REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE YAHIA FARES DE MEDEA
FACULTE DE TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique



Mémoire de Fin d'Études

Présenté pour l'obtention du Diplôme de Master en Génie électrique

Option **:**Réseaux électriques

THEME

ÉTUDE DE LA PROTECTION DES LIGNES DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE A DOUBLE CIRCUIT

Proposé et dirigé par :
Dr: Dine Mohamed

Préparé et présenté par :

Melle: SABOUR CHAHRAZED
Melle : NEKKACHE FATIMAZOHRA

Année Universitaire: 2019-2020

Remerciement

Remerciez Dieu de nous avoir donné santé, volonté et
Le courage sans lequel ce travail n'aurait pas été
Réalisé.

Ensuite, nous tenons à remercier nos chers parents et
Tous les membres de la famille sont patients et encouragés à le faire
Pour terminer le chemin qui a commencé il y a longtemps et vers eux
Amour et soutien tout au long de nos études.

Nous adressons nos remerciements particuliers à notre promoteur

Dr.Dine Mohamed

Celui qui nous a beaucoup aidées avec ses conseils, son aide dans l'avancement des travaux, ainsi que son aide morale pendant toute la durée de ces travaux.

Nous remercions également les Guérisseurs ***le professeur Sabaa Karim*** *et* ***Dr Tami Youssef*** *pour leur évaluation de ce travail et pour nous avoir fourni des conseils qui nous seront utiles à l'avenir.*

Nous remercions également vivement les ingénieurs ***Abbaci Mohamed*** *et* ***Atsamenia Rachide*** *pour son aide et son soutien dans ce travail*

Nous remercions chaleureusement tout le monde
Professeurs d'électrotechnique de
Université des médias et tous les professeurs autour
Notre vie scolaire,

En fin de compte, nous espérons que ce résumé a été utile à tout le monde
Futurs étudiants et leur permettre de progresser enLeur vie éducative et professionnelle.

DEDICACE

Je dédie modeste ce travail

A mon père.

Tu as toujours entouré ta famille d'amoure et réjouissais

Desréussites de tes enfants.

Tu m'as soutenu dans les différentes étapes de

Ma vie et m'as appris le sens des valeurs.

A ma mère.

Je te remercie pour ton soutien, ton amour et ton courage.

Reçois ici témoignage de tout mon amour.

A mes chères sœurs : Roumaissa, Khalida.

A mes chers frères: Hassane, Hocine je vous souhaite

Un avenir plein de réussite et de bonheur

A les membres de la famille ***SABOUR***

A tous mes collègues de promotion

A mes chers amis porches :Mohammed ,Rima etImane.

A mes camarades et tous ceux de la faculté des

Sciences et des technologies de l'université de

YAHIA FARES

A tous ceux que j'aime

CHAHRAZED

DEDICACE

Je dédie modeste ce travail

Je dédie le fruit de mon succès

A mon père.

Tu as toujours entouré ta famille d'amoure et réjouissais

Des réussites de tes enfants.

Tu m'as soutenu dans les différentes étapes de

Ma vie et m'as appris le sens des valeurs.

A ma mère.

Je te remercie pour ton soutien, ton amour et ton courage.

Reçois ici témoignage de tout mon amour.

A mes chères sœurs : amel , ahlam.

A mes chers frères: farouk, marouan , radouen, hamide et kamelje vous souhaite

Un avenir plein de réussite et de bonheur

A les membres de la famille ***NEKKACHE***

À mon cher fiancé Djamal

Aux gens de ma famille fiancée la famille Khalfoun

A tous mes collègues de promotion

A mes chers amis porches : Chahrazed ,Mohammed, Amina et imaneSamia , Hanen et faiza

A mes camarades et tous ceux de la faculté des

Sciences et des technologies de l'université de

YAHIA FARES

A tous ceux que j'aime

RIMA

Résumé

الملخص :

حاليًا ، يتم نقل الكثير من الطاقة الكهربائية من خلال خطوط نقل الطاقة المزدوجة. تقدم هذه الخطوط العديد من المزايا الاقتصادية والبيئية مقارنتا بخطوط نقل الطاقة العادية. ومع ذلك ، تتميز هذه الخطوط بزيادة كبيرة في تأثيرات الاقتران المتبادل مما يؤدي إلى مشاكل مختلفة خاصة بالنسبة لمعدات الحماية. في هذا العمل سوف نقدم طريقة لحماية خطوط الطاقة المزدوجة باستخدام Relais من نوع MHO. تعتمد هذه الطريقة على تعديل مبدأ حساب الممانعة باستخدام التحويل النموذجي. يتميز الأخير بشكل أساسي بقدرته على تحليل المعادلات المزدوجة لخط النقل إلى معادلات منفصلة. هذا يلغي بشكل كبير الآثار المتبادلة للحصول على تقدير دقيق لمسافة العطل بطريقة مباشرة. تم تقييم النهج المقترح من خلال المحاكاة العددية باستخدام برنامجMATLAB. تؤكد نتائج الاختبار صحة وفعالية النهج المقترح .

الكلمات الرئيسية : حماية المسافة . خطوط النقل المزدوجة .الاقتران المتبادل .التحويل المتبادل .

Le Résumé :

Actuellement, le transport d'une grande partie de l'énergie électrique se fait au moyen des lignes électriques à double circuit. Ces lignes offre beaucoup d'avantages au point de vue économiques et environnementaux par rapport aux lignes électriques à un seul circuit. Cependant, ces lignes sont caractérisées par une augmentation significative dans les effets du couplage mutuel ayant pour résultat différents problèmes en particulier pour l'équipement de protection. Dans ce travail nous allons présenter une méthode de protection des lignes électriques à doubles circuits en utilisant un relais de distance de type MHO. Cette méthode est basée sur la modification de la méthode de l'impédance apparente en utilisant la transformation modale. Cette dernière est essentiellement caractérisée par sa capacité de décomposer les équations couplées de la ligne de transport en des équations découplées. Ceci élimine considérablement les effets mutuels ayant pour une évaluation précise de la distance du défaut d'une façon franche. L'approche proposée a été évalué par l'intermédiaire de la simulation numérique en utilisant le logiciel MATLAB. Les résultats d'essai confirment la validité et l'efficacité de l'approche proposée.

