l'appliquer à des postes aériennes, à condition qu'elles soient courtes.

La protection différentielle est caractérisée par le fonctionnement rapide et la haute sensibilité aux défauts internes sans qu'elle soit sensible à l'instabilité de la tension et les oscillations de puissance. Elle est, essentiellement, utilisée pour la protection des transformateurs de puissance, des moteurs industriels et des générateurs.

II.2.6.2. Protection de distance [14] :

II.2.6.2.1. Principe de base :

Une protection de distance a la capacité de détecter un défaut à une distance prédéfinie sur une ligne de transmission ou un câble d'alimentation depuis son emplacement.

Chaque ligne électrique a une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa conception et de sa construction ; ainsi, son impédance totale sera une fonction de longueur ou de la distance. Une protection de distance observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm **Figure (II.7).**

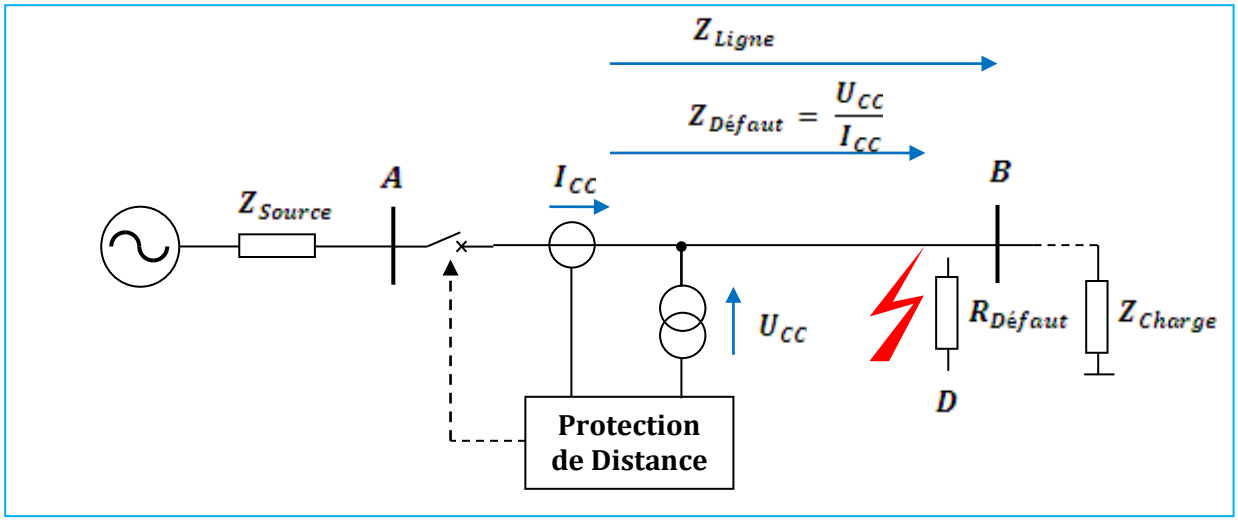


Figure (II.7) : Principe de base du fonctionnement.

II.2.6.2.2. Diagramme d'impédance :

Le diagramme d'impédance est un outil essentiel pour l'évaluation du comportement de la protection de distance. Dans ce diagramme la caractéristique du relais et la charge mesurée et l'impédance de court-circuit sont représentés dans le plan complexe R/X plane **Figure (II.9**). Pendant le fonctionnement normal du système, l'impédance mesurée correspond à l'impédance de charge. Sa grandeur est inversement proportionnelle à la quantité de charge transitée.

$$Z_{charge} = \frac{U^2{}_{Ligne}}{P_{charge}} \qquad \text{(II.40)}$$

L'angle entre le courant et la tension correspond à l'angle de charge φ_{Charge} **Figure (II.9**). Elle est dépendante du rapport entre la puissance active et réactive.

$$\varphi_{Charge} = Atan\left[\frac{Q}{P}\right] \qquad \text{(II.41)}$$

Après apparition d'un défaut l'impédance mesurée passe à l'impédance de court-circuit $Z_{Défaut}$, ce qui est généralement plus petit à l'impédance de charge Z_{Charge}. Sa valeur correspond à l'impédance de la ligne entre l'emplacement de relais et la localisation de défauts.

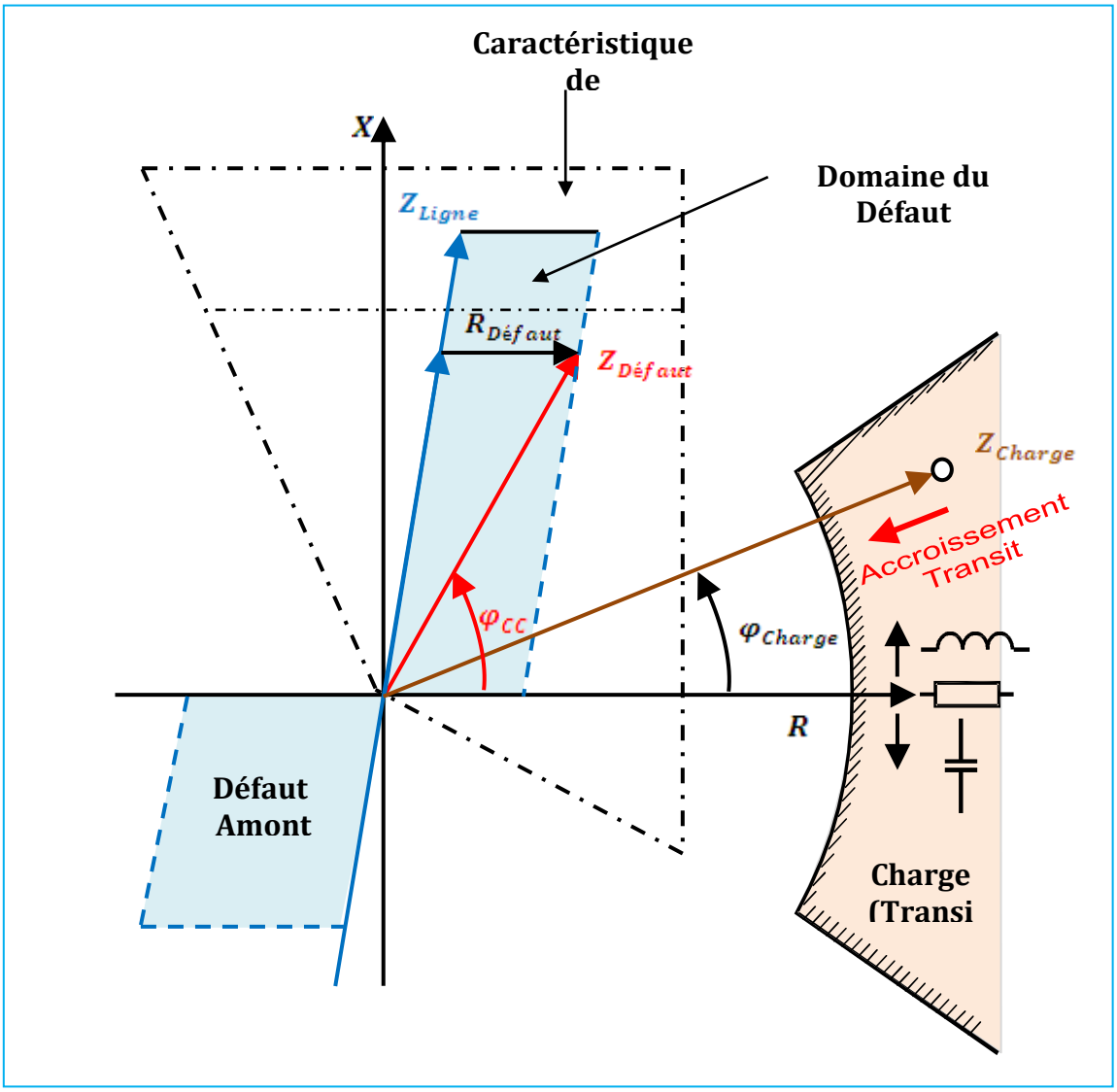


Figure (II.8) : Impédance de court-circuit et de charge (transit).

II.2.6.2.3. Caractéristiques des relais de distance :

La protection de distance tente de faire la distinction entre impédance de défaut et impédance de charge. Il faut donc définir, une limite, une frontière entre les impédances que la protection va considérer comme normales, de charge et celles anormales associées à un défaut. Cette limite est appelée ici caractéristique de déclenchement. Elles peuvent avoir plusieurs formes et sont représentées dans un plan R/X.

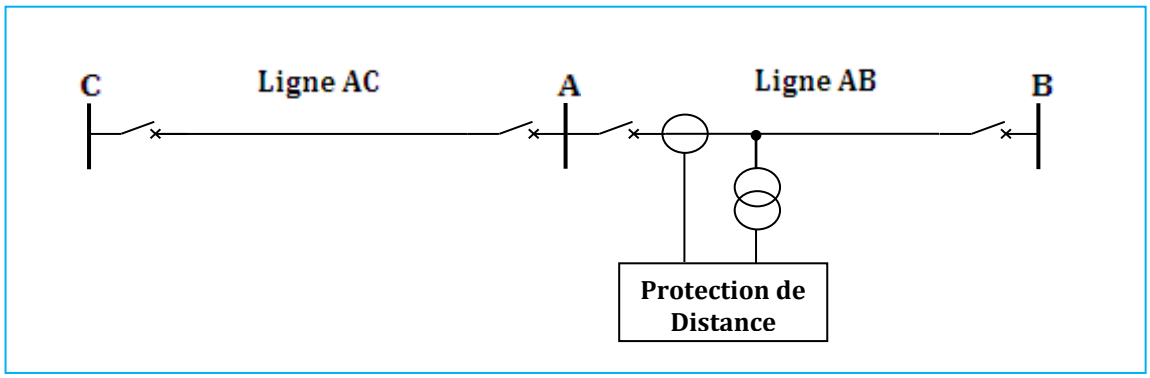


Figure (II.9) : Protection de Distance.

Les relais numériques peuvent utilisés n'importe quelle caractéristique, il suffit de la programmer. Par contre les relais statiques ou électromécaniques ont une caractéristique liée de leur principe de fonctionnement.

II.2.6.2.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance :

Une coordination correcte des relais de distances est obtenue grâce à la présence d'une Zone 1 de protection directionnelle instantanée et d'une ou deux zones à protection différée. Une ligne de transmission à une résistance et une réactance proportionnelle à sa longueur qui également son propre angle caractéristique. Elle peut donc être représentée comme ci-dessous dans un diagramme R/X.

II.2.6.2.4.1. Zone 1 :

Une caractéristique de relais a également été ajoutée, à partir de laquelle on notera que la portée de l'élément de mesure a été définie à approximativement 80% de la longueur de la ligne **Figure (II.10**). Cette portée a été choisie pour éviter un débordement dans la section suivante de la ligne et garantir une sélectivité stable pour les raisons suivantes :

- Il n'est pas pratique de mesurer avec précision l'impédance d'une ligne de transmission qui peut être très longue (disons 100 km) ; des longueurs témoin sont normalement utilisées qui peuvent entrainer des erreurs jusqu'à 10 % ;
- Des erreurs sont également présentes dans les transformateurs de courant et de tension, non sans oublier de mentionner les performances transitoires possibles de ces appareils ;
- Il existe des tolérances de fabrication concernant la précision de la mesure des relais, etc.

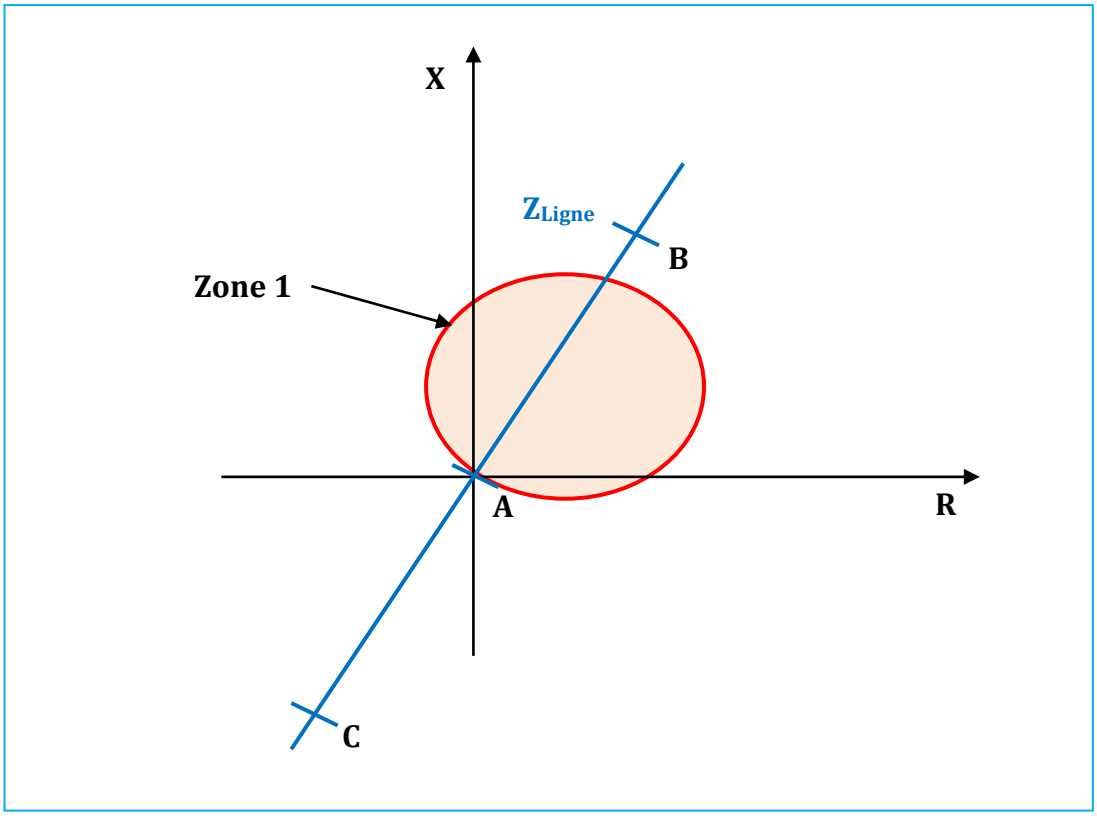


Figure (II.10) : Caractéristique dès la Zone 1 Mho.

Cet élément de mesure, connu sous le no, de zone 1 du relais distant, est instantanément en fonction.

II.2.6.2.4.2. Zone 2 :

Pour couvrir les 20 restants de la ligne, un second élément de mesure peut être ajoute et défini pour dépasser la ligne à condition d'être temporisé d'environ 0,5 s pour fournir la nécessaire coordination avec le relais aval. Cet élément de mesure est appelé zone 2. Non seulement il couvre les 20 % restants de la ligne, mais il offre aussi un moyen de secours pour la prochaine section de la ligne dans le cas où un déclenchement échouerait pour quelque raison que ce soit.

II.2.6.2.4.3. Zone 3 :

Une troisième zone est invariablement ajoutée comme élément de démarrage et elle prend la forme d'une caractéristique Mho (1mho=1 Siemens=1) de décalage. Ce décalage fournit une fonctionnalité de fermeture sur défaillance, car les éléments Mho peuvent ne pas fonctionner dans ces conditions en raison d'un effondrement complet de la tension pour la défaillance voisine.

La courte portée arrière offre aussi un secours localise lors d'une défaillance de barre

omnibus. Cet élément peut également être utilisé pour lancer un signal modulé à l'autre extrémité de la ligne.

L'élément zone 3 possède également une fonction très utile. Comme démarreur, il peut être utilisé pour commuter l'élément zone 1 en zone 2, intervenir après disons 0.5 s, et, de ce fait, réduire les coûts en faisant économiser l'installation d'un second élément de mesure zone 2 **Figure (II.11)**.

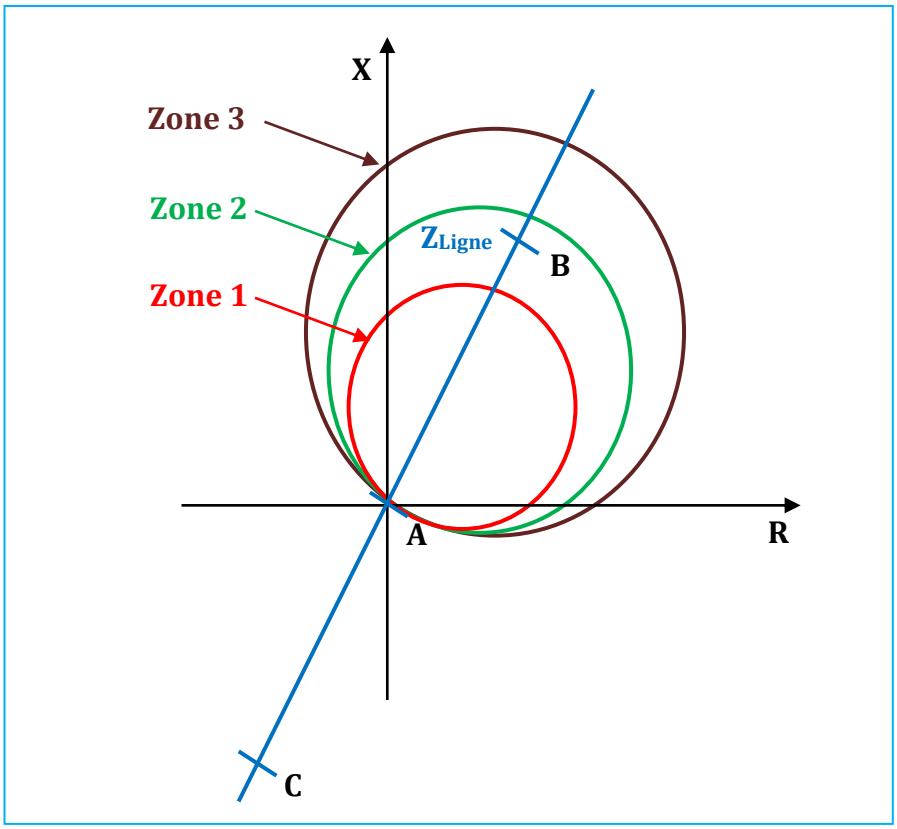


Figure (II.11) : Caractéristique des trois Zones Mho.

II.3. Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons cité les différentes méthodes utilisées dans l'analyse des défauts sur les lignes de transport d'énergie électrique, puis les techniques utilisées dans la détection, classification et localisation des défauts à l'aide des équations mathématiques est enfin nous terminant ce chapitre par une bref description des techniques utilisé dans la protection des lignes électriques.

Chapitre III: Localisation des défauts dans les réseaux de transport d’énergie électrique à trois extrémités .

III.1. Introduction

La croissance rapide des réseaux électriques au cours de ces dernières années a entraîné une augmentation à la fois du nombre des lignes et de leur longueur totale. Parallèlement, avec l'augmentation de la consommation d'énergie, une alimentation en énergie continue et fiable est nécessaire. Les lignes de transport sont des éléments essentiels dans un réseau électrique pour la distribution d'énergie électrique des centrales de production aux consommateurs. Il s'agit d'une partie du système où les défauts sont les plus probables. Ces défauts résultent principalement de défaillances mécaniques et doivent être éliminées avant la remise sous tension de la ligne. Les opérateurs et le personnel des services publics ont besoin d'une localisation précise des défauts afin d'accélérer la restauration du service, réduire les temps de panne, les coûts d'exploitation et les plaintes des clients. La localisation des défauts fait toujours l'objet de développements rapides. Les efforts de recherche sont axés sur le développement d'algorithmes efficaces de localisation des défauts destinés à être appliqués à des réseaux de plus en plus complexes [22]-[23], comme par exemple les lignes de transport d'énergie électrique à trois extrémités [24]-[26].

Différents algorithmes de localisation des défauts pour les lignes électrique à trois extrémités ont été développés à ce jour. Ils diffèrent par les nombres des données et le modèle de ligne de transport utilisé. La plupart d'entre eux sont classés comme des algorithmes basés sur le calcul de l'impédance, utilisant des mesures complètes de courant et de tension à toutes les extrémités de la ligne [22] – [23], ou des mesures incomplètes de tension et de courant, à deux extrémités seulement [24]. Il existe d'autres techniques utilisent que des mesures de tension provenant de toutes les bornes de la ligne [25]-[26]. D'autre techniques utilisent la théorie de la propagation des ondes [27] – [28].

Dans ce chapitre nous allons présenter une méthode de localisation de défauts dans les lignes de transmission à trois extrémités basées sur le modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes en utilisant les mesures limitées à une seule extrémité de la ligne, où le localisateur de défauts est installé, ainsi que des informations supplémentaires sur les amplitudes des courants des autres extrémités. Cette méthode est composée de trois sous-programmes, qui sont désignés pour localiser les défauts dans les trois lignes qui constitue notre réseau. Avec l'application de ces sous-programmes, nous obtiendrons trois solutions pour l'endroit de défaut. Ensuite, une procédure spéciale pour sélectionner la bonne solution est utilisée [29].

III.2. Algorithme de localisation de défaut proposé [22][24]

III. 2.1. Principe

Le modèle du réseau de transport à trois extrémités montrées dans la figure III.1 est appliqué pour développer la nouvelle méthode pour l'évaluation de la distance du défaut. On considère que le localisateur de défaut (LD) est installé sur la borne A et qu'il est alimenté par des courants et des tensions triphasés disponible au point de son installation ainsi que des informations supplémentaires des amplitudes des courants des autres extrémités.

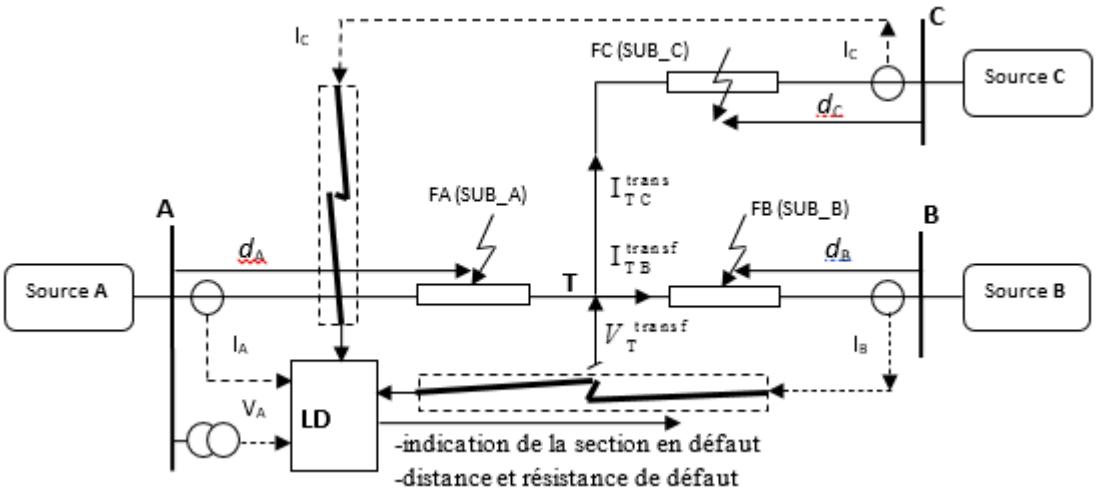


Fig.III.1. Localisation de défaut sur une ligne de transport d'énergie à trois extrémités.

Ce modèle se compose de trois générateurs, trois lignes aériennes et trois jeux de barres (A, B et C). Pour développer l'algorithme de localisation des défauts (Figure III.2) en divise notre réseau en trois sections : section A : ligne aérienne LA, section B : ligne aérienne LB et section C : ligne aérienne LC, ensuite trois sous-programmes : SP_A, SP_B et SP_C, sont appliqués pour chaque section. Chaque sous-programme détermine une distance de défaut : d_A, d_B et d_C, et une résistance de défaut : R_{FA}, R_{FB} et R_{FC}, en supposant que le défaut est survenu dans sa section de la ligne. Ensuite, le sous-programme valide, correspondant au cas de défaut réel, est sélectionné à l'aide des calculs de distance et de résistance du défaut.

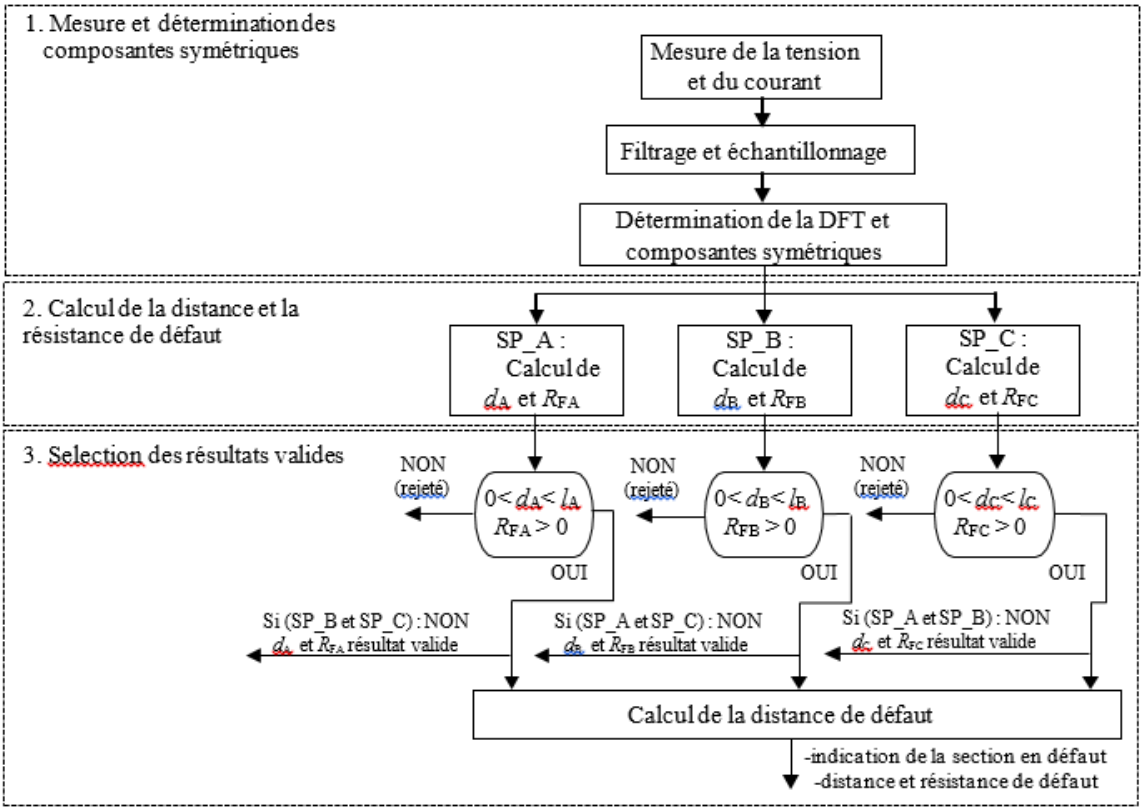


Figure.III.2. Schéma représentatif du principe de l'algorithme de la localisation de défaut dans la ligne électrique de transmission à trois extrémités [26].

III.2.2. Décomposition modale

Afin d'appliquer la méthode décrite dans à la section précédente aux systèmes triphasés ; les signaux des phases sont décomposés dans leurs composants modaux au moyen de la transformation modale. Cette transformation est essentiellement caractérisée par sa capacité de décomposer un certain groupe d'équations couplées en équations découplées excluant les parties mutuelles contenues dans ces équations. Ceci peut être typiquement appliqué aux matrices d'impédances pour les conducteurs couplés. Les termes de l'impédance mutuelle Z_m sont disparus de la matrice d'impédance transformée ; dans lesquels seulement les quantités modales d'impédance Z_{m1}, Z_{m2} et Z_{m3} apparaissent et les autres éléments sont nuls. Ce découplage peut être une solution idéale pour toutes les fonctions de protection qui sont basées sur l'évaluation de la distance de défaut comprenant la protection de distance et la localisation de défaut.

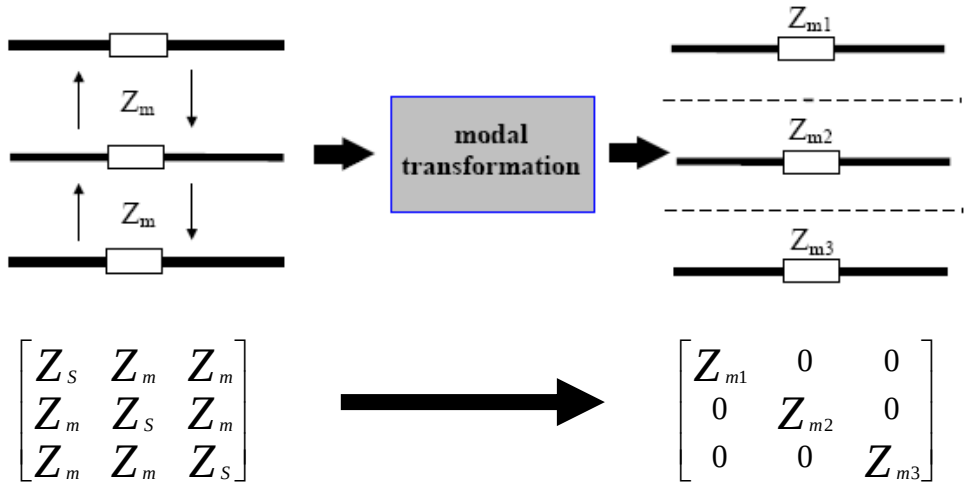


Figure III.3 : La transformation modale.

Pour les lignes polyphasées (également transposées) équilibrées, les matrices peuvent être facilement choisies telles que celle de Fortescue, Wedepohl, Karrenbauer, et la transformation de Clarke. La transformation Fortescue est employée ici pour transformer les échantillons tensions et courants en trois modes comme suit :

$$\begin{bmatrix} V_A \\ V_B \\ V_C \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} \quad , \quad \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix} = T \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ I_3 \end{bmatrix}$$

Avec

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \qquad \text{(III.1)}$$

Où :

$$a = \exp(j2\pi/3)$$

III.2.3. Méthodologie de la localisation de défauts pour une ligne à trois extrémités [25][27]

III.2.3.1. Sous-programmes SP_A

La figure III.4 représente les circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne de transmission combinée en défaut. Il est noté que le sous-programme SP_A est conçu pour localiser les défauts dans la section LA.

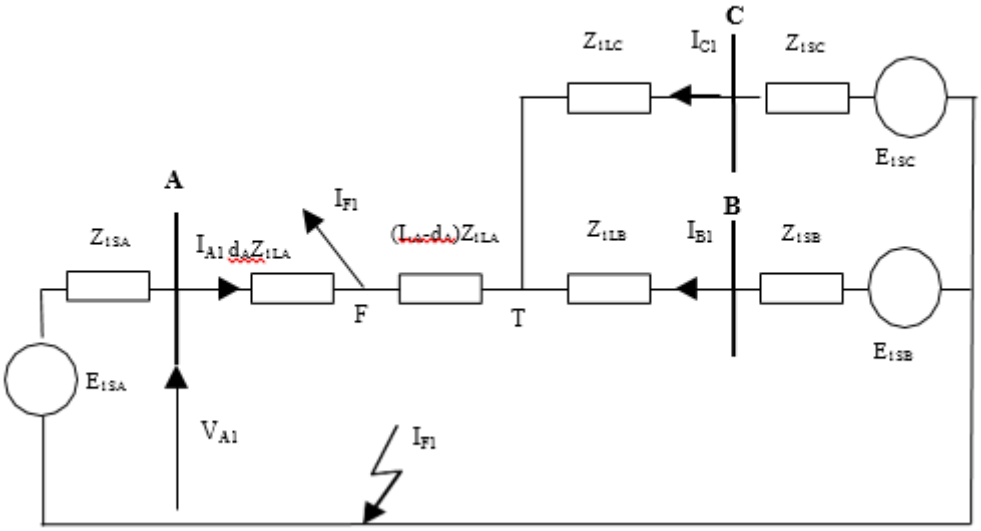


Figure.III.4 : Circuit équivalent de la composante directe (positive) de la ligne de transmission à trois extrémités en défaut dans la ligne LA (dans la section A).

Le modèle généralisé pour la boucle de défaut suivant est utilisé :

$$V_{AP} - d_A Z_{1L} I_{AP} - R_F I_F = 0 \qquad \text{(III.2)}$$

Où :

d_A : la distance inconnue du lieu de défaut.

Z_{1L} : impédance directe de la ligne en défaut.

V_{AP} , I_{AP} : tension et courant de la boucle de défaut composé selon le type de défaut.

R_F : résistance du défaut.

I_F : courant total du défaut

Le courant de défaut total est la somme de trois courants, un de chaque extrémité de la ligne, et peut être exprimé comme suit :

$$I_F = I_{FA} + I_{FB} + I_{FC} \qquad \text{(III.3)}$$

Où :

I_{FA} : est la contribution du courant de défaut du terminal A.

I_{FB} : est la contribution du courant de défaut du terminal B.

I_{FC} : est la contribution du courant de défaut du terminal C.

Le courant de défaut (I_F) est calculé à l'aide du modèle généralisé pour la boucle de défaut en considérant les conditions limites pour chaque type particulier de défaut (divers types de défauts sont résumés dans le Tableau (III.1) :

$$\begin{aligned} I_{FA} &= a_{F1}I_{A1} + a_{F2}I_{A2} + a_{F0}I_{A0} \\ I_{FB} &= a_{F1}I_{B1} + a_{F2}I_{B2} + a_{F0}I_{B0} \\ I_{FC} &= a_{F1}I_{C1} + a_{F2}I_{C2} + a_{F0}I_{C0} \end{aligned} \qquad \text{(III.4)}$$

Où :

a_{F1}, a_{F2}, a_{F0} Sont les coefficients de pondération pour la composition du courant de défaut.

$I_{(A,B;C)i}$: composantes symétriques du courant (i=0 : séquence homopolaire, i=1 : séquence directe, i=2 : séquence inverse) au jeu de barres A, B et C.

Tableau III.1 Table clé pour la composition du courant de défaut.

Défaut	a_{F1}	a_{F2}	a_{F0}
a-g	0	3	0
b-g	0	$1.5 + j1.5\sqrt{3}$	0
c-g	0	$-1.5 - j1.5\sqrt{3}$	0
a-b	0	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
b-c	0	$j\sqrt{3}$	0
c-a	0	$-1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
a-b-g	0	$3 - j\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$
b-c-g	0	$J2\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$
c-a-g	0	$-3 - j\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$
a-b-c a-b-c-g	$1.5 + j1.5\sqrt{3}$	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
$J = \sqrt{-1}$			

La tension et le courant de la boucle de défaut (V_{Ap}, I_{Ap}) dans l'équation (III.2) peuvent être déterminés en considérant les conditions limites pour chaque type particulier de défaut (divers types de défauts sont résumés dans le Tableau III.2) :

$$V_{Ap} = a_1 V_{A1} + a_2 V_{A2} + a_0 V_{A0} \qquad \text{(III.5)}$$

$$I_{Ap} = a_1 I_{A1} + a_2 I_{A2} + a_0 \frac{Z_{0LA}}{Z_{1LA}} I_{A0} \qquad \text{(III.6)}$$

Où :

Z_{0LA} : impédance homopolaire de la ligne en défaut LA.

V_{Ai}, I_{Ai} : composantes symétriques des tensions et courants vu par le relais A situé au jeu de barres A.

a_1 , a_2, a_0 : sont les coefficients de pondération pour la composition des signaux de la boucle de défaut.

Tableau III.2 Table clé pour la composition des signaux de la boucle de défaut.

Défaut	a_1	a_2	a_0
a-g	1	1	1
b-g	$-0.5 - j0.5\sqrt{3}$	$0.5 + j0.5\sqrt{3}$	1
c-g	$0.5 + j0.5\sqrt{3}$	$-0.5 - j0.5\sqrt{3}$	1
a-b, a-b-g a-b-c, a-b-c-g	$1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
b-c, b-c-g	$-j\sqrt{3}$	$j\sqrt{3}$	0
c-a, c-a-g	$-1.5 + j0.5\sqrt{3}$	$-1.5 - j0.5\sqrt{3}$	0
$J = \sqrt{-1}$			

La division de (III.2) en deux parties réelle et imaginaire donne :

$$\text{real}(V_{Ap}) - d_A \text{real}(Z_{1LA} I_{Ap}) - R_{FA} \text{real}(I_F) = 0 \qquad \text{(III.7a)}$$

$$\text{imag}(V_{Ap}) - d_A \text{imag}(Z_{1LA} I_{Ap}) - R_{FA} \text{imag}(I_F) = 0 \qquad \text{(III.7b)}$$

L'élimination du terme R_{FA} permet d'obtenir la formule générale pour le calcul de la distance du défaut :

$$d_A = \frac{\text{real}(V_{Ap})\text{imag}(I_F) - \text{imag}(V_{Ap})\text{real}(I_F)}{\text{real}(V_{LA})\text{imag}(I_F) - \text{imag}(V_{LA})\text{real}(I_F)} \qquad \text{(III.8)}$$

Où : $V_{LA} = Z_{1LA} I_{Ap}$

Après avoir calculée la distance de défaut par l'équation (III.8), la résistance de défaut peut être déterminée à partir de l'équation (III.7a) et (III.7b) par la formule suivante :

$$R_{FA} = \frac{0.5[\text{real}(V_{Ap}) - d_A \text{real}(V_{LA})]}{\text{real}(I_F)} + \frac{0.5[\text{imag}(V_{Ap}) - d_A \text{imag}(V_{LA})]}{\text{imag}(I_F)} \qquad \text{(III.9)}$$

III.2.3.2. Sous-programme SP_B

La figure III.5 représente le circuit équivalent de la composante directe de la ligne de transmission à trois extrémités en défaut.

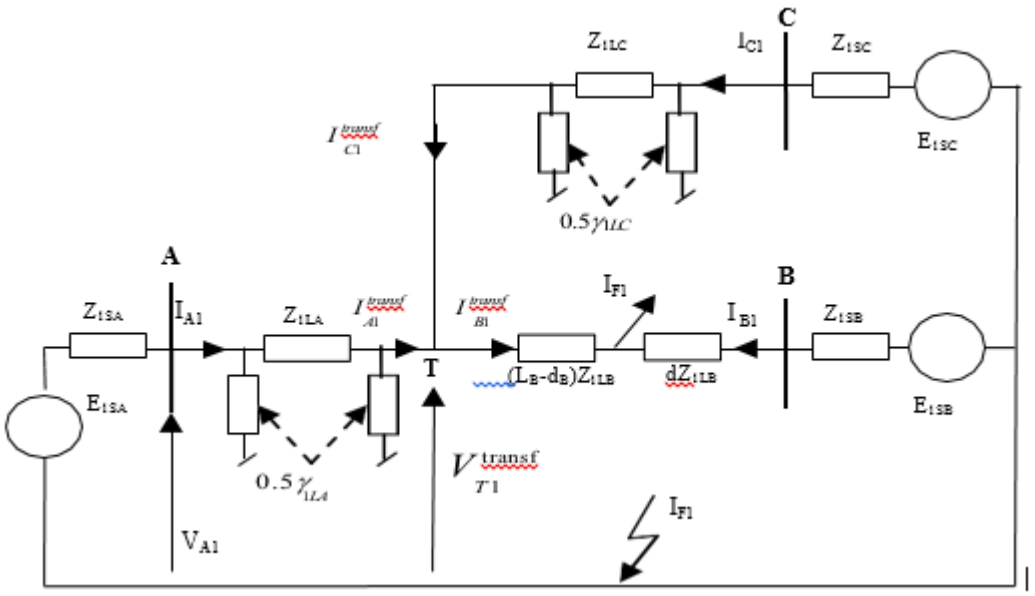


Figure.III.5 : Circuit équivalent de la composante directe (positive) de la ligne de transmission à trois extrémités en défaut dans la ligne LB (dans la section B).

Le sous-programme SP_B est conçu pour localiser les défauts dans la section B (défauts dans la ligne LB). Pour dériver l'algorithme de localisation, if faut d'abord définir les signaux tensions au point de transfert T (à l'entrée de la ligne LB) en tenant compte du modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes. Ces signaux sont exprimés en termes des composants symétriques des tensions et des courants mesurés respectivement à l'extrémité A.

Dans ce cas, les tensions de transfert au point T peuvent être calculées par la formule suivante :

$$V_{\mathrm{Ti}}^{transf} = \cosh(\gamma_{iLA} L_A) V_{Ai} - Z_{ciLA} \sinh(\gamma_{iLA} L_A) I_{Ai} \qquad \text{(III.10)}$$

Où :

$Z_{ciLA} = \sqrt{Z'_{iLA} / Y'_{iLA}}$: composantes symétriques de l'impédance caractéristique de la ligne,

$\gamma_{iLA} = \sqrt{Z'_{iLA} Y'_{iLA}}$: composantes symétriques constantes de propagation de la ligne,

Z'_{iLA} : composantes symétriques de l'impedance de la ligne,

Y'_{iLA} : composantes symétriques de l'admittance de la ligne,

LA : Longueur totale (en km) de la section de ligne LA.

Les courants de transfert du début de la de ligne (bus A) au point final (T) de la section A (la section de la ligne saine A-T) exprimées en termes des composante symétrique par la formule suivante :

$$I_{\mathrm{Ai}}^{transf} = [-\sinh(\gamma_{iLA} \mathrm{L}_A) \mathrm{V}_{Ai}] / Z_{ciLA} + \cos(\gamma_{iLA} \mathrm{L}_A) \mathrm{I}_{Ai} \qquad \text{(III.11)}$$

En revanche, les courants de transfert au point (T) à l'entré du tronçon LB de la ligne en défaut, circulant depuis le point de transfert T vers le lieu du défaut I_{TBi}^{transf} peuvent être calculées par la formule suivante :

$$I_{\mathrm{TBi}}^{transf} = I_{\mathrm{Ai}}^{transf} + I_{\mathrm{Ci}}^{transf} \qquad \text{(III.13)}$$

Ensuite, en utilisant ces signaux de transfert (III.10), (III.13), la tension et le courant de la boucle de défaut (V_{Tp} , I_{TBp}), et le courant de défaut (I_F) sont composés, de la même manière que le sous-programme SP_A en utilisant les tableaux III.1 et III.2. Afin de déterminer la distance au défaut survenant dans la section B, le modèle de boucle de défaut suivant est utilisé :

$$\mathrm{V}_{Tp} - (\mathrm{L}_B - \mathrm{d}_B) \mathrm{Z}_{1LB} \mathrm{I}_{TBp} - \mathrm{R}_{FB} \mathrm{I}_F = 0 \qquad \text{(III.14)}$$

Après avoir divisé l'équation (III.14) en parties réelle et imaginaire on obtient la formule générale pour le calcul de la distance du défaut :

$$d_B = \frac{-real(V_{Tp} - L_B V_{LB})\, imag(I_F) + imag(V_{Tp} - L_B V_{LB})\, real(I_F)}{real(V_{LB})\, imag(I_F) - imag(V_{LB})\, real(I_F)} \qquad \text{(III.15)}$$

Où : $\mathrm{V}_{LC} = \mathrm{Z}_{1LC} \mathrm{I}_{TCp}$

La résistance de défaut est estimée de la même manière à celle du sous-programme SP_A :

$$\mathrm{R}_{FB} = \frac{0.5[\mathrm{real}(\mathrm{V}_{TBp}) - (\mathrm{L}_B - \mathrm{d}_B)\mathrm{real}(\mathrm{V}_{LB})]}{\mathrm{real}(\mathrm{I}_F)} + \frac{0.5[\mathrm{imag}(\mathrm{V}_{TBp}) - (\mathrm{L}_B - \mathrm{d}_B)\mathrm{imag}(\mathrm{V}_{LB})]}{\mathrm{imag}(\mathrm{I}_F)} \qquad \text{(III.16)}$$

Après calcul de la distance de défaut d_B par l'équation (III.16), la distance de défaut d_{FB} peut être déterminée comme suit :

$$d_{FB} = LA + d_B \qquad \text{(III.17)}$$

d_{FB} : distance de défaut de la borne A au point de défaut FB.

III.2.3.3. Sous-programme SP_C :

La figure III.6 représente le circuit équivalent de la composante directe de la ligne de transmission à trois extrémités en défaut.

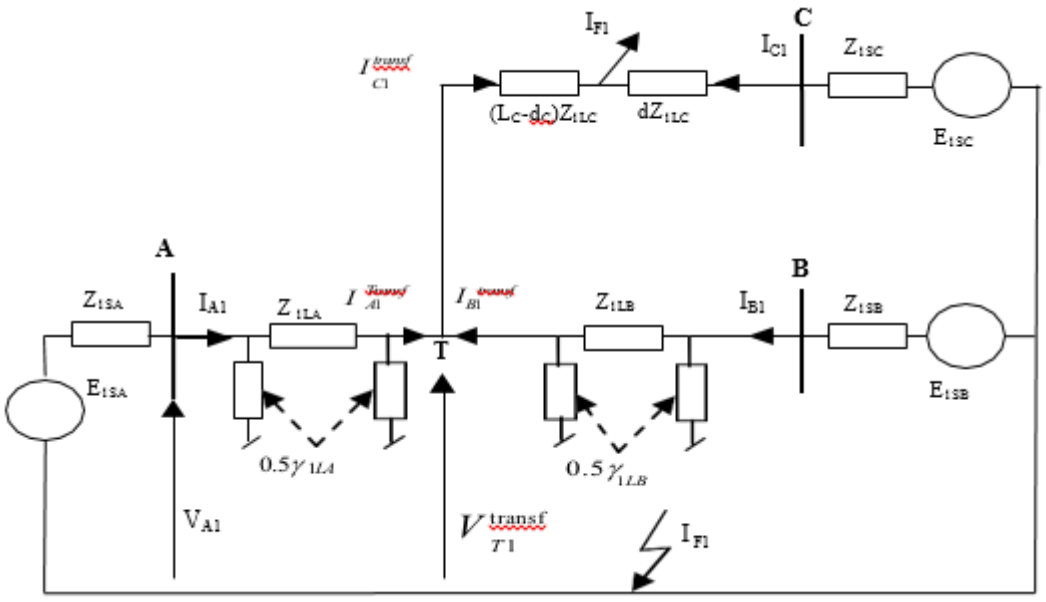


Figure.III.6 : Circuit équivalent de la composante directe (positive) de la ligne de transmission à trois extrémités en défaut dans la ligne LC (dans la section C).

Le sous-programme SP_C est conçu pour localiser les défauts dans la section C (défauts dans la ligne LC). Pour dériver l'algorithme de localisation, if faut d'abord définir les signaux tensions au point de transfert T (à l'entrée de la ligne LC) en tenant compte du modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes. Ces signaux sont exprimés en termes des composants symétriques des tensions et des courants mesurés respectivement à l'extrémité A.

Dans ce cas, les tensions de transfert au point T peuvent être calculées par la formule suivante :

$$V_{Ti}^{transf} = \cosh(\gamma_{iLA} L_A) V_{Ai} - Z_{ciLA} \sinh(\gamma_{iLA} L_A) I_{Ai} \qquad \text{(III.18)}$$

Où :

$Z_{ciLA} = \sqrt{Z'_{iLA} / Y'_{iLA}}$: composantes symétriques de l'impédance caractéristique de la ligne,

$\gamma_{iLA} = \sqrt{Z'_{iLA} Y'_{iLA}}$: composantes symétriques constantes de propagation de la ligne,

Z'_{iLA} : composantes symétriques de l'impedance de la ligne,

Y'_{iLA} : composantes symétriques de l'admittance de la ligne,

LA : Longueur totale (en km) de la section de ligne LA.