Mots clés : Protection de distance, lignes de transport à double circuit, couplage mutuel, transformation modale.

Résumé

Abstract :

Currently, much of electrical energy is transported through double-circuit power lines. These lines offer many economic and environmental advantages over single circuit power lines. However, these lines are characterized by a significant increase in the effects of mutual coupling resulting in various problems particularly for protective equipment. In this work we will present a method of protecting double circuit power lines using an MHO type relay. This method is based on the modification of the apparent impedance method using modal transformation. Depending on modal transformation, the coupled equations of the transmission line are converted into decoupled ones. This greatly eliminates the mutual effects resulting in an accurate estimation for the fault distance in a straightforward manner. The proposed approach was evaluated via numerical simulation using MATLAB software. The test results confirm the validity and effectiveness of the proposed approach.

Key words : Distance Protection, mutual coupling, modal transform, double circuit, transmission line.

Tables des Matières

Liste des Figures..... **vi**
Liste des Tableaux..... **ix**
Liste des Abréviations..... **x**
Liste des Symbole..... **xiii**
Introduction Générale..... **1**

CHAPITRE I : *Généralité sur les défauts dans les lignes de transport d'énergie Electrique.*

I.1. Introduction..... 3
I.2. Structure de Réseaux Electrique 3
I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion..... 4
I.2.2. Réseaux de répartition..... 4
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..... 5
I.3. Nouveau Domaines de Tension..... 6
I.4. Les différentes types de défaut du Réseaux Electrique..... 7
I.4.1. Les Courts-circuits..... 7
I.4.1.1. Origines..... 7
I.4.1.2. Caractéristiques..... 8
a). types des courts-circuits..... 8
b). Durée des Cour-circuits..... 8
c). Courant de Court-circuit..... 9
I.4.1.3. Les effets des Courts-circuits..... 9
a). Le bon fonctionnement des réseaux..... 9
b). La tenue diélectrique des matériels..... 9
c). La qualité de fourniture d'énergie..... 10
d). Les circuits de télécommunication..... 10
e). La sécurité des personnes..... 10
I.4.1.4. Analyse des statistiques des défauts..... 10
I.4.2. Les Surtension..... 11

Tables des Matières

I.4.3. Les surcharges..... 11
I.4.4. Les oscillations..... 11
I.4.5. Les déséquilibres..... 12
I.5. Protection de Réseaux Electrique :..... 12
I.5.1. Système de Protection :..... 12
a). Définition :..... 12
b). Système de Protection..... 12
c). Contraintes supplémentaires pour la Protection..... 12
I.5.2. Qualité principale d'un Système de Protection..... 13
I.5.2.1. Rapidité..... 13
I.5.2.2. Sélectivité..... 13
a). Sélectivité ampèremétrique..... 13
b). Sélectivité chronométrique..... 14
c). Sélectivité logique..... 15
I.5.2.3. Sensibilité..... 17
I.5.2.4. Fiabilité :..... 17
I.6. Conclusion..... 18

CHAPITRE II : *Généralité sur les systèmes de protection des lignes de transport d'énergie électrique.*

II.1. Introduction..... 19
II.2. Définition de la zone de protection..... 19
II.3. Protection par relais à maximum de courant..... 20
II.3.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle..... 20
II.3.1.1. Relais à temps indépendant..... 20
II.3.1.2. Relais à temps dépendant (inverse)..... 20
II.3.2. Protection par relais à maximum de courant directionnelle..... 21
II.4. protection :..... 22
II.4.1. Protection différentielle..... 22
a).Protection différentielle longitudinale :..... 23
b). Protection différentielle transversale équilibrée..... 24

c). Protection différentielle courant utilisant comme support des faisceaux hertziens ou des fibres optiques 25
II.5. Protection de distance 26
II.5.1. Principe de base 26
II.5.2. Diagramme d'impédance 26
II.5.3. Caractéristiques des relais de distance 27
II.5.3.1. Caractéristique Réactive 28
II.5.3.2. Caractéristique Impédante 29
II.5.3.3. Caractéristique Mho 30
II.5.3.4. Caractéristique Quadrilatérale 33
II.5.3.5. Caractéristique Lenticulaire 34
II.5.3.6. Autres Caractéristiques 34
II.5.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance 35
II.5.4.1. Zone 1 35
II.5.4.2. Zone 2 36
II.5.4.3. Zone 3 37
II.5.4.4. Zone 4 38
II.5.5. Les erreurs de mesure dans la protection de distance 38
II.5.5.1. Variation des impédances le long de la ligne 38
II.5.5.2. Influence du couplage mutuel dans les lignes à double circuit 39
II.5.5.3. Influence du rapport R/X 40
II.5.5.4. Effets de la résistance de l'arc de défaut 40
II.5.5.5. Erreurs des réducteurs de courant 41
II.5.5.6. Influence de la charge 41
II.6. Protection des lignes de transport en utilisant les liens de communication 42
II.6.1. Comparaison de phase 42
II.6.1.1. Protection à support de transmission haut fréquence 43
II.6.1.2. Protection à support de transmission BF 43
II.6.2. Comparaison de direction 45
II.6.2.1. Protections à zone réduite 45
II.6.2.2. Protections à zone étendue 45
II.7. Conclusion 47

Chapitre III : *LES RELAIS NUMERIQUES*

III.1. Introduction..... 48
III.2. Types des relais..... 48
III.2.1. Relais électromécaniques..... 48
III.2.2. Relais statiques..... 49
III.2.3. Relais numériques..... 51
III.3. Schéma bloc d'un relais numérique..... 52
III.3.1. Modules de mesure analogique..... 53
III.3.1.1. Module d'entré des Transformateurs de Tension..... 54
III.3.1.2. Module d'entré des Transformateurs de Courant..... 54
III.3.2. Filtre anti repliement..... 55
III.3.2.1. Filtre de type Butterworth..... 56
III.3.2.2. Filtre de type Tchebychev..... 56
III.3.2.3. Filtre de type Bessel..... 56
III.3.3. Multiplexage..... 57
III.3.4. Conversion Analogique Numérique..... 57
III.3.4.1. L'échantillonnage..... 58
III.3.4.2. Principe de l'échantillonneur bloqueur (E/B)..... 59
III.3.5. Algorithmes d'évaluation des quantités des phases..... 61
III.3.6. Microprocesseur..... 61
III.3.7. Commande des organes de coupure 62
III.4. Conclusion 62

CHAPITRE IV : *SIMULATION DE LA PROTECTION DE DISTANCE POUR UNE LINGE ELECTRIQUE A DOUBLE CIRCUIT*

IV.1. Introduction..... 63
IV.2. Méthode de protection proposé..... 64
IV.2.1. Transformation modale de Fortescue (composantes symétriques)..... 65
IV.2.2. Principe de l'algorithme de calcul de l'impédance de défaut..... 65
IV.3. Simulation 69

Tables des Matières

IV.3.1. Réseau d'étude 69
IV.3.2 Logiciel utilisé 70
IV.4. Evaluation des performances de l'algorithme 71
IV.4.1. Calcul de l'impédance de défaut 77
IV.4.1.1. Résultats de simulation : 77
a). Défaut monophasé 78
b). Défaut biphasé sans terre 81
C). Défaut biphasé à la terre 84
d). Défaut triphasé 87
IV.5.Interprétation des Résultats 89
IV.6.Conclusion 89
Conclusion Générale 90
Bibliographie 92

Liste des Figures

Figure I.1 : Hiérarchisation d'un réseau électrique…….. 3
Figure I.2: Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique……... 5
Figure I. 3: le schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différente…….. 7
Figure I.4 : différents formes des Courts-circuits…… 8
Figure I.5 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique…….. 14
Figure I.6 : Principe de la sélectivité chronométrique……..... 15
Figure I.7 : Principe de la sélectivité logique……... 16
Figure I.8 : Fiabilité d'une protection…….. 17
Figure I.9 : Association de protection…….. 18
Figure II.1 : Les zones de protection d'un réseau électrique……. 19
Figure II.2 : Protection à temps indépendant temporisé…….. 20
Figure II.3 : Protection à temps dépendant…….. 21
Figure II.4 : Zone de déclenchement de la protection directionnelle (angle $\theta = 45°$)…… 22
Figure II.5 : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités……... 23
Figure II.6 : Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle…….. 24
Figure II.7 : Caractéristique du relais différentiel à pourcentage……. 25
Figure II.8 : Principe de base du fonctionnement…… 26
Figure II.9 : Impédance de court-circuit et de charge (transit)…… 27
Figure II.10 : Protection de Distance……... 28
Figure II.11 : Caractéristique purement réactive……..... 29
Figure II.12 : Caractéristique purement impédante…….…… 30
Figure II.13 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle)…….. 31
Figure II.14 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle)…. 33
Figure II.15 : Caractéristique Quadrilatérale…….. 33
Figure II.16 : Caractéristique Lenticulaire……... 34
Figure II.17 : Autres Caractéristiques utilisées…… 35
Figure II.18 : Caractéristique des la Zone 1 Mho…… 36
Figure II.19 : Caractéristique des trois Zones Mho……. 37
Figure II.20 : Zones de la Protection de distance……. 38

Liste des Abréviations

Figure II.21 : Ligne à double circuit (double terne)…… 39
Figure II.22 : Effet de la résistance de l'arc…… 41
Figure II.23 : Empiétement de la charge……..... 42
Figure II.24 : Principe de la détection de pompage……. 44
Figure II.25 : Principe de fonctionnement de la protection à comparaison de phase P10 du constructeur GEC Alsthom……..……..... 45
Figure II.26 : Protections à zone réduite…….. 46
Figure II.27 : Protections à zone étendue……. 46
Figure III.1 : Relais électromagnétique à induction par disque simple……... 49
Figure III.2 : Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique…… 49
Figure III.3 : Relais statique (Protection LZ96 – ABB)…….. 50
Figure III.4 : Relais numérique (Protection de Distance **7SA612 SIEMENS**)……... 52
Figure III.5 : Elément de base d'un relais numérique…….. 53
Figure III.6 : Module d'entée et d'isolement de signal de Tension……. 54
Figure III.7 : Module d'entée et d'isolement de signal de Tension……. 55
Figure III.8 : Filtre anti-repliement analogique…….. 55
Figure III.9 : Propriétés de différentes synthèses de filtre……. 57
Figure III.10 : Classification morphologique des signaux……... 59
Figure III.11 : Circuit d'Echantillonnage-Bloqueur simple……. 60
Figure III.12 : Le fonctionnement du circuit échantillonneur-bloqueur……. 60
Figure IV.1 : Schéma de la ligne à double circuit en défaut.…….. 64
Figure IV.2 : Circuit équivalent de la ligne à double circuit…… 66
Figure IV.3 : Réseau considéré pour l'étude……. 69
Figure IV.4 : Réseau simulé sur Simulink-Matlab.…… 71
Figure IV.5 .a : Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres…… 72
Figure IV..5 b : Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A……... 72
Figure IV.6 a : Tensions des trois phases de la ligne saine au jeu de barres A…… 73
Figure IV. 6.b : Courants des trois phases de la ligne saine au jeu de barres A..... 73
Figure IV. 7a : La tension de la phase « a » filtrée. ……. 74
Figure IV. 7b : Le courant de la phase « a » filtré…..……. 74
Figure IV. 8a : Une période de la tension de la phase « a » échantillonné..... 75
Figure IV.8b : Une période du courant de la phase « a » échantillonné…… 75
Figure IV. 9a : La DFT d'une période de la tension de la phase « a »……. 76