Les courants de transfert du début de la de ligne (bus A) au point final (T) de la section A (la section de la ligne saine A-T) exprimées en termes des composante symétrique par la formule suivante :

$$I_{\mathrm{Ai}}^{transf} = [-\sinh(\gamma_{iLA} \mathrm{L}_A) \mathrm{V}_{Ai}] / Z_{ciLA} + \cos(\gamma_{iLA} \mathrm{L}_A) \mathrm{I}_{Ai} \qquad \text{(III.19)}$$

Les courants de transfert du début de la de ligne (bus B) au point final (T) de la section B (la section de la ligne saine B-T) exprimées en termes des composante symétrique par la formule suivante :

$$I_{\mathrm{Bi}}^{transf} = [-\sinh(\gamma_{iLB} \mathrm{L}_B) \mathrm{V}_{Bi}] / Z_{ciLB} + \cos(\gamma_{iLB} \mathrm{L}_B) \mathrm{I}_{Bi} \qquad \text{(III.20)}$$

En revanche, les courants de transfert au point (T) à l'entré du tronçon LC de la ligne en défaut, circulant depuis le point de transfert T vers le lieu du défaut I_{TCi}^{transf} peuvent être calculées par la formule suivante :

$$I_{\mathrm{TCi}}^{transf} = I_{\mathrm{Ai}}^{transf} + I_{\mathrm{Bi}}^{transf} \qquad \text{(III.21)}$$

Ensuite, en utilisant ces signaux de transfert (III.18), (III.21), la tension et le courant de la boucle de défaut (V_{Tp} , I_{TCp}), et le courant de défaut (I_F) sont composés, de la même manière que le sous-programme SP_A en utilisant les tableaux III.1 et III.2. Afin de déterminer la distance au défaut survenant dans la section C, le modèle de boucle de défaut suivant est utilisé :

$$\mathrm{V}_{Tp} - (\mathrm{L}_C - \mathrm{d}_C) Z_{1LC} \mathrm{I}_{TCp} - \mathrm{R}_{FC} \mathrm{I}_F = 0 \qquad \text{(III.22)}$$

Après avoir divisé l'équation (III.22) en parties réelle et imaginaire on obtient la formule générale pour le calcul de la distance du défaut :

$$d_C = \frac{\text{-real}(V_{Tp} - L_C V_{LC})\text{imag}(I_F) + \text{imag}(V_{Tp} - L_C V_{LC})\text{real}(I_F)}{\text{real}(V_{LC})\text{imag}(I_F) - \text{imag}(V_{LC})\text{real}(I_F)} \quad \text{(III.23)}$$

Où : $V_{LC} = Z_{1LC} I_{TCp}$

La résistance de défaut est estimée de la même manière à celle du sous-programme SP_A :

$$R_{FC} = \frac{0.5[\text{real}(V_{TCp}) - (L_C - d_C)\text{real}(V_{LC})]}{\text{real}(I_F)} + \frac{0.5[\text{imag}(V_{TCp}) - (L_C - d_C)\text{imag}(V_{LC})]}{\text{imag}(I_F)} \quad \text{(III.24)}$$

Après calcul de la distance de défaut d_C par l'équation (III.23), la distance de défaut d_{FC} peut être déterminée comme suit:

$$d_{FC} = LA + d_C \quad \text{(III.25)}$$

d_{FC} : distance de défaut de la borne A au point de défaut FC.

III.2.3.4. Sélection de la bonne solution [22] :

La localisation de défaut dans la ligne de transmission à trois extrémités (figure III.1) est un problème particulier. Cependant, le problème réside dans la sélection de la distance et la résistance de défaut correcte (d, R_F) des trois solutions proposées par l'algorithme : sous-programme SP_A (d_A, R_{FA}), sous-programme SP_B (d_B, R_{FB}) et sous-programme SP_C (d_C, R_{FC}). La méthode simple et directe qui fonctionne dans la plupart des cas est la suivante : Si la distance de défaut calculé par le sous-programme SP_A d_A est dans la plage de la section A ($0< d_A < l_A$) et la distance de défaut calculé par les sous-programmes SP_B et SP_C est hors de leur section ($d_B < 0, d_C < 0$, $d_B > l_B$, $d_C > l_C$) alors on accepte la distance et la résistance de défaut calculé par le sous-programme SP_A (d_A, R_{FA}) comme solution, sinon le sous-programme, pour lequel la résistance de défaut calculée est négative, est rejeté. Si cela semble insuffisant, sélectionnez le sous-programme avec la résistance de défaut la plus petit comme solution.

III.3. Simulation

III.3.1. Réseau d'étude

Le programme de simulation MATLAB a été appliqué pour évaluer les performances de l'algorithme de localisation de défauts développé. Différents modèles de ligne de transmission à trois extrémités ont été modélisés pour la génération des données de défaut utilisées dans le développement de l'algorithme de localisation de défauts présenté. En particulier, le modèle représenté dans la figure III.7. Ce modèle est composé de trois sources de 110 kV et trois ligne aérienne avec les longueurs suivantes : LA=100 km, LB=80 km et LC=50 km.

Une description générale de réseau électrique à trois extrémités choisies pour la simulation est représentée dans la figure III.7

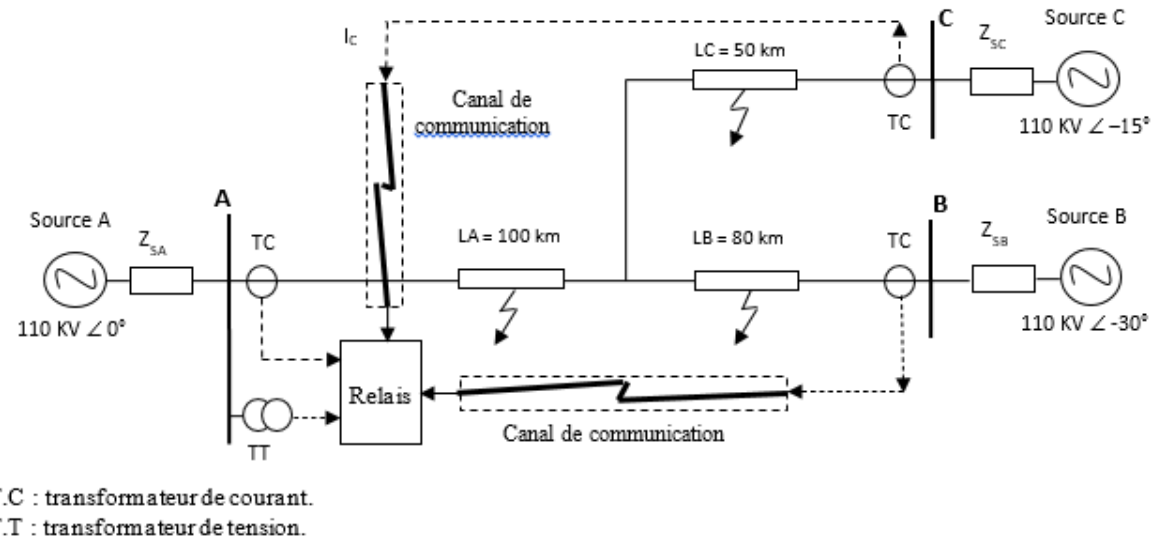


Fig.III.7. Réseau considéré pour l'étude.

Les paramètres du réseau sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau III.3: Paramètres du réseau.

Composant :	Paramètres	
Ligne (LA, LB et LC)	L	LA=100 km, LB=80 km et LC=50 km
	Z'_{1L}	(0.0276+j0.3151) Ω/km
	Z'_{0L}	(0.275+j1.0265) Ω/km
	C'_{1L}	13 nF/km
	C'_{0L}	8.5 nF/km
Sources A : 110 kv (φ = 0°)	Z_{1SA}	(0.65+j3.69) Ω
	Z_{0SA}	(1.16+j6.57) Ω
Sources B : 110 kv (φ = -30°)	Z_{1SB}	(1.3+j7.38) Ω
	Z_{0SB}	(2.32+j13.14) Ω
Sources C : 110 kv (φ = -15°)	Z_{1SC}	(1.95+j11.07) Ω
	Z_{0SC}	(3.48+j19.71) Ω

Les valeurs des courants et tensions en 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 les transducteurs qui assurent l'isolation galvanique et la réduction de la grandeur à mesurer. Ils convertissent soit la tension primaire (par des transformateurs de tension T.T) soit le courant primaire (par des transformateurs de courant TC) en une tension acceptable pour le fonctionnement du relais.

Les signaux de courants et tensions utilisés par le relais sont générés au terminal A. Ces signaux sont calculés à une fréquence de 100 kHz et traités par un filtre passe-bas de Butterworth d'ordre 4 avec une fréquence de coupure de 300 Hz. Un processus de prélèvement d'échantillonnage de 1 kHz (20 échantillons par cycle de 50 Hz) est appliqué. Ce taux d'échantillonnage est compatible avec les taux actuellement utilisés dans les relais numériques.

III.3.2. Logiciel utilisé

La simulation est réalisée par le logiciel Matlab-Simulink avec power Système (Figure III.8) pour régénérer les signaux tensions et courants au niveau des jeux de barres A, B et C. L'application des algorithmes de la localisation de défaut est réalisée par le même logiciel.

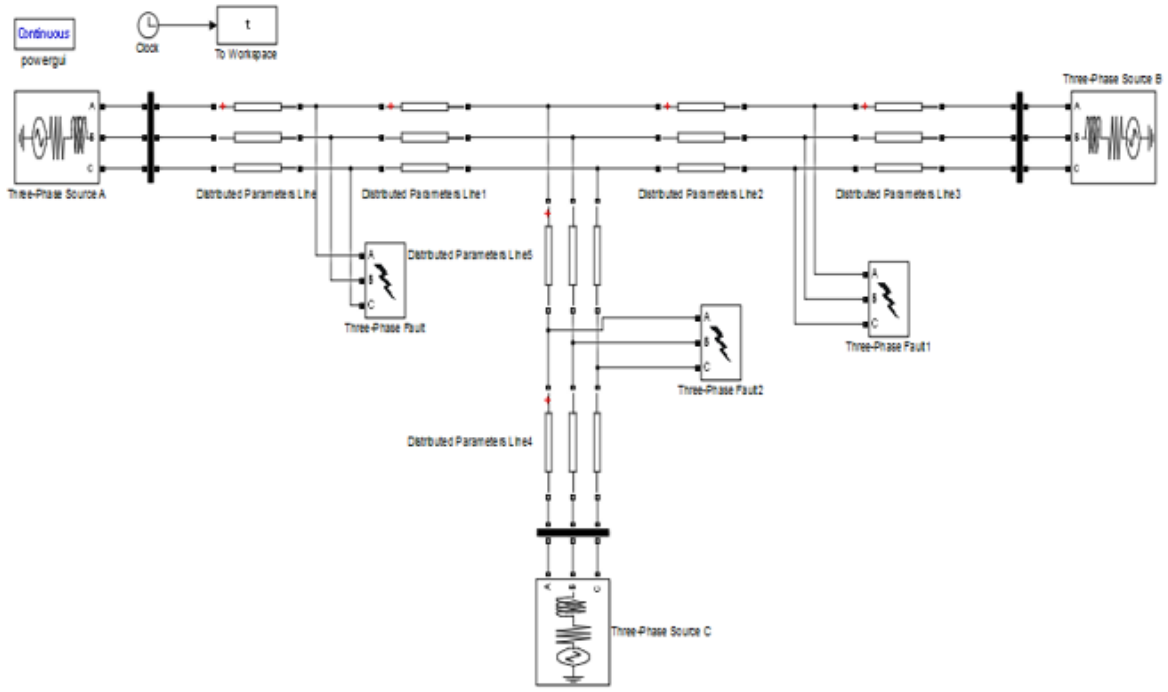


Figure III.8 : Réseau simulé sur Simulink-Matlab

III.4. Evaluation des performances de l'algorithme

Pour évaluer les performances de l'approche proposée, les courants et les tensions des trois phases des trois extrémités de la ligne de transmission sont extraits et échantillonnés avec un taux d'échantillonnage de 20 échantillons par cycle. Ce taux d'échantillonnage est assez suffisant pour satisfaire les exigences des relais numériques modernes et pour l'évaluation de toutes les phases à l'aide de la transformation de Fourier. Ces échantillonnés produits sont intégrés 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 symétriques.

Les figures III.9a et III.9b représentent respectivement les signaux des tensions et courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (R_f =10 Ω), à une distance d = 10 km à partir du jeu de barres A.

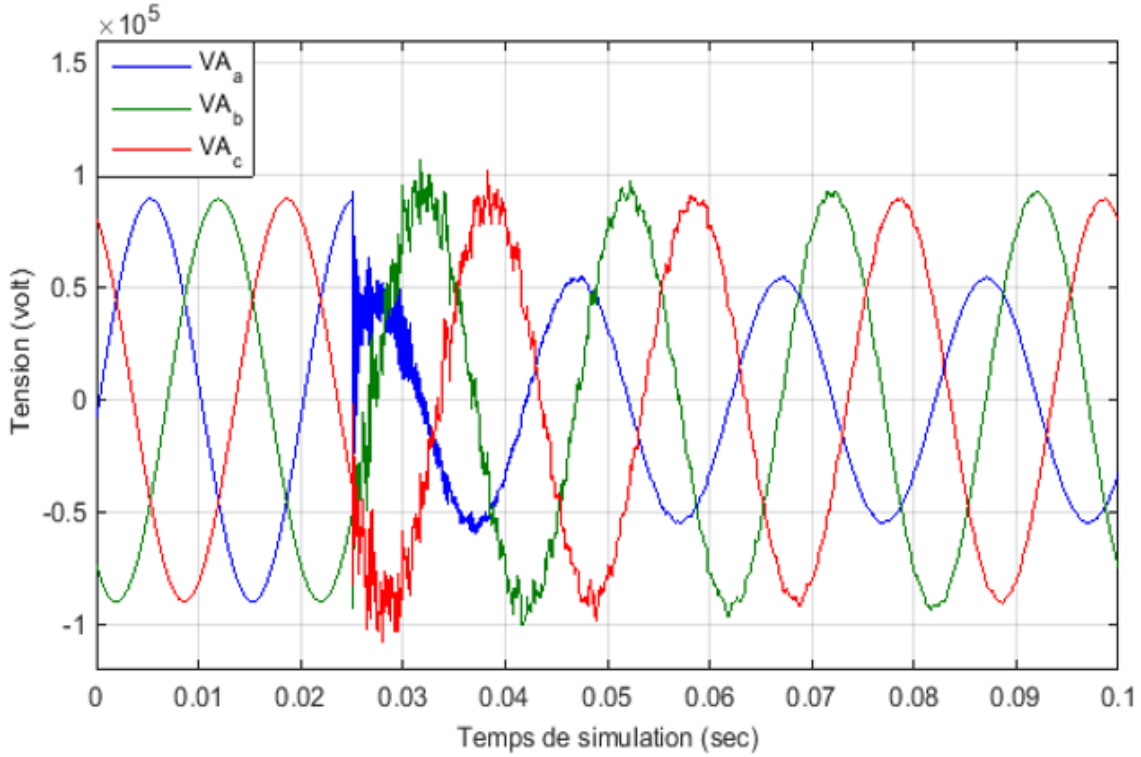


Figure (III.9a) : Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

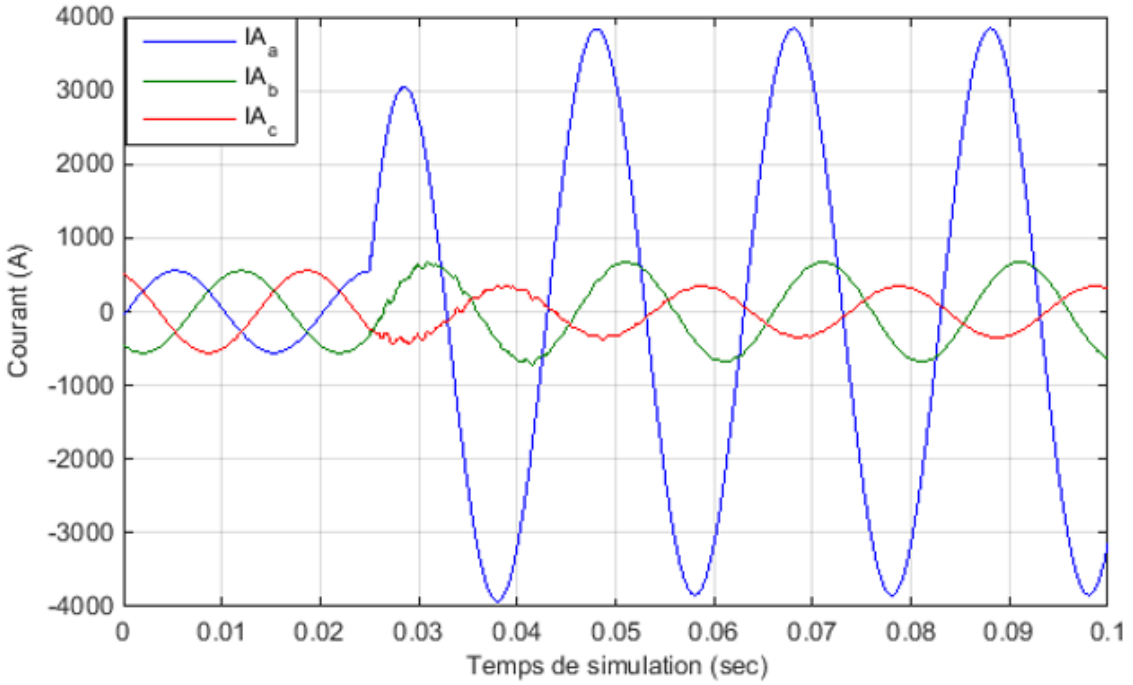


Figure (III.9b) : Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A

Les Figures III.10a et III.10b représentent respectivement le filtrage des signaux de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (Rf = 10 Ω), à une distance x = 10 km à partir du jeu de barres A. La performance de l'algorithme du filtrage numérique (Butterworth) montre son exactitude pour obtenir une tension typique et un courant en forme d'onde à 50Hz, dans une ligne de transport à haute tension en défaut.

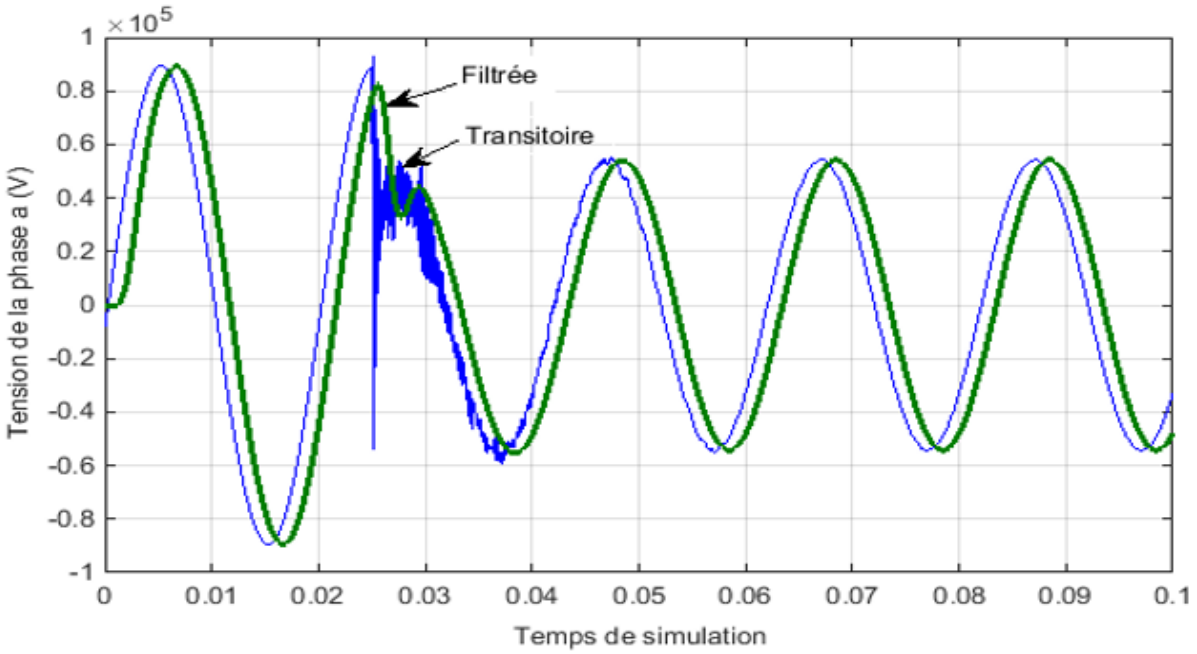


Figure (III.10a) : La tension de la phase « a » filtrée.

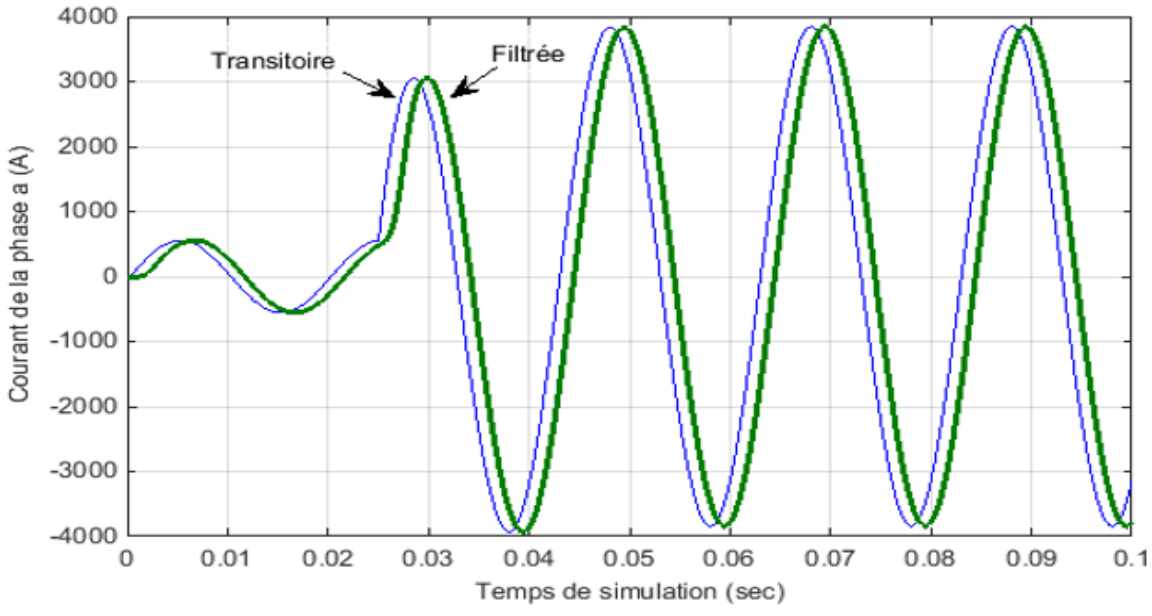


Figure (III.10b) : Le courant de la phase « a » filtré.

Les Figures III.11a et III.11b représentent respectivement l'échantillonnage d'une période des signaux filtré de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (Rf = 10 Ω), à une distance x = 10 km à partir du jeu de barres A. la fréquence d'échantillonnage utilisée est de l'ordre de 1KHZ (Fe = 1/Te). Cette fréquence est employée par la majorité des relais actuels.