Liste des Abréviations

Figure IV. 9b : La DFT d'une période du courant de la phase « a »…… 76
Figure IV. 10 : Caractéristique d'un relais de protection MHO**.**…….. 77
Figure IV.11. Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 70 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de……... 78
Figure IV. 12 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 110 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut…… 79
Figure IV. 13 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 140 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ……. 80
Figure IV. 14 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 70 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ……. 81
Figure IV. 15 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 110 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ……. 82
Figure IV. 16 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 140 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut …… 83
Figure IV.17 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre situé à 70 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut…….. 84
Figure IV. 18 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre situé à 110 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut …… 85
Figure IV. 19 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre situé à 140 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut……. 86
Figure IV. 20 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 70 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut…….. 87
Figure IV. 21 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 110 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut …… 88
Figure IV.22. Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 140 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ……. 89

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : Tableau des domaines de tension……. 6
Tableau I.2 : Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ…… 6
Tableau I.3 : Statistique de défaut sur les réseaux HTB Algérien (2013)……. 11
Tableau II.1 : Réglage du rapport R/X…….. 11
Tableau IV.1: Table clé pour les constantes des équations.…….. 68
Tableau IV.2 : Paramètres du réseau……. 70

Liste des Abréviations

$\boldsymbol{HT, HTA\ ou\ HTB}$: Haute Tension.

$\boldsymbol{BT, BTA\ ou\ BTB}$: Basse Tension.

$\boldsymbol{TBT}$: Très Basse Tension.

$\boldsymbol{I_N}$: Courant Nominal.

$\boldsymbol{U_N}$: Tension Composée Nominale.

$\boldsymbol{kV}$: Kilo Volt.

$\boldsymbol{TC}$: Transformateur de Courant.

$\boldsymbol{TT}$: Transformateur de Tension.

$\boldsymbol{JB}$: Jeu de Barre.

$\boldsymbol{TR}$. : Transformateur.

$\boldsymbol{C.E.I}$: Commission Electrotechnique Internationale.

$\boldsymbol{I_A}$: Courant Phase A.

$\boldsymbol{I_B}$: Courant Phase B.

$\boldsymbol{I_C}$: Courant Phase C.

$\boldsymbol{I_{CC}}$: Courant de Court Circuit.

$\boldsymbol{I_{CC_min}}$: Courant de Court Circuit Maximum.

$\boldsymbol{I_{CC_max}}$: Courant de Court Circuit Minimum.

$\boldsymbol{I_S}$: Seuil de Fonctionnement.

$\boldsymbol{T}$: Retard de Fonctionnement (Temporisation).

$\boldsymbol{I_{Diff}}$: Courant différentiel.

$\boldsymbol{I_{Ret}}$: Courant de retenue.

$\boldsymbol{V_A}$: Tension Simple Phase A.

$\boldsymbol{V_B}$: Tension Simple Phase B.

$\boldsymbol{V_C}$: Tension Simple Phase C.

$\boldsymbol{V_{AB}}$: Tension Simple Phase AB.

$\boldsymbol{V_{BC}}$: Tension Simple Phase BC.

$\boldsymbol{V_{CA}}$: Tension Simple Phase CA.

$\boldsymbol{U_{CC}}$: Tension de Court Circuit.

$\boldsymbol{Z_{Source}}$: Impédance de la Source.

$\boldsymbol{Z_{Ligne}}$: Impédance de la ligne.

$\boldsymbol{Z_{Charge}}$: Impédance de Charge.

Liste des Abréviations

Z_{CC} : Impédance de Court Circuit.

$R_{Défaut}$: Résistance de Défaut.

φ_{Charge}: Angle de Charge.

P : Puissance Active.

Q : Puissance Réactive.

X_1, X_2 et X_0 : Réactance Directe, Inverse et Homopolaire.

R_1, R_2 et R_0 : Résistance Directe, Inverse et Homopolaire.

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

Z_{0M} : Impédance Mutuelle Homopolaire.

$\omega = 2\pi f$ **:** Pulsation angulaire.

$\delta = 1650\sqrt{\frac{\rho}{\omega}}$: Profondeur de pénétration.

ρ : Résistance spécifique de la terre.

R_E : Résistance de terre.

A_L : Distance entre les conducteurs.

δ_U : Erreur angulaires des transformateurs de tension.

δ_I : Erreur angulaires des transformateurs de Courant.

f_{max} : La fréquence maximum.

f_0 : La fréquence de coupure.

V_{Source} : La tension de la source.

R_{Source} : La résistance de la source.

L_{Source} : L'inductance de la source.

C_{Source} : La capacitance de la source.

Vam, Vap : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase A.

Vbm, Vbp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase B.

Vcm, Vcp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Phase C.

Vpm, Vpp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Directe (+).

Vnm, Vnp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Inverse (-).

Vzm, Vzp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) de la Tension Homopolaire (0).

Iam, Iap : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase A.

Ibm, Ibp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase B.

Icm, Icp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Phase C.

Ipm, Ipp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Directe (+).

Liste des Abréviations

Inm, Inp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Inverse (-).

Izm, Izp : Amplitude (Module) et Angle (Phase) du Courant Homopolaire (0).

K_0 : Coefficient de terre.

I_{S1} : Le seuil de déclenchement du courant différentiel (I_{Diff}).

K_1 : La 1ère pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

I_{S2} : Le seuil du courant stabilisant (I_{Bias}).

K_2 : La 2ème pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

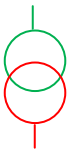
TD : Valeur de réglage de Multiplicateur de Temps.

I : Courant de Défaut.

I_P : Valeur de réglage de courant d'excitation.

A, B, K, p : Constants de la caractéristique

Liste des Symboles

Symbole	Description
	Centrale de Production
	Transformateur
	Autotransformateur
	Arrivée HTB ou HTA
	Départ HTB ou HTA
	Court-circuit
	Disjoncteur
	Sectionneur
	Mise à la Terre
	Transformateur de Courant
	Transformateur de Tension

Introduction Générale

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 des raisons techniques et économiques évidentes, il n'est pas possible de construire des réseaux exempts de défauts de fonctionnement; ils sont, en particulier, exposés aux agressions naturelles comme la foudre, la neige et le vent.

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

La Commission Électrotechnique Internationale (CEI) définit la protection comme ensemble des dispositions destinées à permettre la détection des défauts et des situations anormales dans un réseau afin de commander le déclenchement d'un ou plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire, d'élaborer d'autres ordres ou signalisations.

Le critère commun à toutes les protections des différents réseaux (transport, distribution) est le maintien de la stabilité de fonctionnement de l'ensemble du système de production, transport et de consommation, d'éviter les répercutions des incidents, tels que les surcharges, la perte de synchronisme, l'écroulement de tension et la baisse de fréquence.

En effet, le choix d'une protection adéquate doit répondre à certains critères; risquer de ne pas pouvoir les respectés, c'est de mettre en danger la stabilité de tout le système, car un mauvais fonctionnement ou le non fonctionnement d'une protection peut contribuer à l'écroulement du système.

Dans notre travail, nous intéressons particulièrement à l'étude de la protection des lignes de transport de l'énergie électrique à double circuit ; cette étude est structurée en quatre chapitre :

Le premier chapitre traite la structure et l'architecture du réseau de transport électrique, les effets des différents types de défaut sur le réseau ainsi leurs systèmes de protection.

Au deuxième chapitre, une présentation des différents types de protection des lignes de transport de l'électricité (Protection de distance, protection différentielle ligne, protection à maximum de courant).

Le troisième chapitre est consacré à la présentation de la technologie et la conception des relais de protection numérique.

Dans le dernier chapitre nous avons présenté une modélisation et simulation des protections des lignes de transport de l'énergie électrique à double circuit on utilisant le logiciel MATLAB/SIMILING

Ce travail se termine par une conclusion générale dans laquelle on résume les principaux résultats obtenus et on énumérera les perspectives à ce travail.

I.1. Introduction :

La fonction d'un réseau de transport d'énergie électrique consiste à assurer le mouvement de l'énergie en la transitant par des lignes HT ou THT entre les différentes sources de production et les postes de distribution. Tandis que la fonction d'un réseau BT consiste à distribuer cette énergie aux clients. Dans cette première partie, on va étudier les réseaux électriques, les différents types des réseaux, les défauts ainsi que les différentes fonctions de protection. La protection des lignes de transport contre les défauts est faite d'une manière régulière à l'aide d'une chaine de protection que nous allons présenter. Et dans les mesures d'assurer d'une part la continuité de service d'alimentation en énergie électrique et d'autre part la fonction secours entre les protections, on est amené à associer une sélectivité appropriée.

I.2. Structure de Réseaux Electrique :

Le système électrique est structuré en plusieurs niveaux **Figure (I.1)** , assurant des fonctions spécifiques propres, et caractérisés par des tensions adaptées à ces fonctions [1].

AT : autotransformateur
BT : basse tension
HT : haute tension
MT : moyenne tension
THT : très haute tension

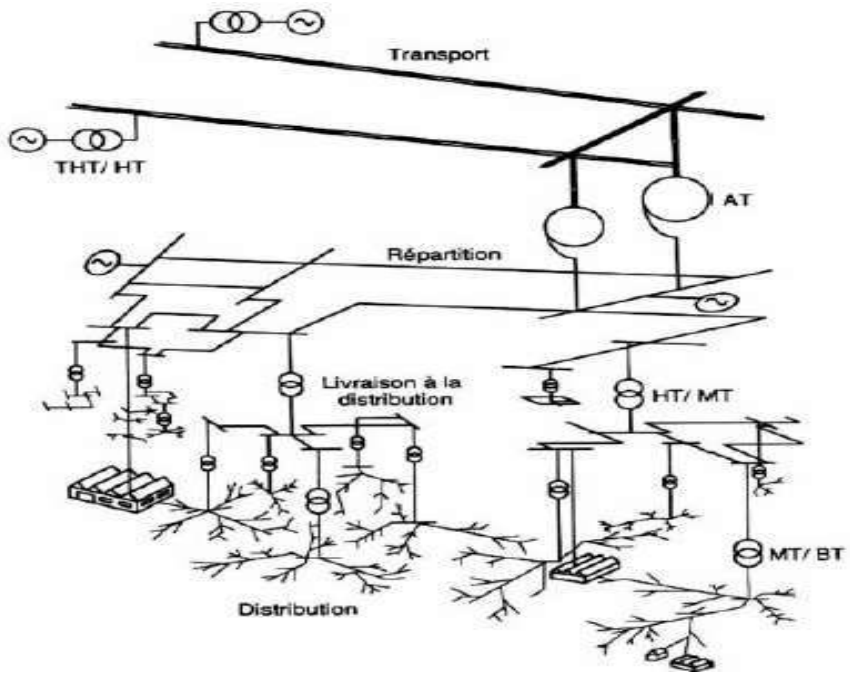


Figure (I.1) : Hiérarchisation d'un réseau électrique.

Nous distinguons trois types de réseaux électriques:

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

I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :

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 :

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 de 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.

En zone urbaine dense, ces réseaux peuvent être souterrains sur des longueurs n'excédant pas quelques kilomètres.