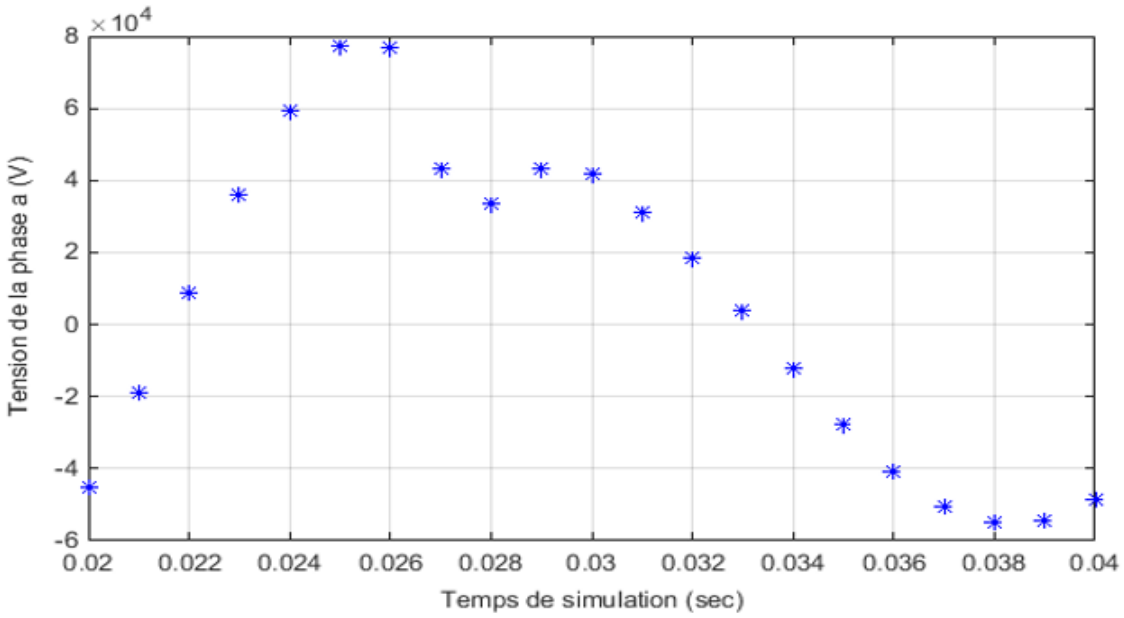


Figure (III.11a) : Une période de la tension de la phase « a » échantillonné.

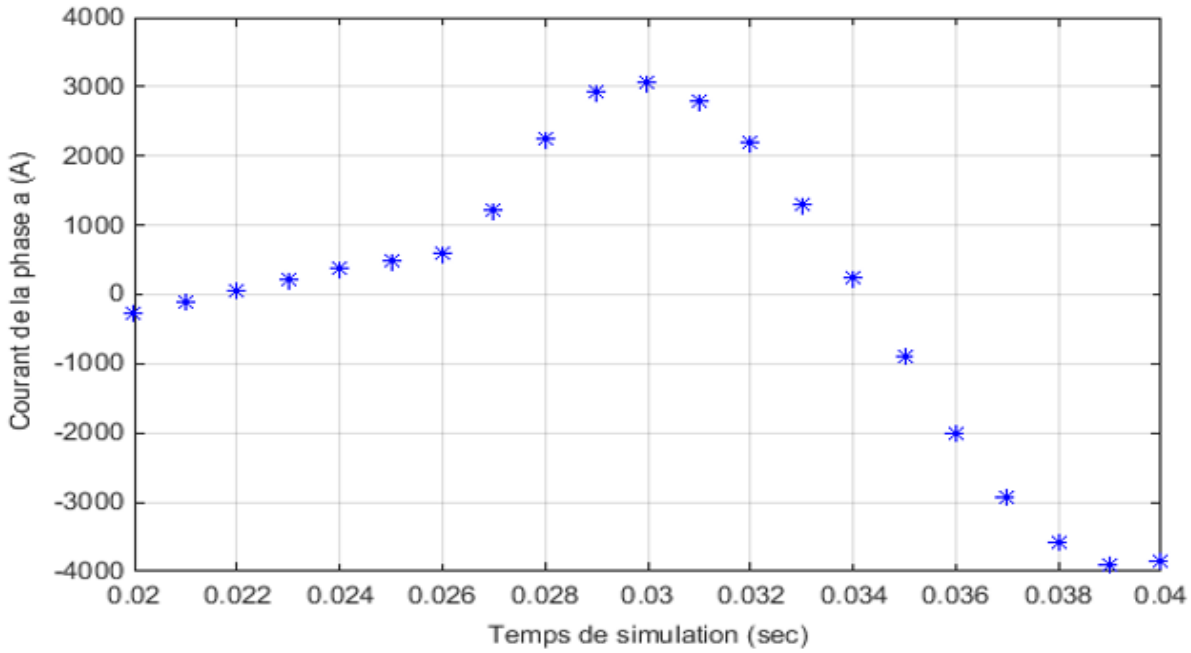


Figure (III.11b) : Une période du courant de la phase « a » échantillonné.

Les Figures III.12a et III.12b représentent respectivement la DFT d'une période des signaux échantillonnée de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (Rf = 10 Ω), à une distance x = 10 km à partir du jeu de barres A. Cette étape est très importante car elle nous permet d'éliminer les harmoniques et d'extraire la fondamentale qui sera utilisé dans l'algorithme de localisation de défaut.

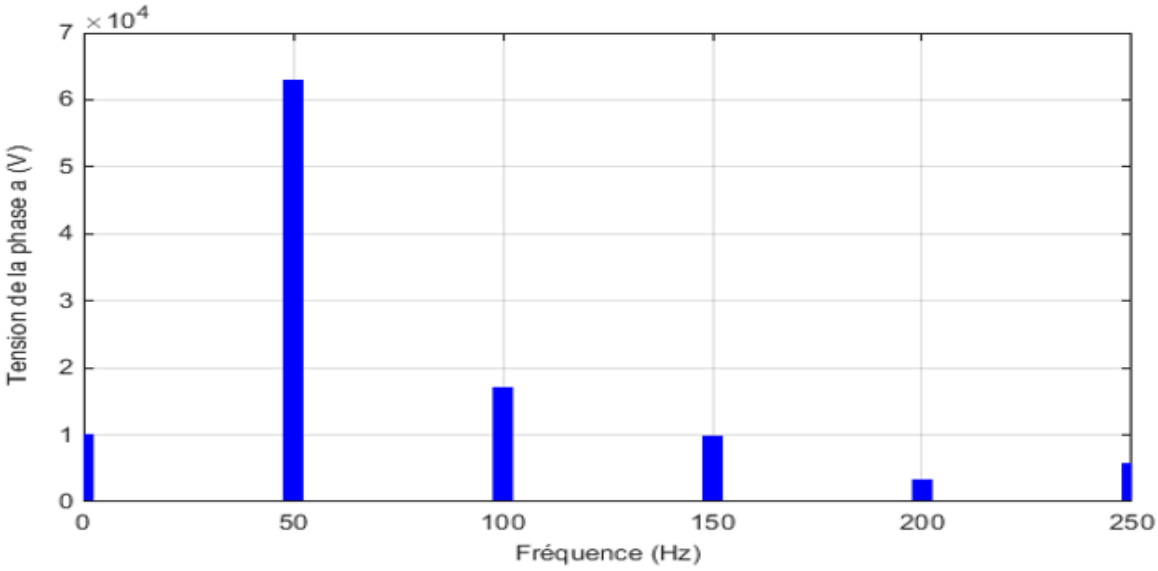
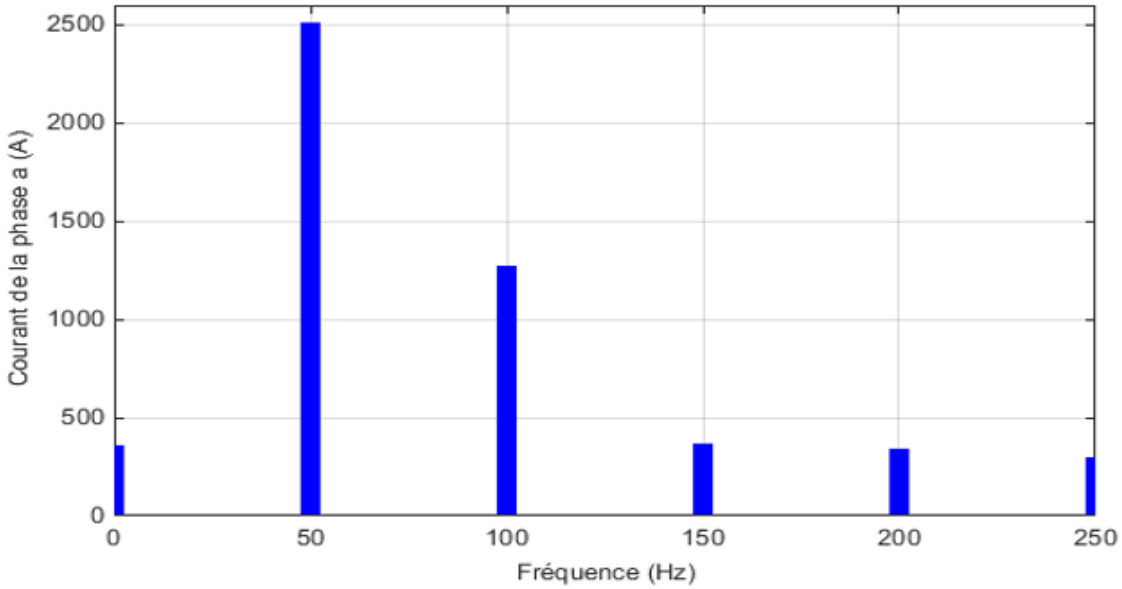


Figure (III.12a): La DFT d'une période de la tension de la phase « a ».



Figures (III.12b): La DFT d'une période du courant de la phase « a ».

III.4.1. Calcul de la distance de défaut

III.4.1.1. Défauts monophasés

Pour mieux comprendre le principe de fonctionnement de l'algorithme de localisation de défaut proposé est surtout la procedure de selection de la bonne solution on a proposé d'étudie deux exemple de défaut monophasé à la terre un sur la section A (exemple 1 - figure. III.13) et l'autre sur la section B (exemple 2 - figure. III.14).

Dans l'exemple 1 (figure. III.13), le cas suivant a été pris en compte : défaut monophasé entre la phase **a** et la terre dans la section A (défaut dans la ligne LA) - distance de défaut par rapport à la borne A : d_{FA} = 10 km, résistance de défaut : R_{FA} = 10 Ω.

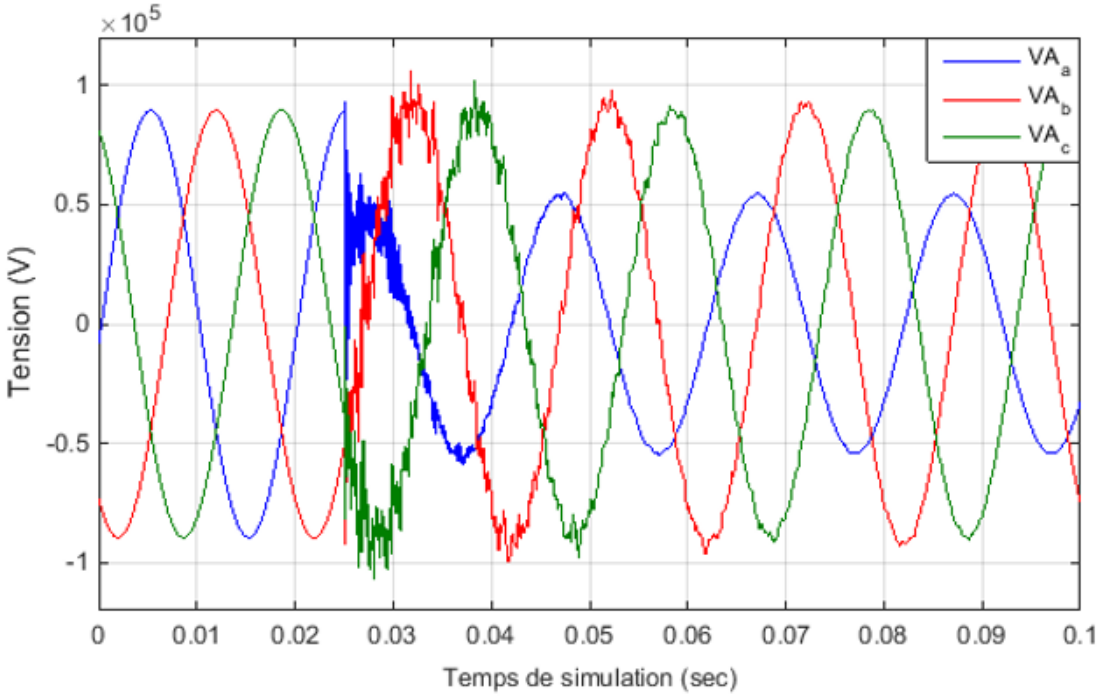


Figure. III. 13a.Tensions des trois phases au jeu de barres A.

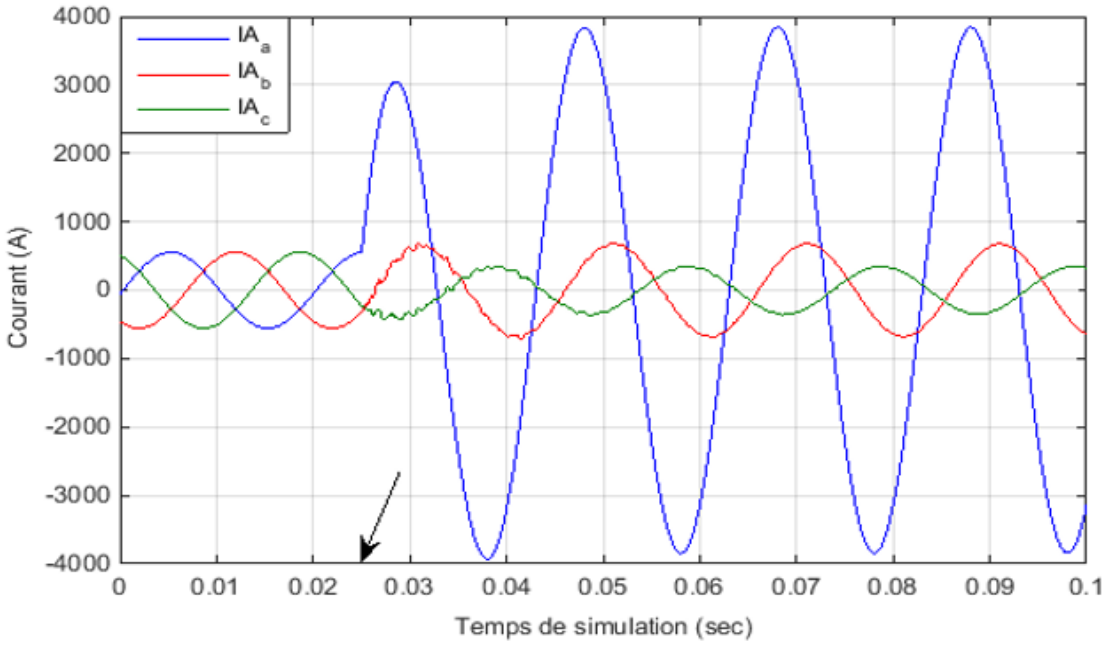


Figure.III.13b. Courants des trois phases au jeu de barres A.

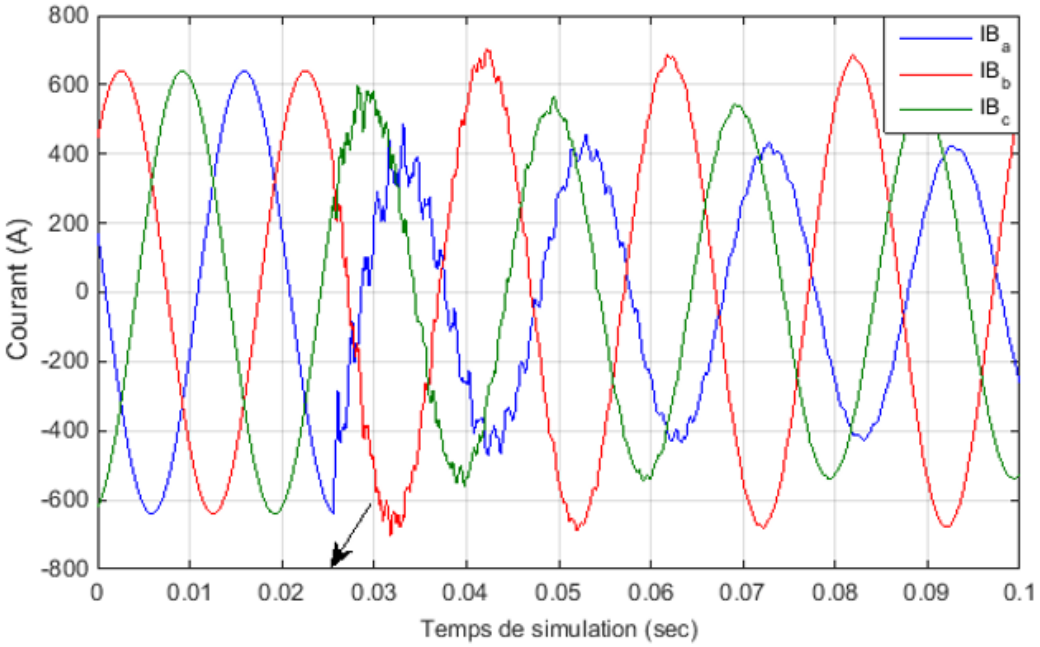


Figure.III.13c. Courants des trois phases au jeu de barres B.

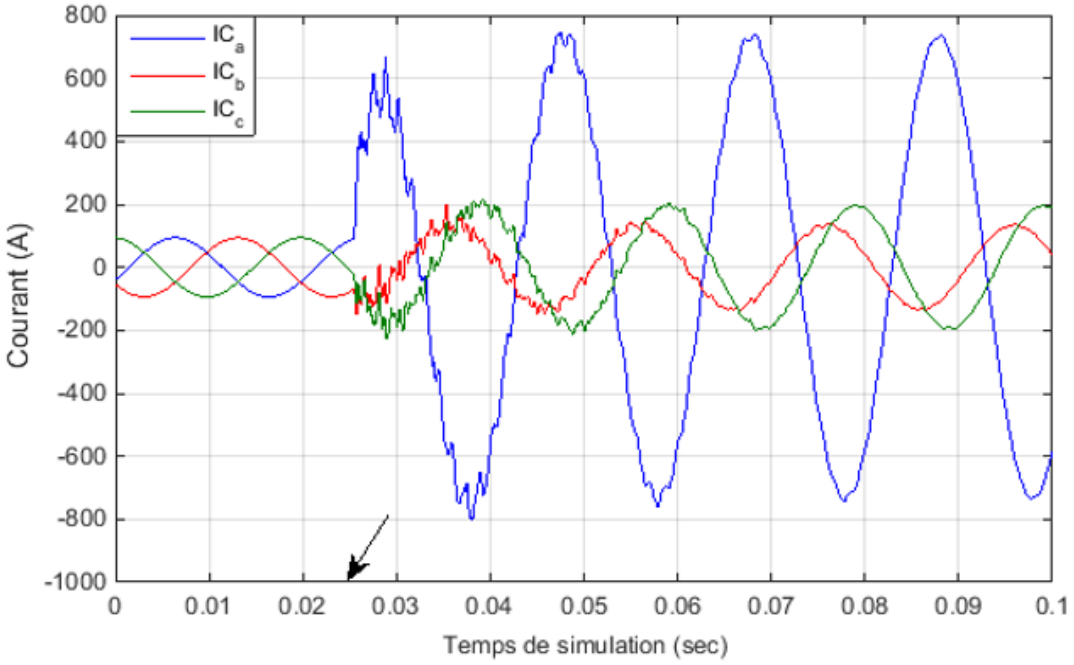


Figure.III.13d. Courants des trois phases au jeu de barres C.

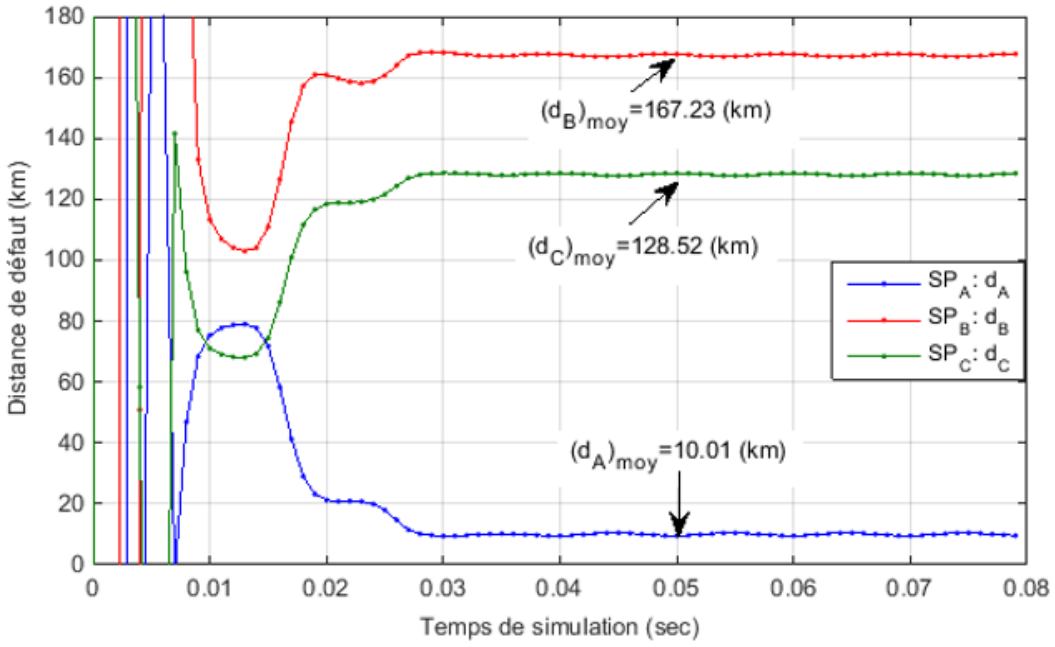


Figure.III.13e : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C).

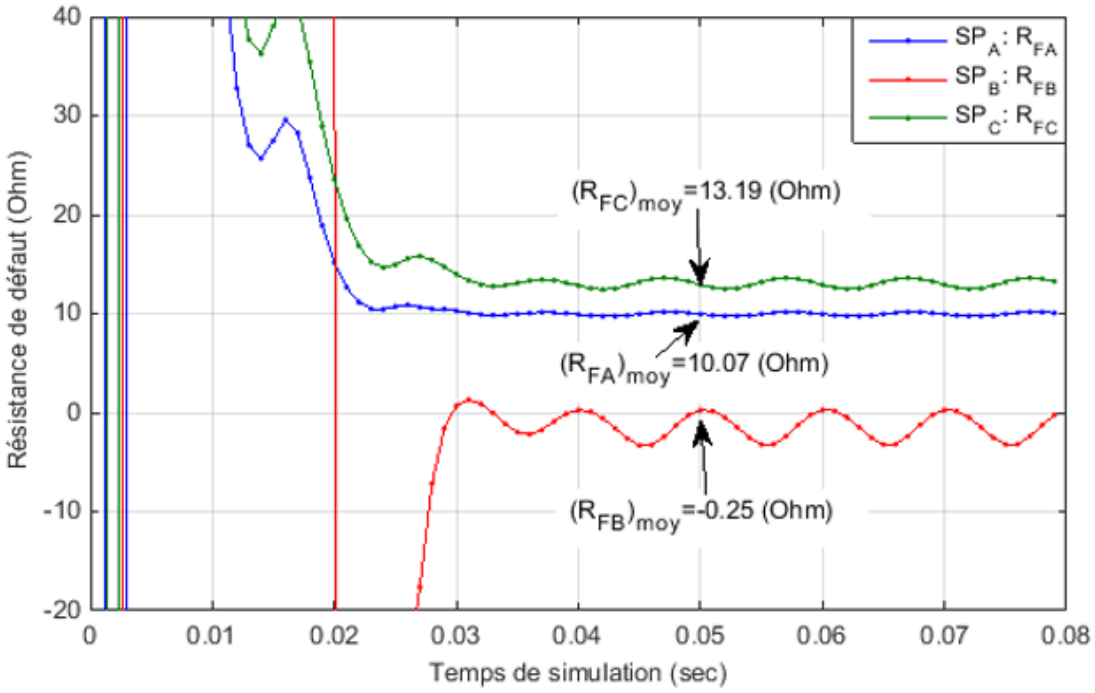


Figure.III.13f : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C).

Figure.III.13 : l'exemple 1 : défaut monophasé **a-T** dans la section A (défaut dans la ligne LA, d_{FA} = 10 km, R_{FA}= 10 Ω).

Les trois sous-programmes indiquent les distances et les résistances de défaut suivantes :

Le sous-programme SP_A estime :

Une distance de défaut de 10,01 (km) et une résistance de défaut de 10,07 (Ω).

Le sous-programme SP_B estime :

Une distance de défaut de 167,23 (km) et une résistance de défaut de -0.25 (Ω).