Ces réseaux alimentent d'une part les réseaux de distribution à travers des postes de transformation HT/MT et, d'autre part, les utilisateurs industriels dont la taille (supérieure à 60 MVA) nécessite un raccordement à cette tension,

- La tension est 90 kV ou 63 kV,
- Neutre à la terre par réactance ou transformateur de point neutre :
  - Limitation courant neutre à 1500 A pour le 90 kV,
  - Limitation courant neutre à 1000 A pour le 63 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.

I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension :

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

I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension :

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

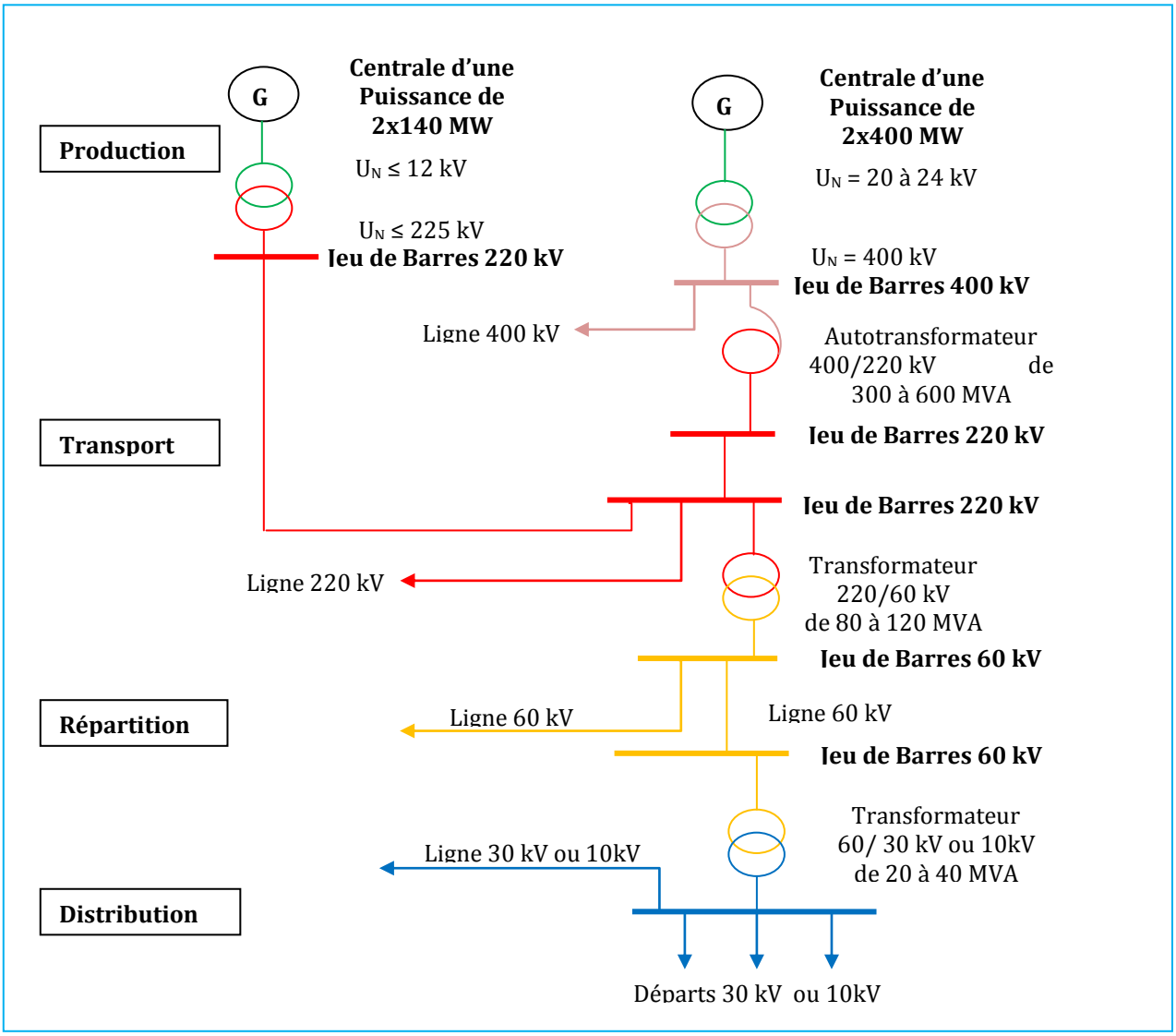


Figure I.2: Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique.

I.3. 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 [8].

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

Cas particuliers de la très basse tension (TBT) :

Dans le cadre des travaux et interventions sur des installations ou équipements du domaine TBT, il y a lieu de distinguer ces réalités :

- En très basse tension de sécurité (TBTS),
- En très basse tension de protection (TBTP),
- En très basse tension de fonctionnelle (TBTF).

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

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**

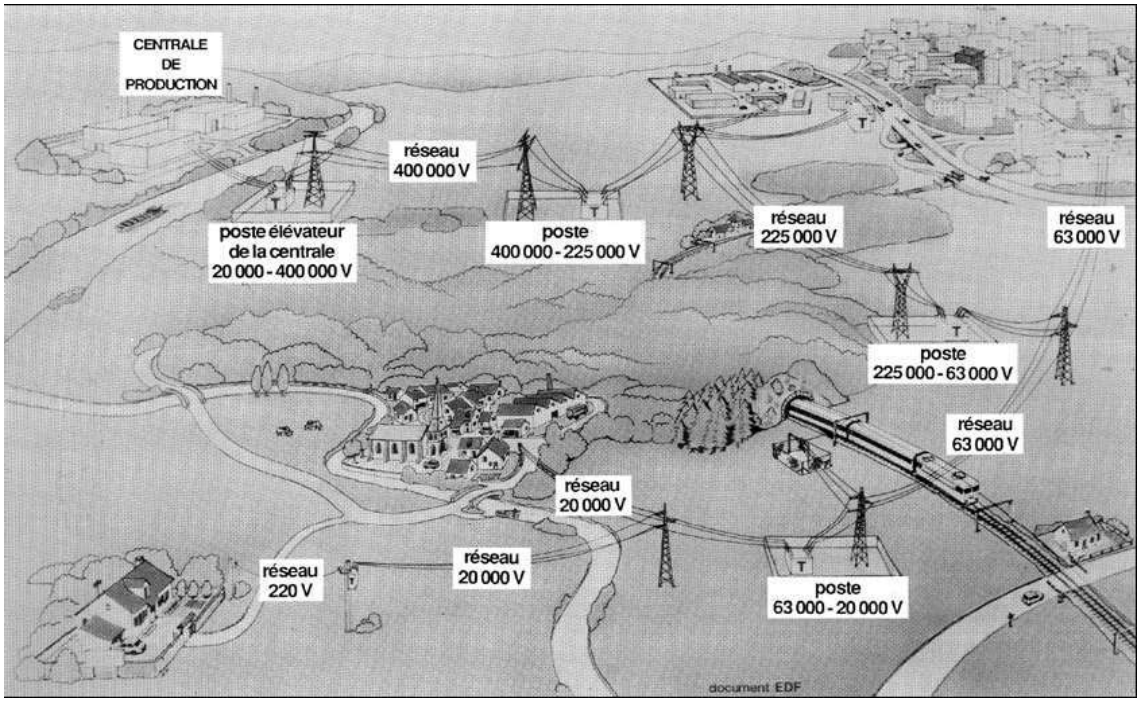


Figure (I.3): le schéma illustré d'un réseau électrique montrant que l'électricité est produite, transportée et distribuée à des niveaux de tensions différentes

I.4. Les différents types de défaut du Réseaux Electrique :

I.4.1. Les Courts-circuits :

I.4.1.1. Origines :

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance. Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques [10][5].

Les origines des Courts-circuits sont :

- **Mécanique :** 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.
- **Atmosphériques :** Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.
- **Electriques :** C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.

I.4.1.2. Caractéristiques : On trouve plusieurs catégories de défauts dans les réseaux. Ceux-ci sont caractérisés par leur type, leur durée et l'intensité du courant de défaut

a. types des Courts-circuits :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

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

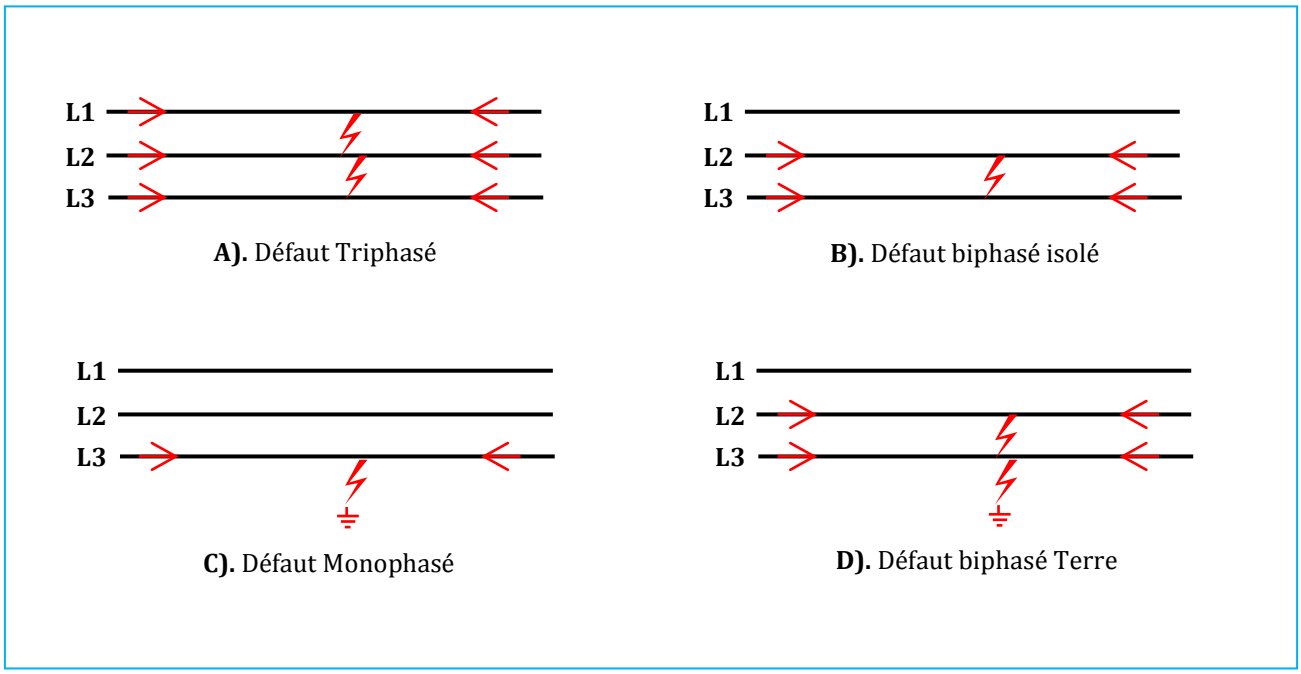


Figure I.4 : différents formes des Courts-circuits.

b. Durée des Cour-circuits [11] [12] [5]:

- **Court- circuits fugitifs :** Les courts-circuits fugitifs nécessitent une coupure très brève du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dixièmes de seconde).
- **Court-circuits permanents :** Ces court-circuits provoquent un déclenchement définitif qui nécessite l'intervention du personnel d'exploitation pour la localisation du défaut et remise en service de la partie saine.
- **Court-circuit auto-extincteurs** : c'est ceux qui disparaissent spontanément en des temps très courts sans provoquer de discontinuités dans la fourniture d'énergie électrique.

- **Court -circuit semi permanents :** Ces courts-circuits exigent pour disparaître une ou plusieurs coupures relativement longues du réseau d'alimentation (de l'ordre de quelques dizaines de secondes) sans nécessité d'intervention du personnel d'exploitation.

c. Courant de Court-circuit [11] :

L'intensité du courant de court-circuit est une caractéristique importante ; elle détermine la sévérité de la contrainte appliquée au réseau et au matériel en défaut. Elle dépend de la forme des courts-circuits et, pour ceux impliquant la terre, du mode de mise à la terre des points neutres.