Le sous-programme SP_C estime :

Une distance de défaut de 128,52 (km) et une résistance de défaut de 13.19 (Ω).

En appliquant la procédure de sélection (section III.2.4.4), le sous- programme SP_A donne l'estimation finale de la distance de défaut 10 ,01 (km) et la résistance de défaut de 10,07 (Ω). Il est intéressant de noter que seul le sous-programme SP_A fournit le résultat dans sa section avec une résistance de défaut positive tandis que les deux sous-programmes SP_B et SP_C donne des distances de défaut hors de leur section (dans le sous-programme SP_B la distance estimée est de 167,23 (Km) et la section B est entre 0 et 80 (km) et dans le sous-programme SP_C la distance estimée est de 128,52 (Km) et la section C est entre 0 et 50 (km)) donc ils ont été rejetés.

Dans l'exemple 2 (figure.III.14), le cas suivant a été pris en compte : défaut monophasé entre la phase **a** et la terre dans la section B (défaut dans la ligne LB) - distance de défaut par rapport à la borne A : d_{FB} = 40 km, résistance de défaut : R_{FB} = 10 Ω.

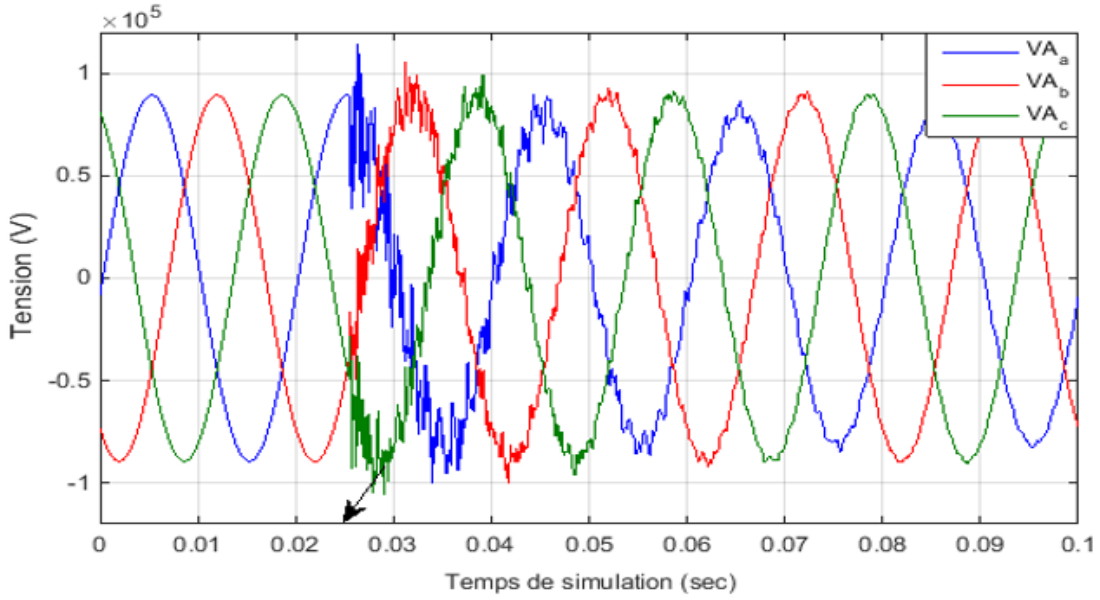


Figure. III. 14a.Tensions des trois phases au jeu de barres A.

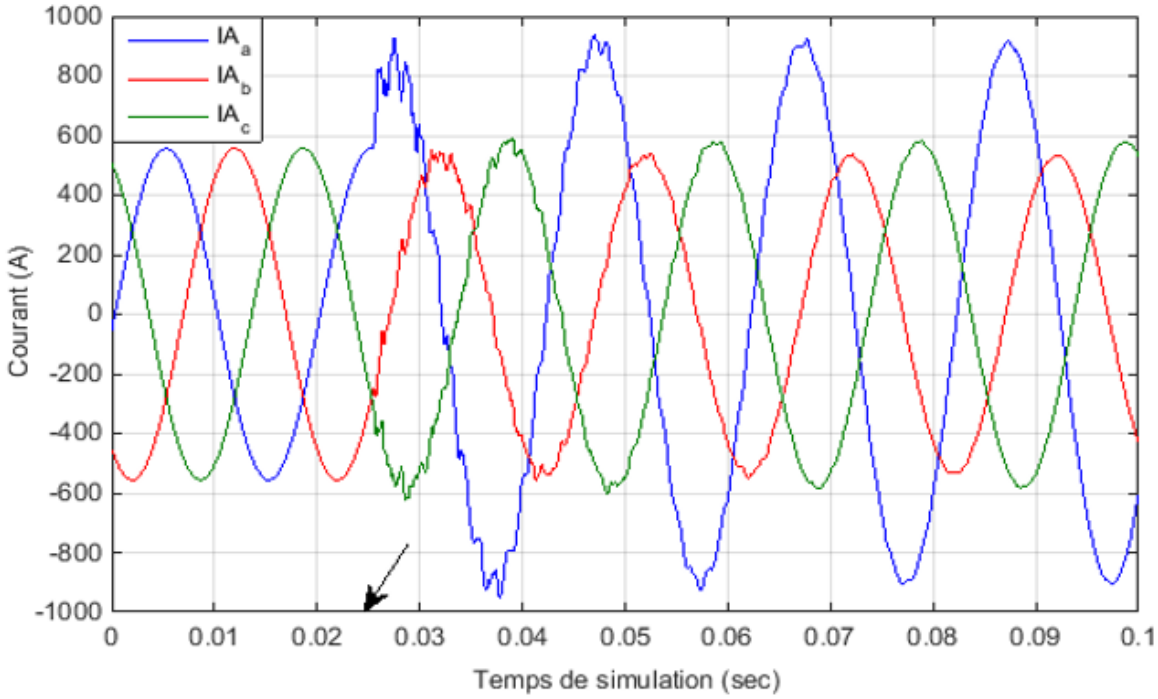


Figure.III.14b. Courants des trois phases au jeu de barres A

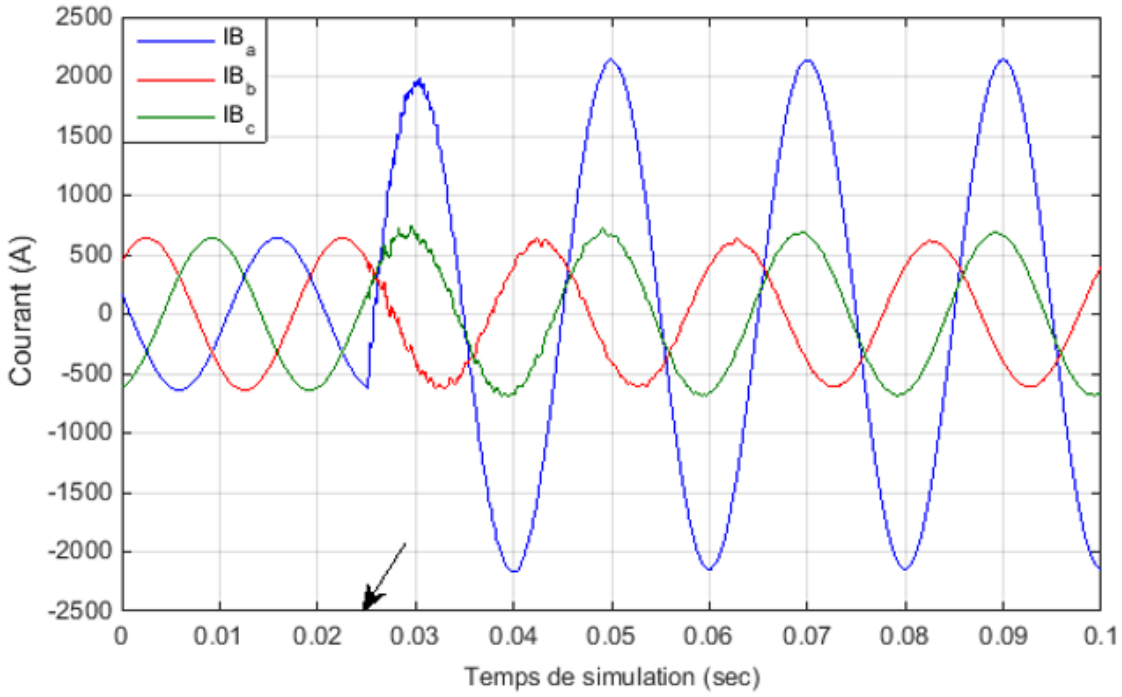


Figure.III.14c. Courants des trois phases au jeu de barres B.

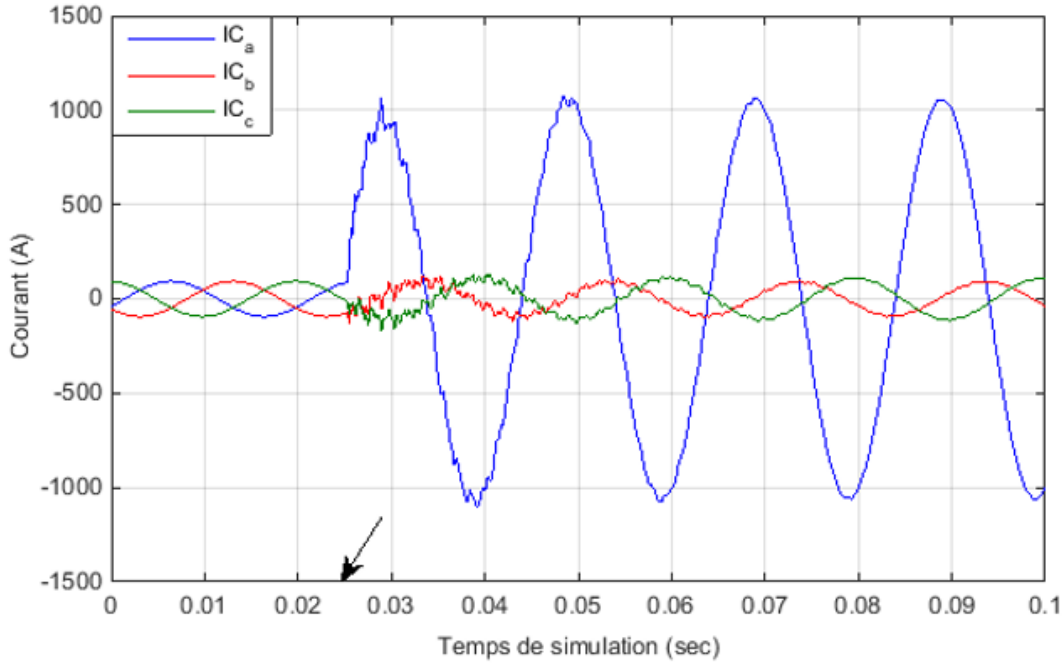


Figure.III.14d. Courants des trois phases au jeu de barres C.

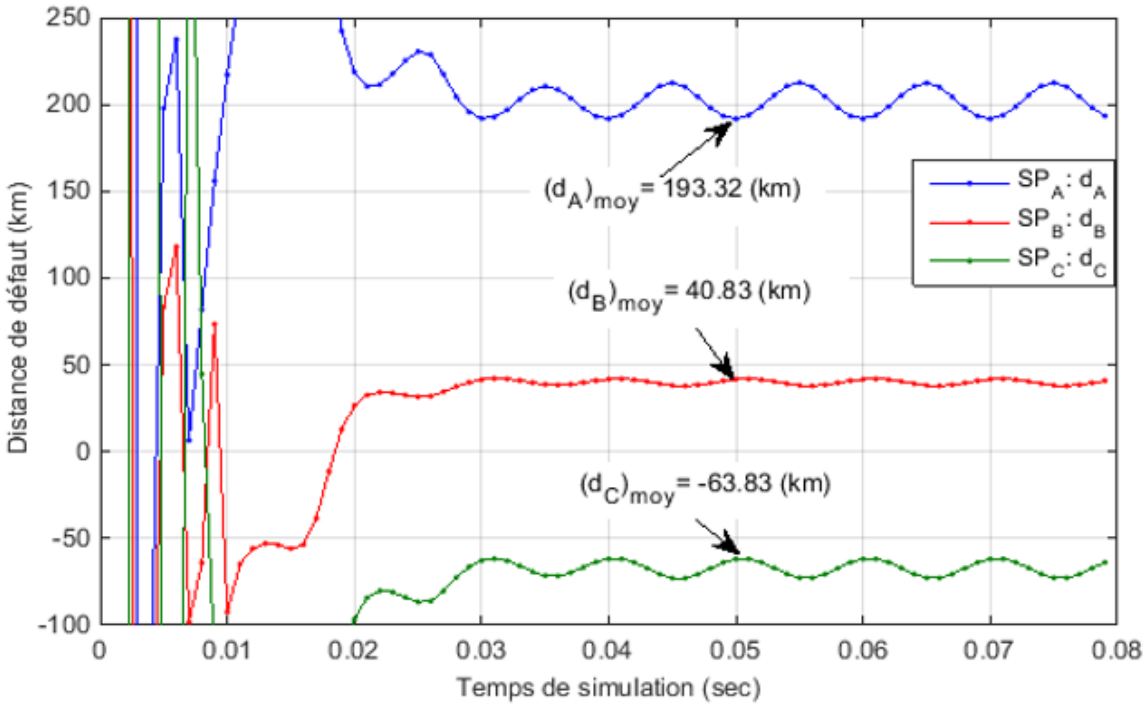


Figure.III.14e : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C).

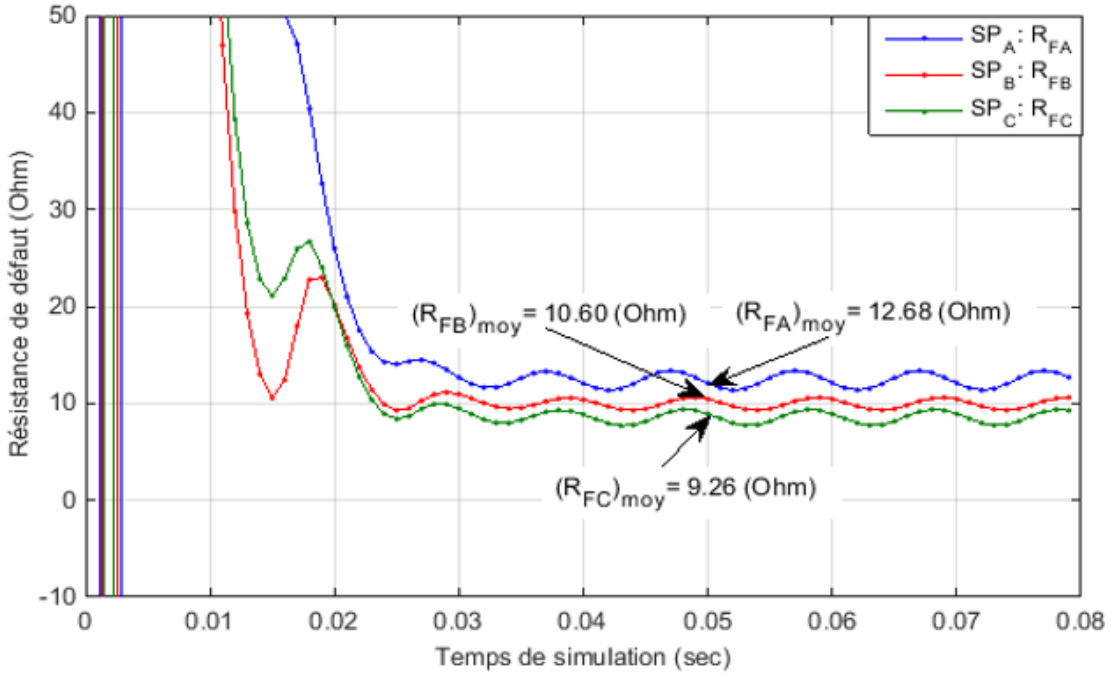


Figure.III.14f : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C).

Figure.III.14 : l'exemple 2 : défaut monophasé **a-T** dans la section B (défaut dans la ligne LB, d_{FB} = 40 km, R_{FB}= 10 Ω).

Les trois sous-programmes indiquent les distances et les résistances de défaut suivantes :

Le sous-programme SP_A estime :

Une distance de défaut de 193,32 (km) et une résistance de défaut de 12,68 (Ω).

Le sous-programme SP_B estime :

Une distance de défaut de 40,83 (km) et une résistance de défaut de 10,60 (Ω).

Le sous-programme SP_C estime :

Une distance de défaut de -63,83 (km) et une résistance de défaut de 9.26 (Ω).

En utilisant l'algorithme de sélection, le sous-programme SP_B donne l'estimation finale de la distance de défaut 40,83 (km) et la résistance de défaut de 10,60 (Ω). Il est intéressant de noter que seul le sous-programme SP_B fournit le résultat dans sa section et positive tandis que le sous-programme SP_A donne une distance de défaut hors de sa section (la distance estimée est de 193,32 (Km) et la section A est entre 0 et 100 (km)) et le sous-programme SP_C donne une distance de défaut négative (la distance estimée est de -63,83 (Km)) donc ils ont été rejetés.

III.4.1.2. Défauts biphasés

Dans cette section on propose d'étudie deux exemple de défaut biphasé un sur la section A (exemple 1 - figure. III.15) et l'autre sur la section C (exemple 2 - figure. III.16).

Dans l'exemple 1 (figure. III.15), le cas suivant a été pris en compte : défaut biphasé entre la phase **a** et **b** dans la section A (défaut dans la ligne LA) - distance de défaut par rapport à la borne A : d_{FA} = 20 km, résistance de défaut : R_{FA} = 10 Ω.

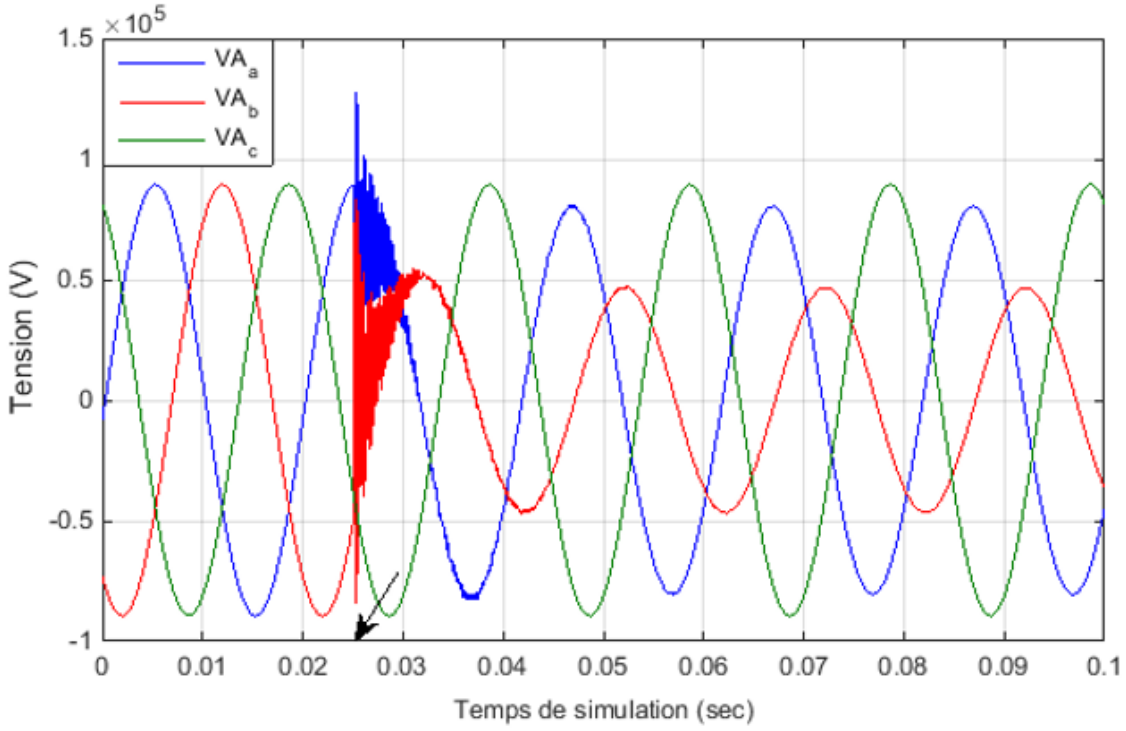


Figure. III. 15a.Tensions des trois phases au jeu de barres A.

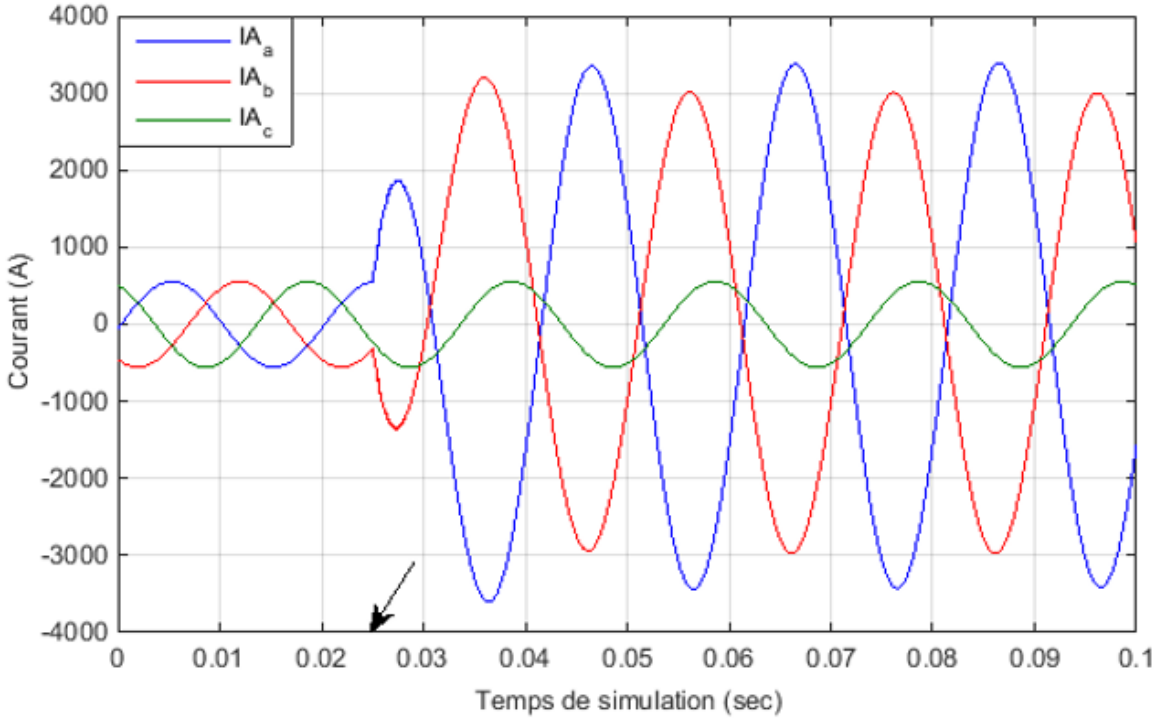


Figure.III.15b. Courants des trois phases au jeu de barres A.

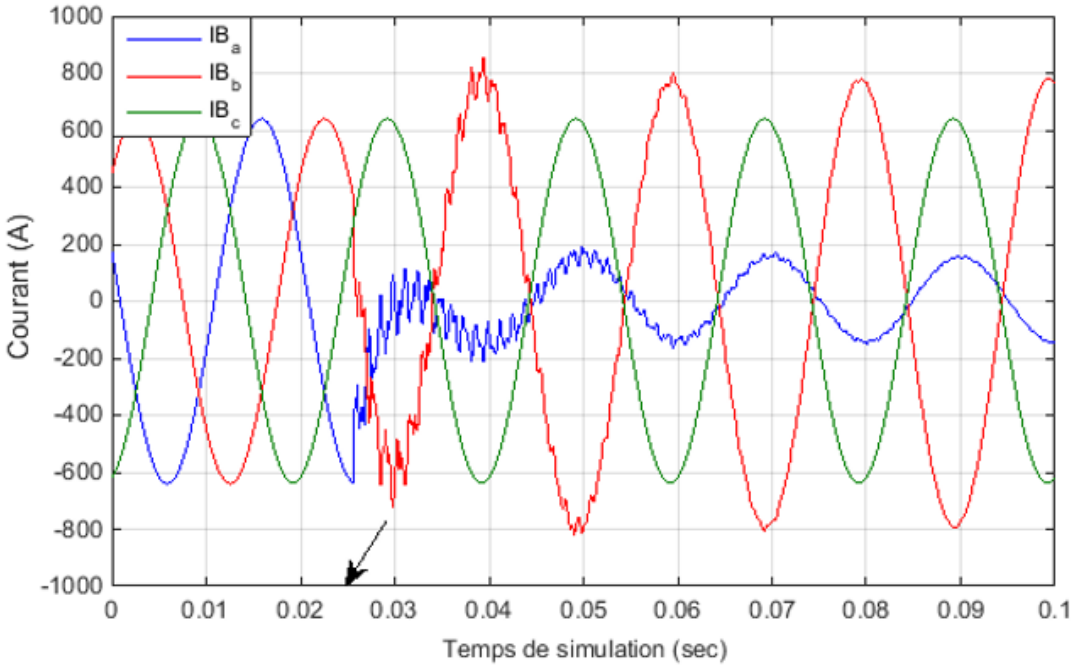


Figure.III.15c. Courants des trois phases au jeu de barres B.

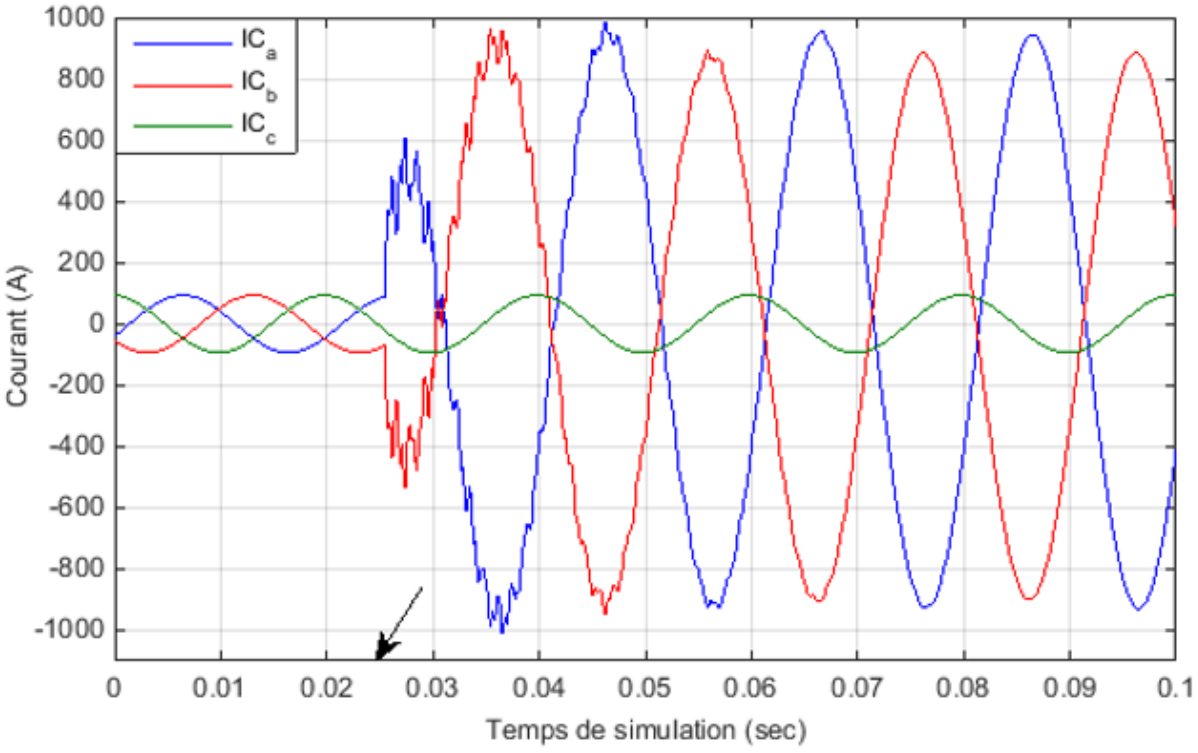


Figure.III.15d. Courants des trois phases au jeu de barres C

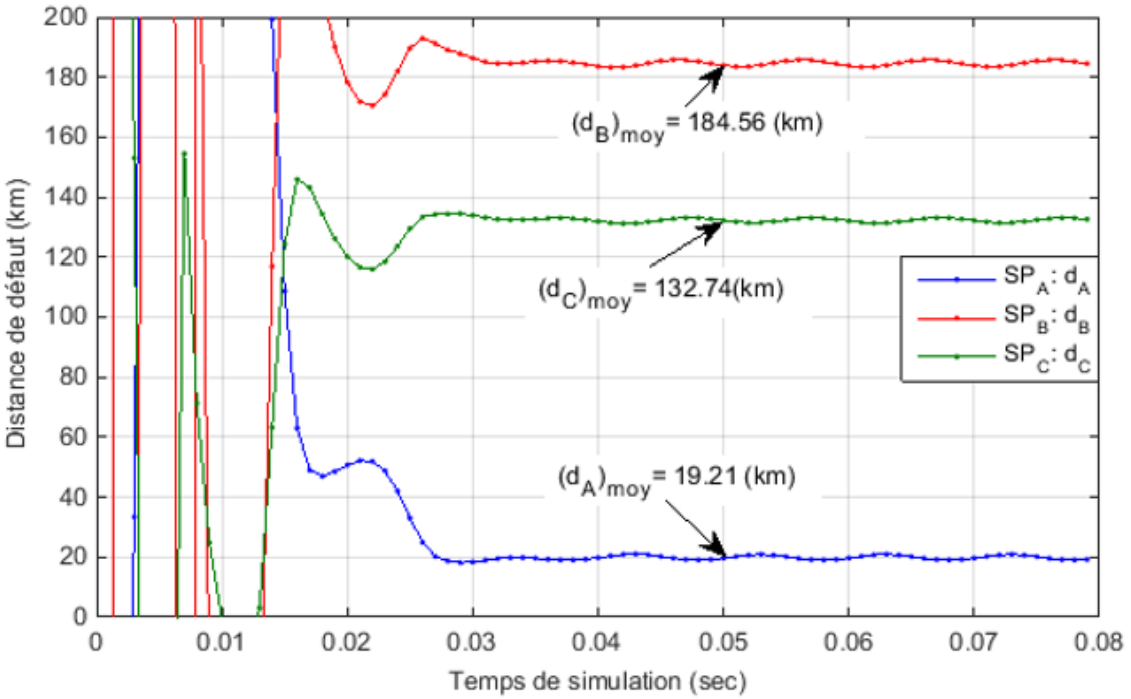


Figure.III.15e : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C).

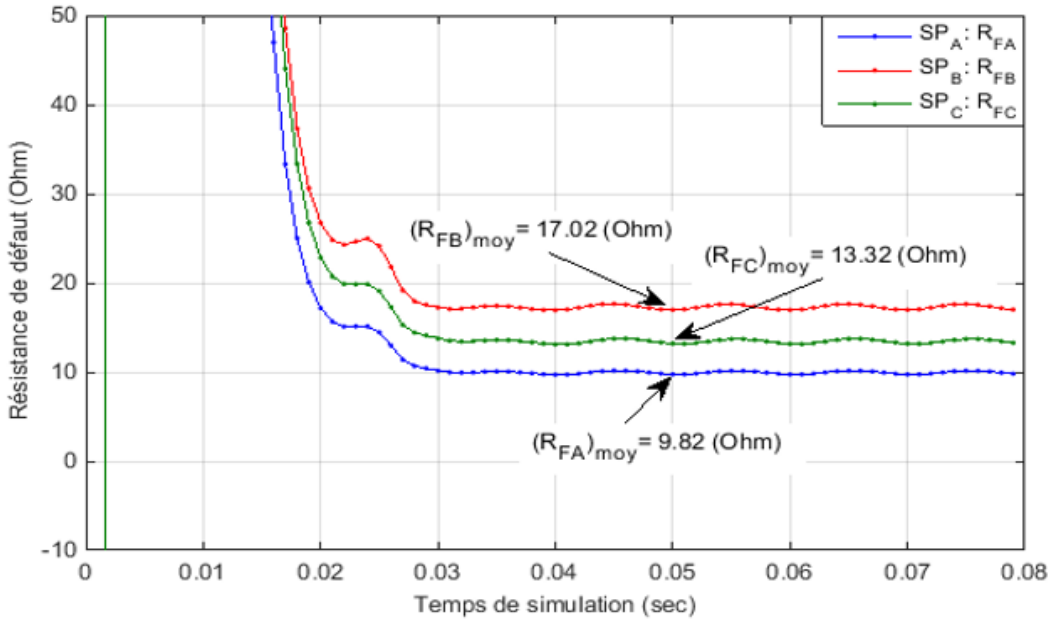


Figure.III.15f : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C).

Figure.III.15 : l'exemple 1 : défaut biphasé **a-b** dans la section A (défaut dans la ligne LA, d_{FA} = 20 km, R_{FA}= 10 Ω).

Les trois sous-programmes indiquent les distances et les résistances de défaut suivantes :

Le sous-programme SP_A estime :

Une distance de défaut de 19,21 (km) et une résistance de défaut de 9,82 (Ω).

Le sous-programme SP_B estime :

Une distance de défaut de 184,56 (km) et une résistance de défaut de 17,02 (Ω).

Le sous-programme SP_C estime :

Une distance de défaut de 132,74 (km) et une résistance de défaut de 13.32 (Ω).

En appliquant la procédure de sélection, le sous- programme SP_A donne l'estimation finale de la distance de défaut 19 ,21 (km) et la résistance de défaut de 9,82 (Ω). Il est intéressant de noter que seul le sous-programme SP_A fournit le résultat dans sa section avec une résistance de défaut positive tandis que les deux sous-programmes SP_B et SP_C donne des distances de défaut hors de leur section (dans le sous-programme SP_B la distance estimée est de 184,56 (Km) et la section B est entre 0 et 80 (km) et dans le sous-programme SP_C la distance estimée est de 132,74 (Km) et la section C est entre 0 et 50 (km)) donc ils ont été rejetés.

Dans l'exemple 2 (figure.III.16), le cas suivant a été pris en compte : défaut biphasé entre la phase **a** et **b** dans la section C (défaut dans la ligne LC) - distance de défaut par rapport à la borne C : d_{FC} = 40 km, résistance de défaut : R_{FC} = 10 Ω.

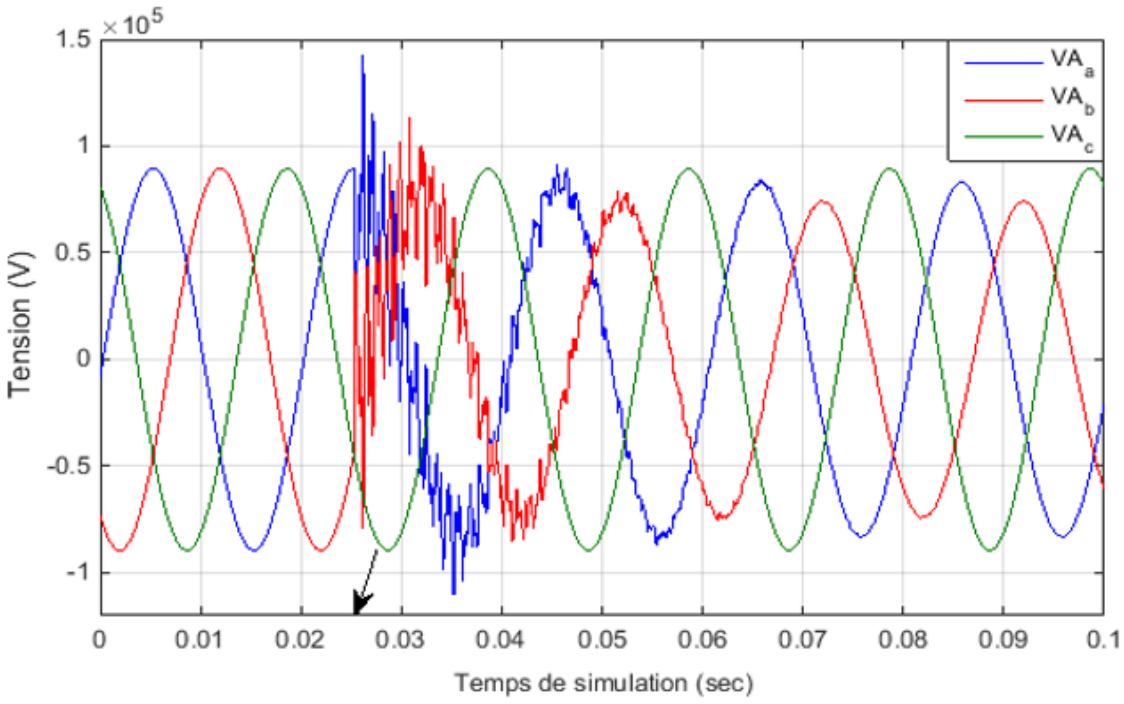


Figure. III. 16a.Tensions des trois phases au jeu de barres A.

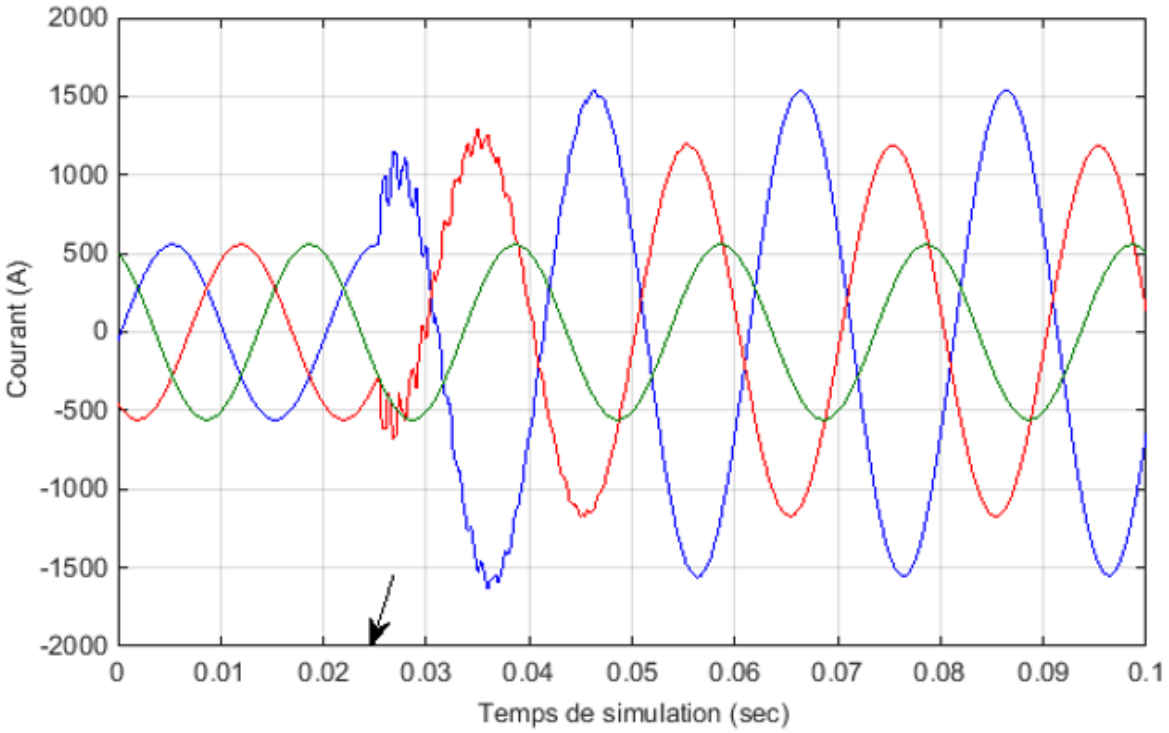


Figure.III.16b. Courants des trois phases au jeu de barres A.

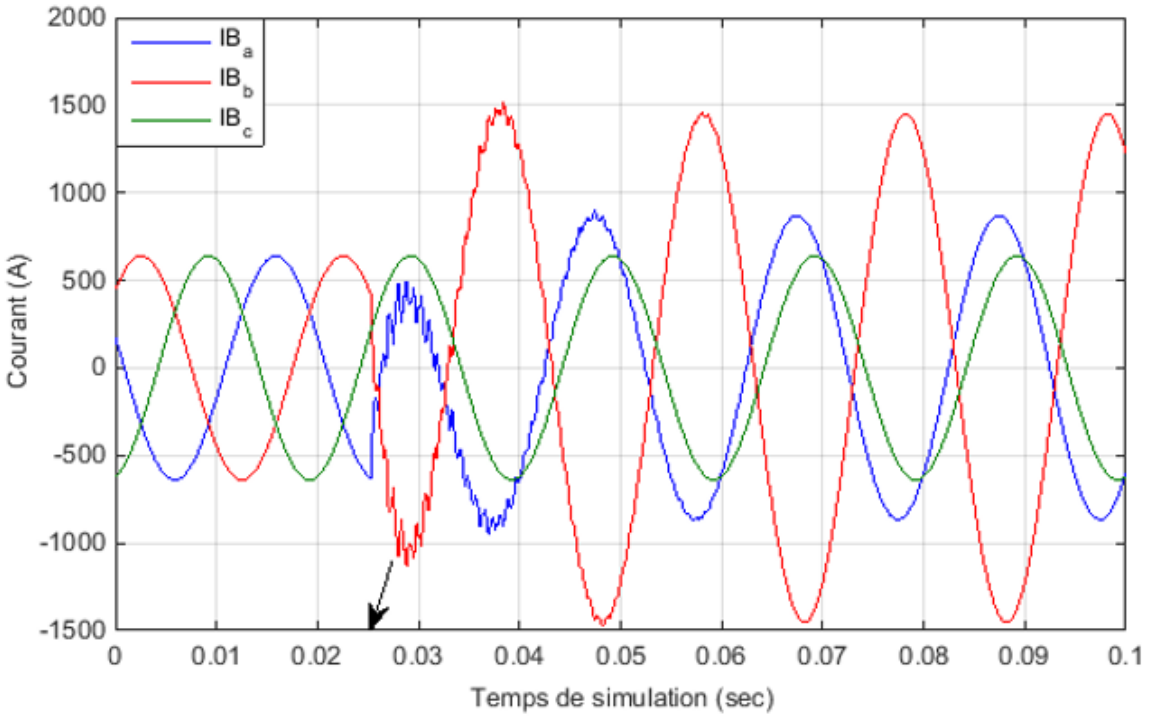


Figure.III.16c. Courants des trois phases au jeu de barres B.

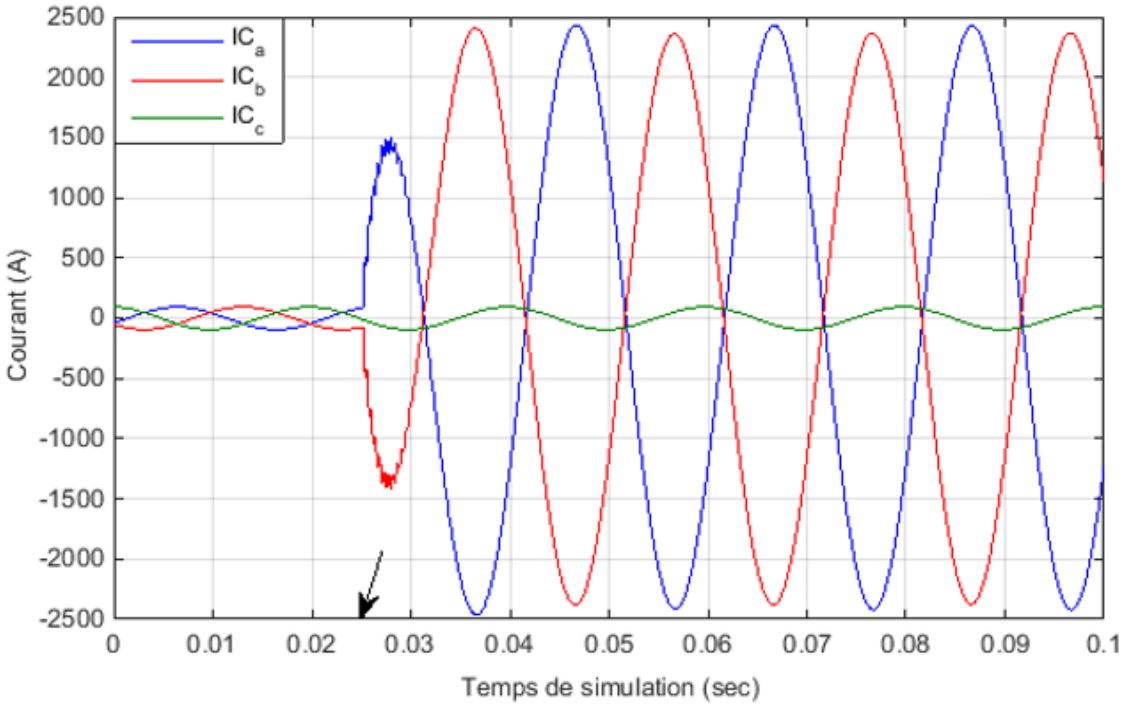


Figure.III.16d. Courants des trois phases au jeu de barres C.

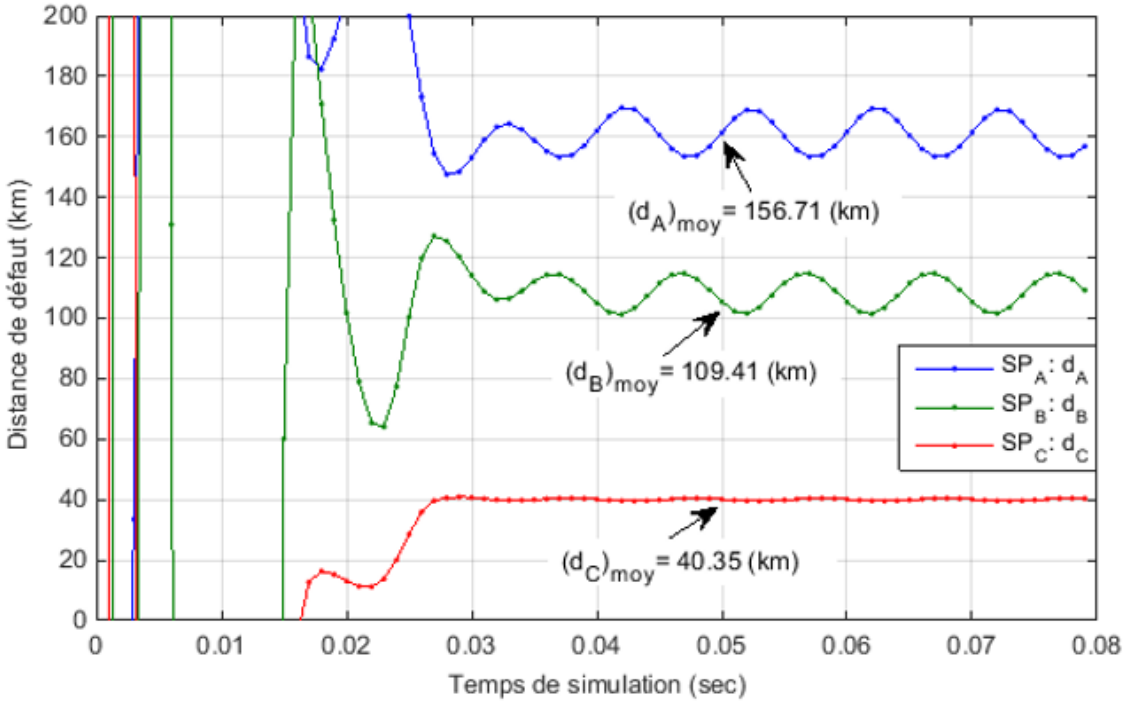
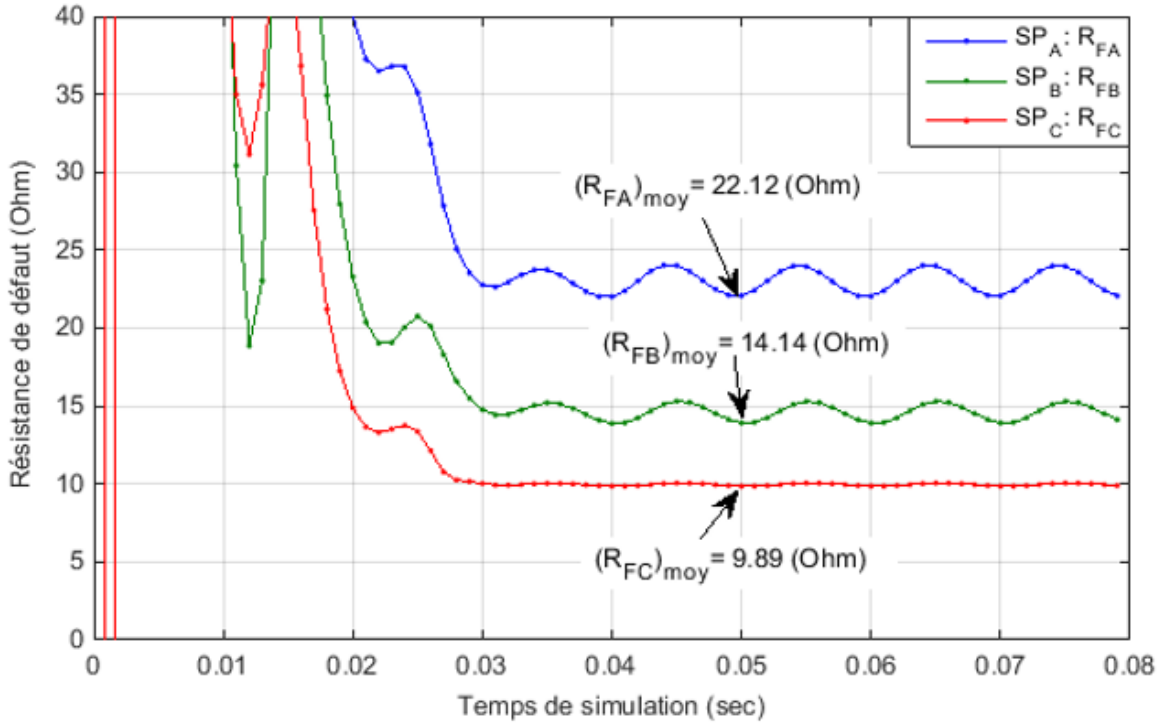


Figure.III.16e : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C)



.

Figure.III.16f : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C).

Figure.III.16 : l'exemple 2 : défaut biphasé **a-b** dans la section C (défaut dans la ligne LC, d_{FC} = 40 km, R_{FC}= 10 Ω).

Les trois sous-programmes indiquent les distances et les résistances de défaut suivantes :

Le sous-programme SP_A estime :

Une distance de défaut de 156,71 (km) et une résistance de défaut de 22,12 (Ω).

Le sous-programme SP_B estime :

Une distance de défaut de 109,41 (km) et une résistance de défaut de 14,14 (Ω).

Le sous-programme SP_C estime :

Une distance de défaut de 40,35 (km) et une résistance de défaut de 9 ,89 (Ω).

En utilisant l'algorithme de sélection, le sous-programme SP_C donne l'estimation finale de la distance de défaut 40,35 (km) et la résistance de défaut de 9,89 (Ω).). Il est intéressant de noter que seul le sous-programme SP_C fournit le résultat dans sa section avec une résistance de défaut positive tandis que les deux sous-programmes SP_A et SP_B donne des distances de défaut hors de leur section donc ils ont été rejetés.

III.4.1.3. Défauts triphasés :

Dans cette section on propose d'étudie deux exemple de défaut triphasé un sur la section A (exemple 1 - figure. III.17) et l'autre sur la section C (exemple 2 - figure. III.18).

Dans l'exemple 1 (figure. III.17), le cas suivant a été pris en compte : défaut triphasé dans la section A (défaut dans la ligne LA) - distance de défaut par rapport à la borne A : d_{FA} = 10 km, résistance de défaut : R_{FA} = 10 Ω.

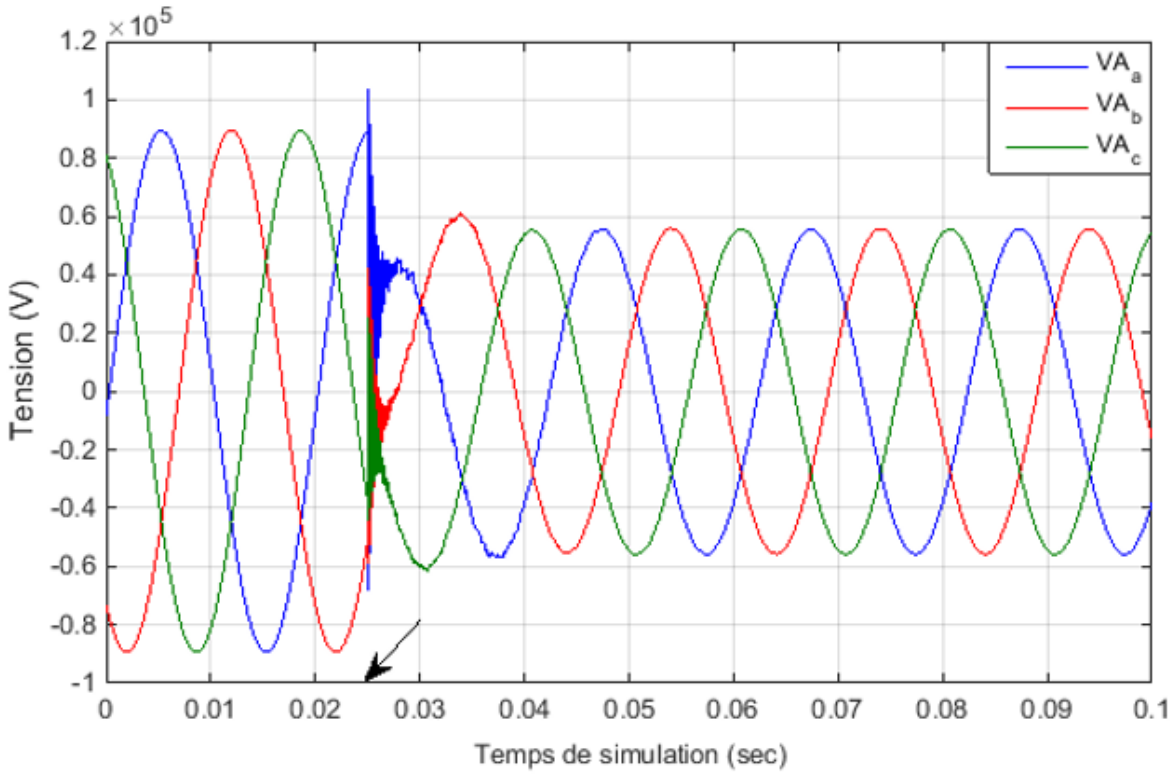


Figure. III. 17a.Tensions des trois phases au jeu de barres A.

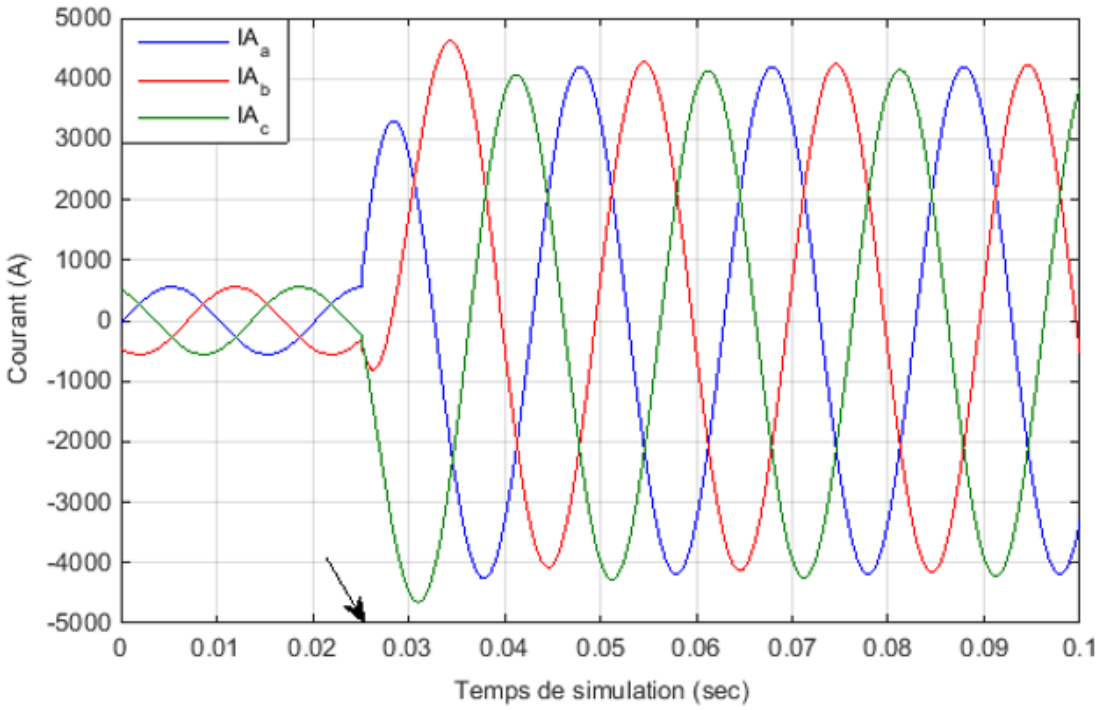


Figure.III.17b. Courants des trois phases au jeu de barres A.

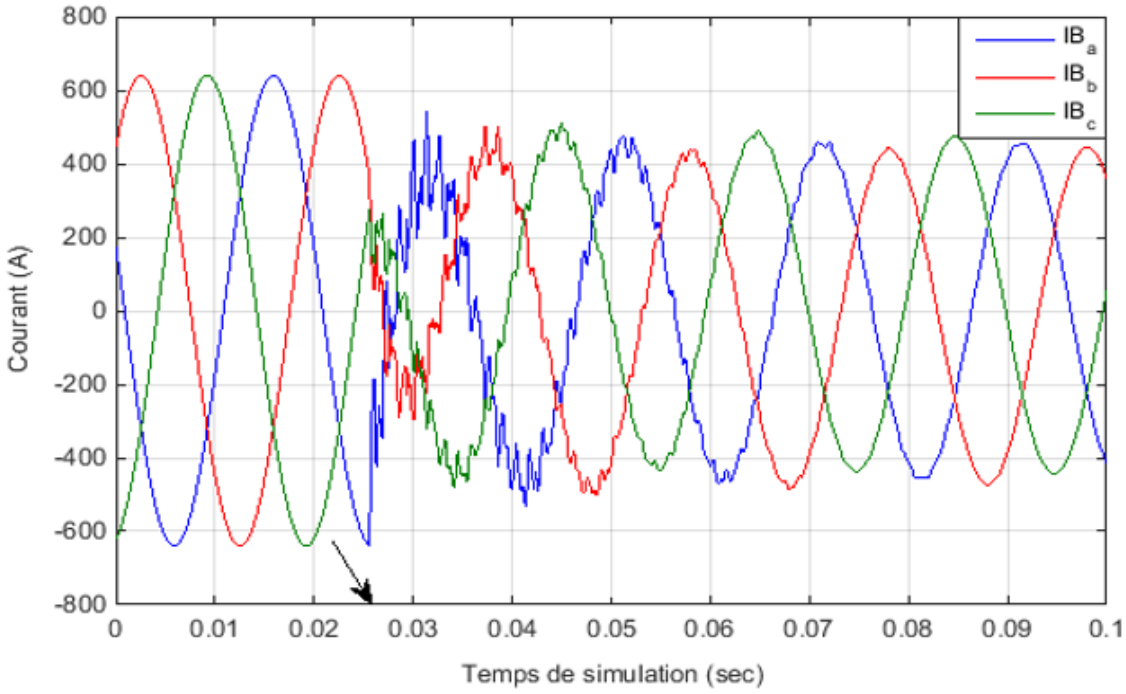


Figure.III.17c. Courants des trois phases au jeu de barres B.

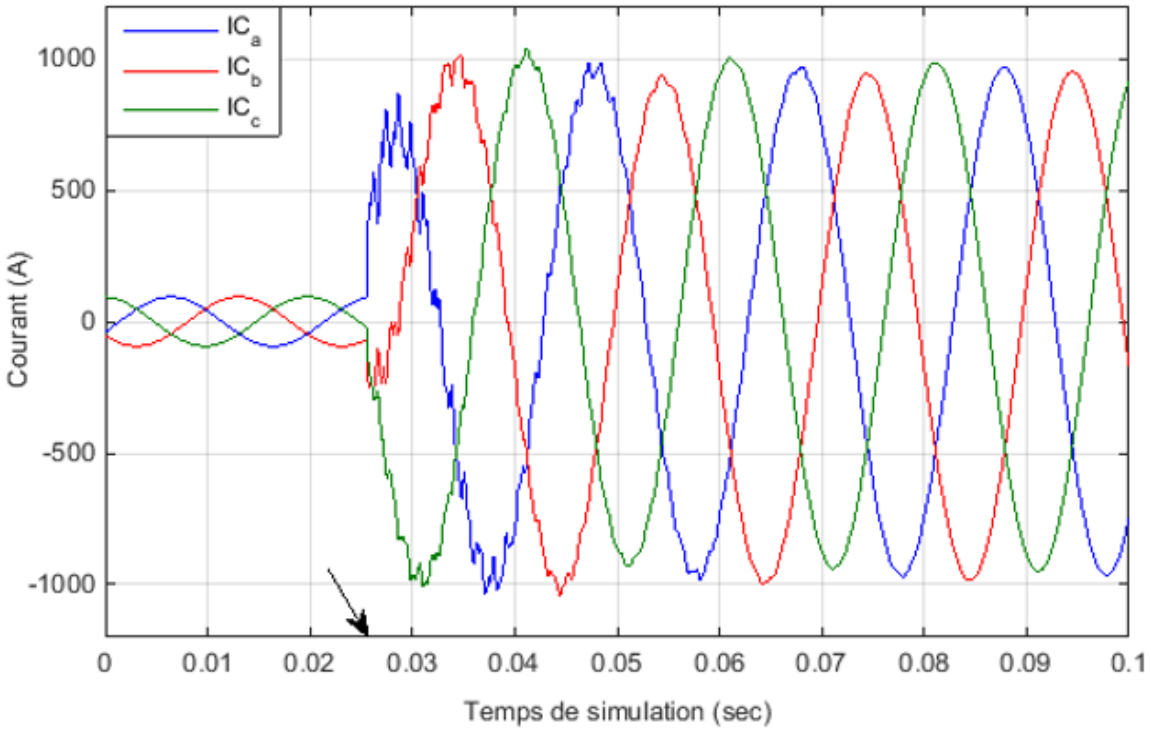


Figure.III.17d. Courants des trois phases au jeu de barres C.

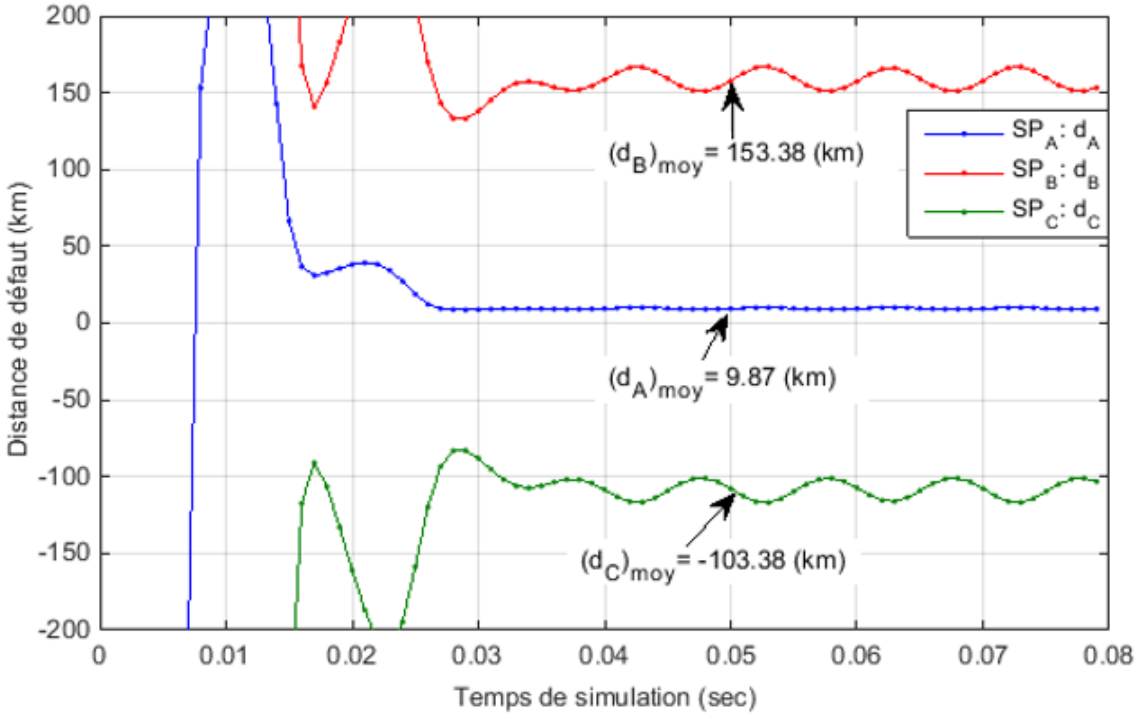


Figure.III.17e : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C).

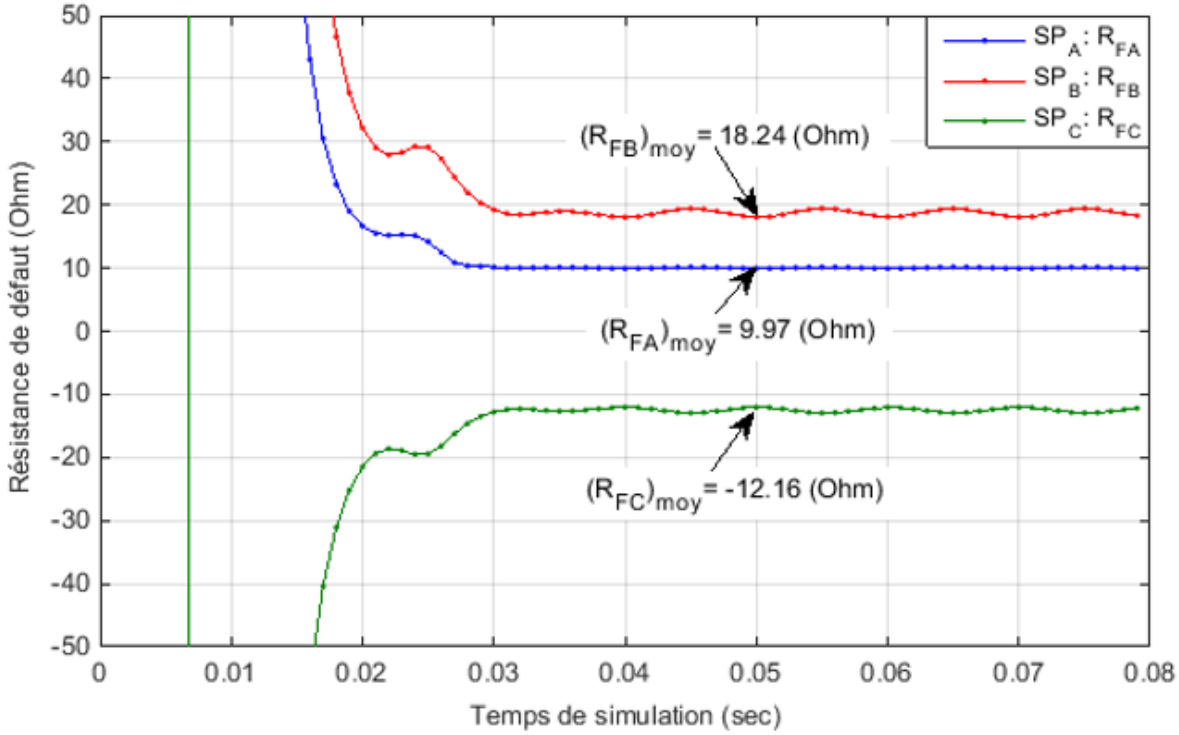


Figure.III.17f : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C).

Figure.III.17 : l'exemple 1 : défaut triphasé dans la section A (défaut dans la ligne LA, d_{FA} = 10 km, R_{FA}= 10 Ω).

Les trois sous-programmes indiquent les distances et les résistances de défaut suivantes :

Le sous-programme SP_A estime :

Une distance de défaut de 9,87 (km) et une résistance de défaut de 9,97 (Ω).

Le sous-programme SP_B estime :

Une distance de défaut de 153,38 (km) et une résistance de défaut de 18,24 (Ω).

Le sous-programme SP_C estime :

Une distance de défaut de -103,38 (km) et une résistance de défaut de -12,16 (Ω).

En utilisant l'algorithme de sélection, le sous-programme SP_A donne l'estimation finale de la distance de défaut 9,87 (km) et la résistance de défaut de 9,97 (Ω). Il est intéressant de noter que seul le sous-programme SP_A fournit le résultat dans sa section et positive tandis que le sous-programme SP_B donne une distance de défaut hors de sa section et le sous-programme SP_C donne une distance de défaut négative donc ils ont été rejetés.

Dans l'exemple 2 (figure. III.18), le cas suivant a été pris en compte : défaut triphasé dans la section C (défaut dans la ligne LC) - distance de défaut par rapport à la borne C : d_{FC} = 30 km, résistance de défaut : R_{FA} = 10 Ω.

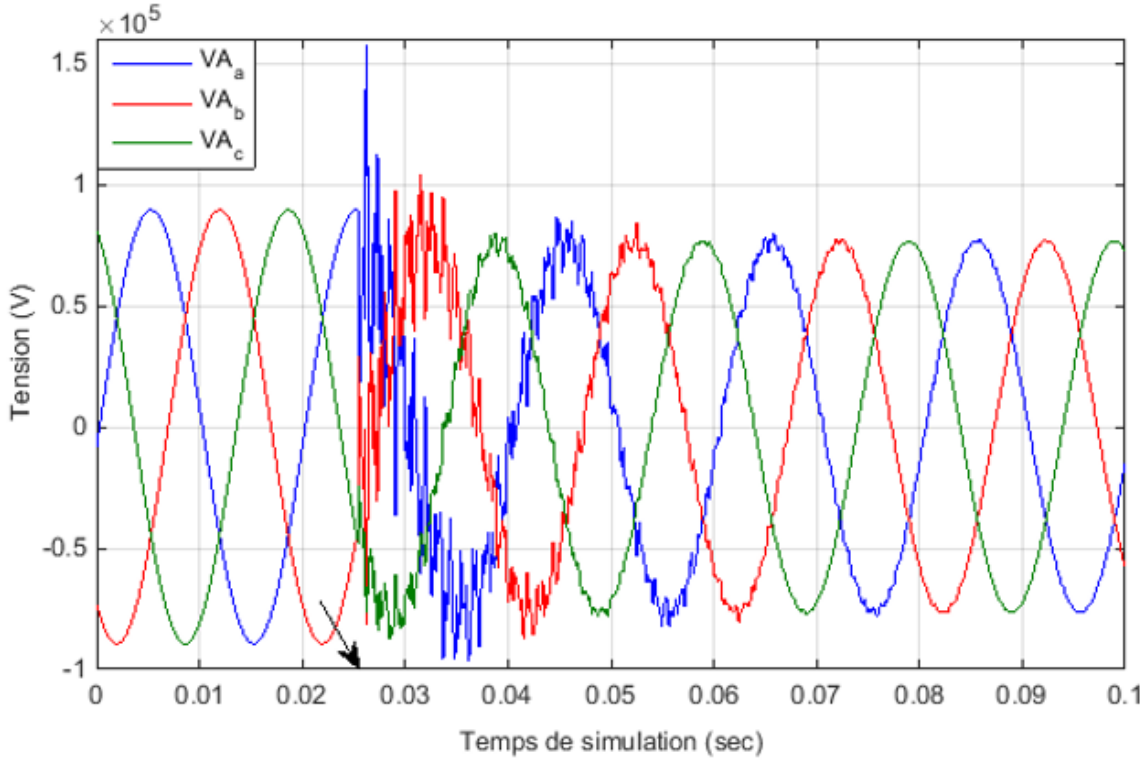


Figure.III. 18a.Tensions des trois phases au jeu de barres A.

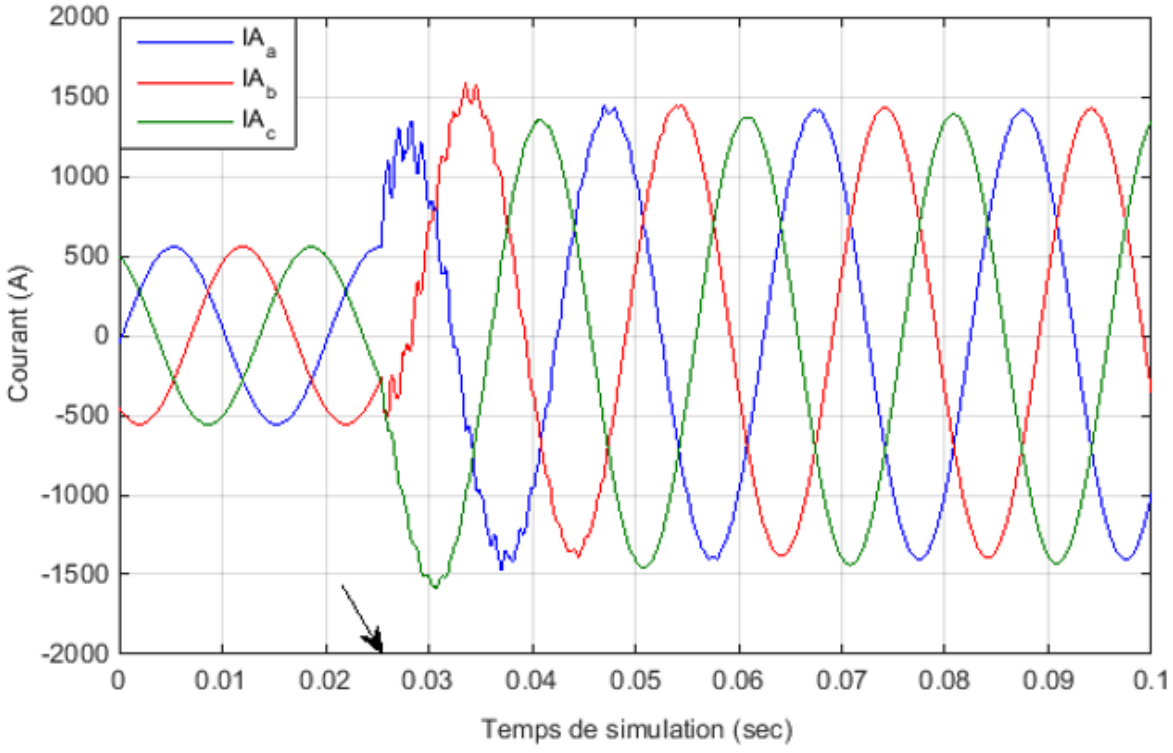


Figure.III.18b. Courants des trois phases au jeu de barres A.

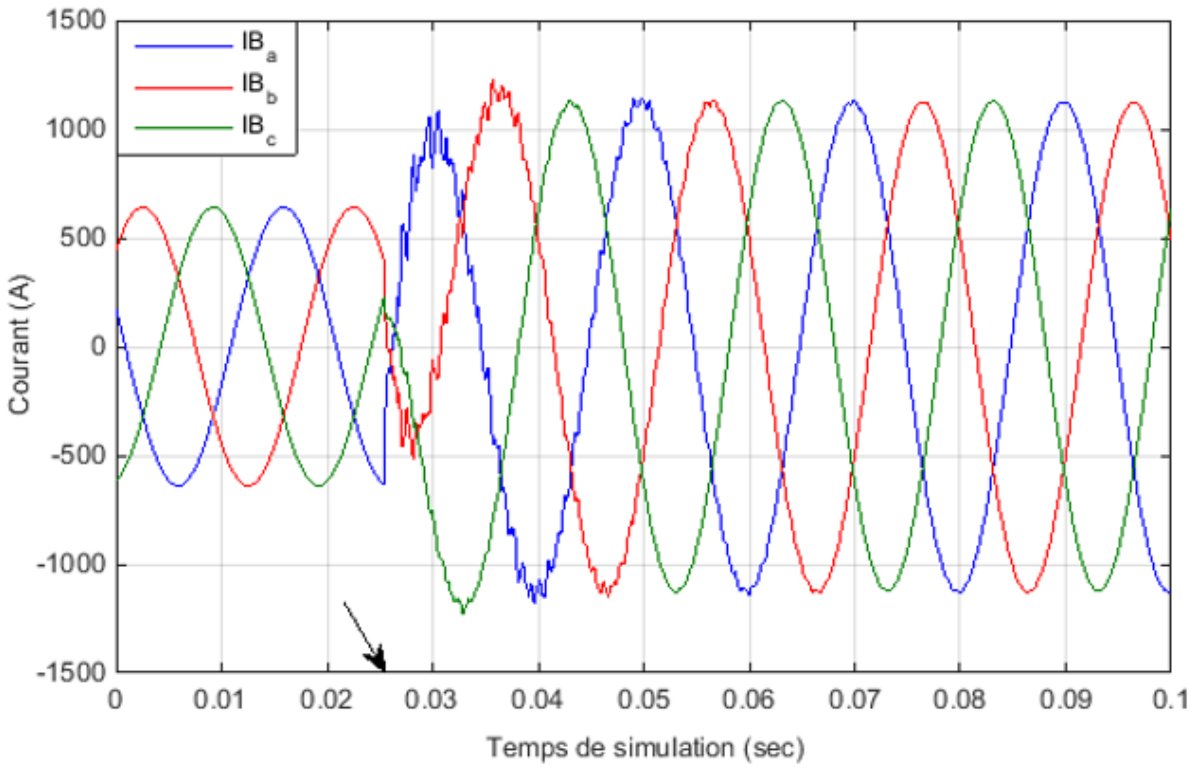


Figure.III.18c. Courants des trois phases au jeu de barres B.

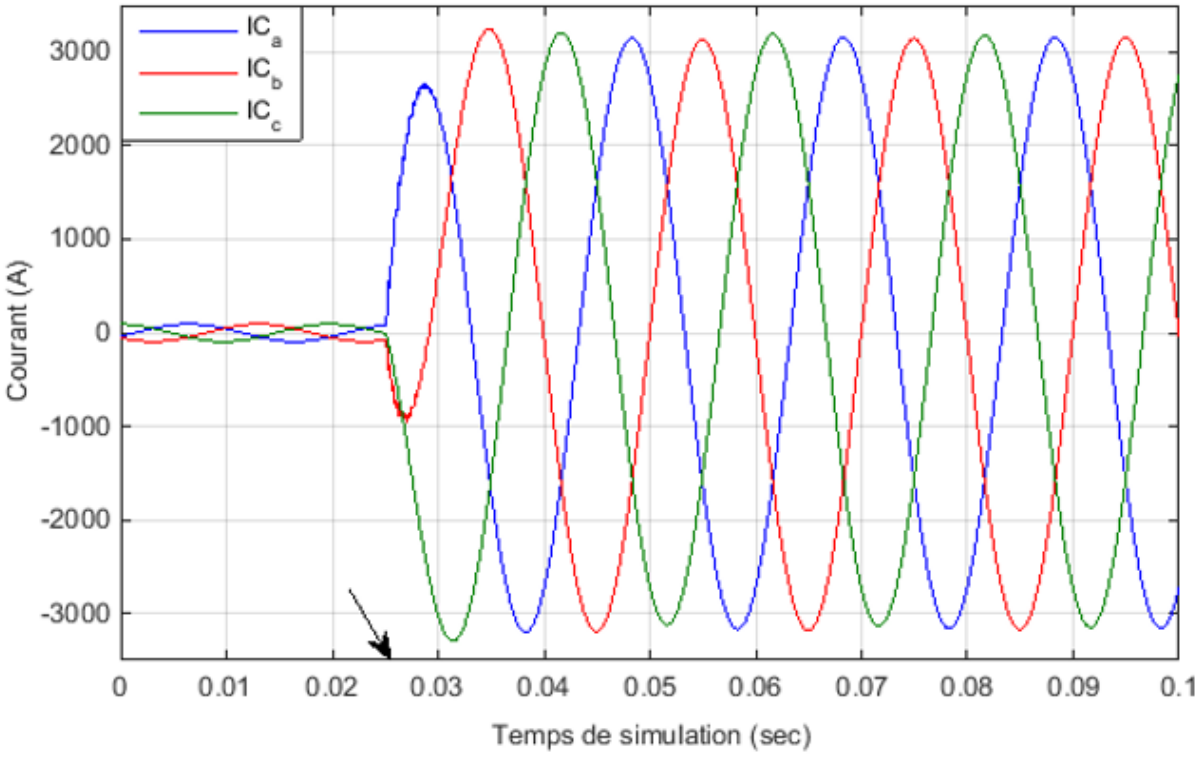


Figure.III.18d. Courants des trois phases au jeu de barres C.

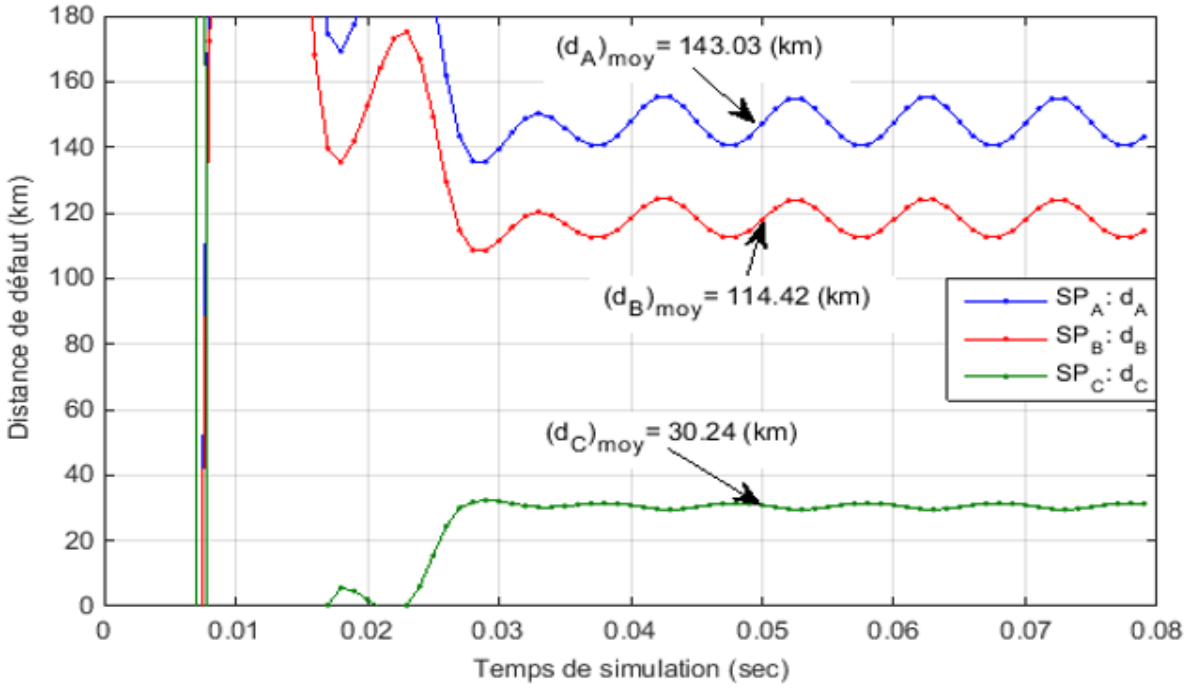


Figure.III.18e : la distance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C).

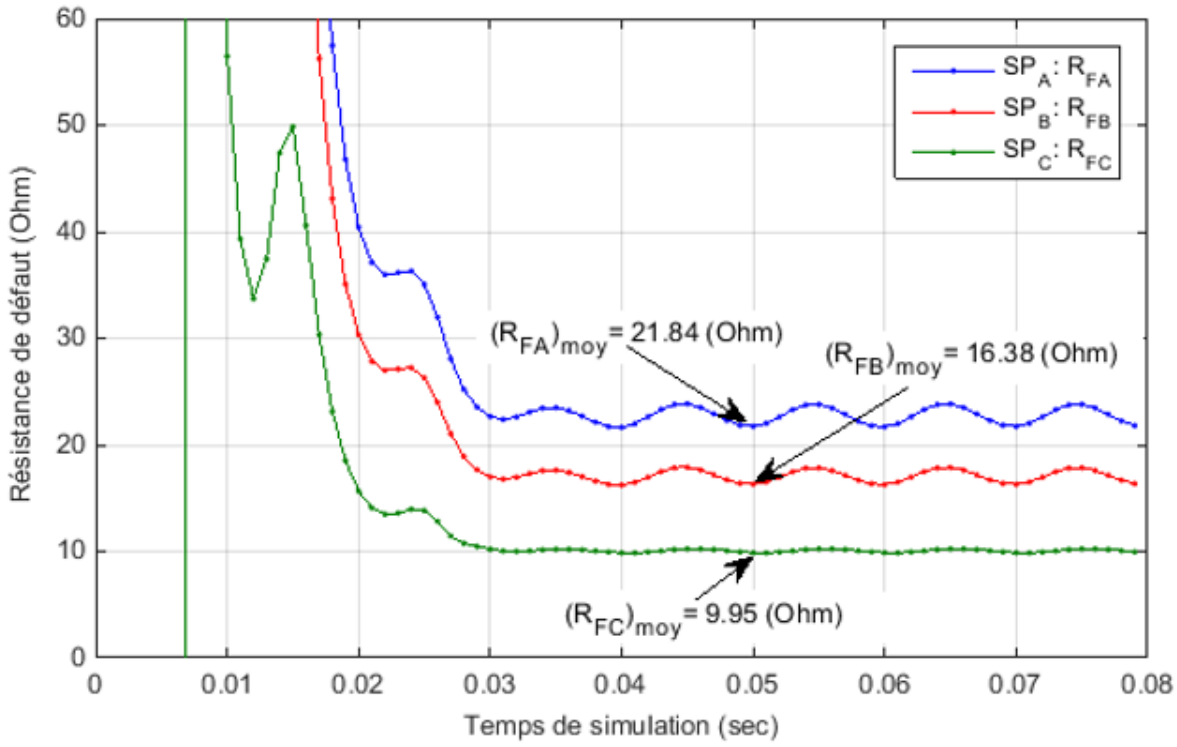


Figure.III.18f : la résistance de défaut calculé par les trois sous-programmes (SP_A, SP_B, SP_C).

Figure.III.17 : l'exemple 2 : défaut triphasé dans la section C (défaut dans la ligne LC, d_{FC} = 30 km, R_{FC}= 10 Ω).

Les trois sous-programmes indiquent les distances et les résistances de défaut suivantes :

Le sous-programme SP_A estime :

Une distance de défaut de 143,03 (km) et une résistance de défaut de 21,84 (Ω).

Le sous-programme SP_B estime :

Une distance de défaut de 114,42 (km) et une résistance de défaut de 16,38 (Ω).

Le sous-programme SP_C estime :

Une distance de défaut de 30 ,24 (km) et une résistance de défaut de 9,95 (Ω).

En appliquant la procédure de sélection, le sous- programme SP_C donne l'estimation finale de la distance de défaut 30,24 (km) et la résistance de défaut de 9,95 (Ω). Il est intéressant de noter que seul le sous-programme SP_C fournit le résultat dans sa section avec une résistance de défaut positive tandis que les deux sous-programmes SP_B et SP_C donne des distances de défaut hors de leur section donc ils ont été rejetés.

III.5. Interprétation des Résultats :

Les simulations montrent que la méthode proposée localise avec précision les défauts dans un réseau à trois extrémités, quelle que soit leur nature (monophasé, biphasé, triphasé). Les sous-programmes SP_A, SP_B et SP_C fournissent chacun une estimation, mais seule la solution cohérente (distance dans la plage valide et résistance positive) est retenue. Par exemple, pour un défaut à 10 km sur la section A, SP_A donne 10,01 km (Rf = 10,07 Ω), tandis que SP_B et SP_C produisent des valeurs hors limites ou des résistances négatives, confirmant la robustesse de l'algorithme. Les erreurs restent faibles (< 1 km), validant l'approche pour une utilisation pratique dans les relais de protection.

III.6. Conclusion :

En synthèse, les simulations ont démontré la grande précision et la robustesse de la méthode proposée pour la localisation des défauts dans les réseaux à trois extrémités, et ce, indépendamment de la nature du défaut. L'algorithme parvient systématiquement à identifier la bonne section et la distance exacte du défaut grâce à un processus de validation intelligent des estimations. Les faibles marges d'erreur obtenues confirment la fiabilité de cette approche, la rendant parfaitement apte à être intégrée dans les systèmes de protection actuels pour une localisation rapide et précise des défauts.

Conclusion Générale

La localisation des défauts dans les réseaux électriques est une tâche très importante pour assurer la continuité de service aux clients au monde, car cette tache donne des résultats très intéressants et permet la détermination précise de la distance de défauts à travers des dispositifs tels que les relais de protection, le GPS et des algorithmes développés qui basent sur des théories mathématiques, la majorité des défauts sont des courts-circuits dus par les foudres, les surtensions de manœuvres et la pluie…etc. Il est très important de détecter ces anomalies et les localiser pour rétablir la partie en défauts dès que possible.

Ce document présente un algorithme de localisation de défauts pour les lignes à trois extrémités. Sa particularité repose sur l'utilisation de mesures limitées par rapport aux approches connues précédemment. Seules les mesures monophasés des courants et des tensions, ainsi que des informations supplémentaires sur les amplitudes des courants de charge des autres sections de la ligne, sont utilisées. L'algorithme fait appel à trois sous-programmes. Le résultat final est obtenu grâce à une procédure de sélection multicritère mise en œuvre.

La méthode de localisation de défauts développée a été évaluée à l'aide de données simulées sous MATLAB, dans différentes conditions de défaut. L'erreur maximale dans l'estimation de la distance du défaut pour tout le sous-programme ne dépasse pas 2 %. Une amélioration supplémentaire de la précision de localisation pourrait être obtenue en introduisant un modèle de ligne à paramètres distribués dans les sous-programmes, de manière similaire à ce qui a été fait pour le transfert analytique des signaux.

Les évaluations réalisées ont démontré que la procédure multicritère proposée pour identifier la section de ligne défectueuse est efficace et fiable.

Bibliographie

[1] G. RAMI, **« Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution »**. Ph. D. Thesis, INP Grenoble, 2006.

[2] A. HAMMOUD, **« Etude des convertisseurs haute tension pour la protection et la coordination de réseau de distribution »**. Thèse pour le grade de Docteur en Génie Electrique, INSA de Lyon, 2010.

[3] SIEMENS, **« Power Engineering Guide - Transmission and Distribution »** 4th Edition, 2005.

[4] J.M. DELBARRE, **« Postes à HT et THT - Rôle et Structure »**, Techniques de l'Ingénieur, Traité Génie électrique, D 4570, 2004.

[5] M. ZELLAGUI, **« Etudes des protections des réseaux électriques MT (30 & 10kV) »**, Mémoire de Magistère en Electrotechnique, UniversitéMentouriConstantine, 2010.

[6] M. ABBACI & A. KHOUAS, « **Etude des différents types de protection des lignes HT »**, Mémoire de Master en Electrotechnique, Université Yahia fares Médéa, 2014.

[7] Groupe SONELGAZ, XD, **« Guide Technique de Distribution »**, Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.

[8] Schneider Electric, **« Architecteur de Réseau de Distribution »**, 2007.

[9] SONELGAZ Prévention et Sécurité, **« Prévention du Risque Electrique »**, Carnet de Prescriptions au Personnel du Groupe SONELGAZ, Edition 2001.

[10] T.Funabashi, H.Otoguro, Y .Mizuma, L. Dube, M. Kizilcay and A.Ametani, **«Influence of Fault Arc Characteristics on the Accuracy of digital Fault Locators »**, IEEE Trans. On Power Delivery, Vol. 16, No. 2, April 2001, pp. 195-199.

[11] M. LAMI, **« Protection et Surveillance des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique »**, Volume 2, Electricité de France (EDF), février 2003.

[12] Schneider Electric, **« Protections des Réseaux Electriques »**, Guide de la Protection, 2008.

[13] 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.

[14] H. YAHIAOUI& S. BENAROUS, **« Analyse des défauts dans les réseaux électrique en utilisant la transforme d'ondelette », Mémoire de Master en Electrotechnique,** Université Yahia fares Médéa, 2016.

[15] C. PRÉVÉ, **« Protection des Réseaux Electriques »**, Edition HERMES, Paris 1998.

[16] C. RUSSELL MASON, **« The Art and Science of Protective Relaying »**, 1956 - New York.

[17] C. CLAUDE & D. PIERRE, **« Protection des Réseaux de Transport et de Répartition »**, Direction de la Production et du Transport d'Electricité (EDF), octobre 2005.

[18] F. BOULIK & K. CHOUIA, **« Détection et Localisation des Défauts dans les Réseaux Electriques»**,Mémoire de Master en Electrotechnique, Université Yahia fares Médéa, 2017.

[19] M. BENDADA, **« Implantation d'algorithme de filtrage FPGA (réseau de portes programmables numérique sur FPGA (réseau de portes programmables) »**, Mémoire de Master en électronique, Université Ferhat Abbas de Sétif Algérie – 2010.

[20] M. AICHAOUI, N. BOUZERGUI, **« Localisation des défauts sur les lignes aériennes dans la protection numérique »**, Mémoire d'ingénieur d'état en Electrotechnique, U.S.T.H.B, Octobre 2003.

[21] **Y.Daaou**, **«Classification et localisation des défauts dans les lignes de transport à THT en temps réel»**, Mémoire de Magister, U.S.T.O Oran (http://dspace.univ-usto.dz/bitstream/123456789/73/1/magister.pdf).2011

[22] A.A. Girgis, D.G.Hart, W.L. Peterson "A new fault location technique for two-and three-terminal lines", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 7, No.1, pp. 98-107, January 1992.

[23] R.K. Aggarwal, D.V. Coury, A.T. Johns, A. Kalam , "Computer- aided design and testing of accurate fault location for EHV teed feeders", in Proc. 1993 International Conference on DPSP, York, pp.60–64.

[24] Y. Lin, C. Liu, C. Yu, "A new fault locator for three terminal transmission lines using two-terminal synchronized voltage and current phasors", IEEE Trans. Power Delivery, Vol. 7, No.3, pp. 452-459, 2002.

[25] J.F. Minambres, I. Zamora, A.J. Mazon, M.A. Zorrozua, R. Alvarez-Isasi, "A new technique, based on voltages, for fault location on three- terminal transmission lines", Electric Power Systems Research 37(1996), pp 143-151.

[26] S.M. Brahma, " Fault Location Scheme for a MultiTerminal Transmission Line Using Synchronized Voltage Measurements", IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 20, No. 2, April 2005, pp. 1325- 1331.

[27] C.Y. Evrenosoglu, A. Abur " Fault location for three terminal lines using travelling waves" North American Power Symposium, October 2002.

[28] C.Y. Evrenosoglu, A. Abur "Travelling Wave Based Fault Location for Teed Circuits" IEEE Trans. on Power Delivery, Vol. 20, Issue 2,April 2005, pp. 1115-1121.

[29] J. Izykowski, E. Rosolowski, M.M. Saha, "Locating faults in parallel lines under availability of complete measurements at one end", *IEE Gener., Transm. and Distrib.*, Vol.151, pp. 268- 273, March 2004.