I.4.1.3. Les effets des Courts-circuits :

Les effets du court circuit sont surtout à redouter sur les réseaux à haute et très haute tension (HT, THT). Les courts-circuits ont des effets sur :

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

a. Le bon fonctionnement des réseaux :

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

b. 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 à 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.

c. 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 nature du défaut, la structure du réseau affecté, le mode d'exploitation du réseau, le mode de mise à la terre du neutre et la performance de la protection. Les perturbations peuvent aller du creux de tension jusqu'à l'interruption complète de la tension.

d. 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.

e. La sécurité des personnes :

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

I.4.1.4. Analyse des statistiques des défauts :

Les statistiques de défauts observés sur les réseaux aériens Algérien de l'année 2013 sont résumées dans le Tableau I.3.

Étendus aux longueurs réelles de lignes, ces résultats signifient que les réseaux THT et HT dans leur ensemble subissent de l'ordre de 1526 défauts par an (Bilan 2013).

Tableau I.3 : Statistique de défaut sur les réseaux HTB Algérien (2013).[35]

Caractéristique	**400kV**	**220kV**	**150kV**	**90kV**	**60kV**
Longueur des Lignes et Câbles (**km**)	2546.85	12903.70	68.78	564.96	9192.88
Nombre par 100km et par an	2.23 (100 %)	5.14 (100 %)	24.71 (100 %)	8.31 (100 %)	7.97 (100 %)
Fugitifs (**%**)	17.50	59.60	/	48.90	40.50
Permanents (**%**)	77.20	27.90	58.80	36.20	39.70
Semi-permanents (**%**)	5.30	12.50	41.20	14.90	19.80

I.4.2. Les Surtension :

On distingue différents types de surtension telle que :

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

Conséquences : Claquage et Vieillissement de l'isolation.

I.4.3. Les surcharges :

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, 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.4.4. Les oscillations :

Les oscillations de la tension et du courant sont dues aux variations plus ou moins rapides de la charge qui agit directement sur la vitesse de rotation (fréquence) des machines de production de l'énergie électrique. Elles sont liées directement à la mécanique des machines électriques, c'est la raison pour laquelle on les appelle phénomènes transitoires électromécaniques.

I.4.5. Les déséquilibres :

Les déséquilibres sont généralement dus à la mauvaise répartition des charges sur les trois phases. Ils apparaissent surtout dans les réseaux de distribution, ils donnent naissance à la composante inverse du courant, cette composante provoque :

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

I.5. Protection de Réseaux Electrique :

Les dispositifs de protection surveillent en permanence l'état électrique des éléments d'un réseau et provoquent leur mise hors tension (par exemple l'ouverture d'un disjoncteur), lorsque ces éléments sont le siège d'une perturbation indésirable: court-circuit, défaut d'isolement, surtension,…etc. Le choix d'un dispositif de protection n'est pas le fruit d'une réflexion isolée, mais une des étapes les plus importantes de la conception d'un réseau électrique.

I.5.1. Système de Protection :

a. Définition :

La Commission Electrotechnique Internationale (C.E.I) définie la protection comme l'ensemble des dispositions destinées à la détection des défauts et des situations anormales des réseaux afin de commander le déclenchement d'un ou de plusieurs disjoncteurs et, si nécessaire d'élaborer d'autres ordres de signalisations.

b. Système de Protection :

Les fonctions de protection sont réalisées par des relais ou des appareils multifonctions. A l'origine, les relais de protection étaient de type analogique et effectuaient généralement une seule fonction. Actuellement, la technologie numérique est la plus employée. Elle permet de concevoir des fonctions de plus en plus évoluées et un même appareil réalise généralement plusieurs fonctions. C'est pourquoi, on parle plutôt d'appareils multifonctions [10].

c. Contraintes supplémentaires pour la Protection :

Les protections électriques ne doivent pas apporter de limitation au fonctionnement normal des réseaux électriques, en particulier :

a) Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation (réseaux bouclés, maillés, radiaux).

b) Elles doivent rester stables en présence de phénomènes autre que les court-circuits :

- Lors de manœuvres d'exploitation, pendant les régimes transitoires consécutifs à la mise sous tension ou hors tension à vide des lignes ou des transformateurs,
- Lors de variations admissibles de la tension et de la fréquence,
- En présence de surcharges et de déséquilibres entrant dans la marge de fonctionnement des réseaux électriques,
- En présence d'oscillations résultant du régime transitoire des alternateurs,
- Sous l'influence d'une anomalie des circuits de mesure.

I.5.2. Qualité principale d'un Système de Protection [10-13] :

I.5.2.1. Rapidité :

Les court-circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible, c'est le rôle des protections dont la rapidité de fonctionnement et des performances prioritaires.

Le temps d'élimination des court-circuits comprend deux composantes principales :

- Le temps de fonctionnement des protections (quelques dizaines de millisecondes).
- Le temps d'ouverture des disjoncteurs, avec les disjoncteurs modernes (SF6 ou à vide), ces derniers sont compris entre 1 et 3 périodes.

I.5.2.2. Sélectivité :

La sélectivité est une capacité d'un ensemble de protections à faire la distinction entre les conditions pour lesquelles une protection doit fonctionner de celles où elle ne doit pas fonctionner.

Les différents moyens qui peuvent être mis en œuvre pour assurer une bonne sélectivité dans la protection d'un réseau électrique, les plus importants sont les trois types suivants :

- Sélectivité ampèremétrique par les courants,
- Sélectivité chronométrique par le temps,
- Sélectivité par échange d'informations, dite sélectivité logique.

a. Sélectivité ampérométrique :

Elle est basée sur le fait que, dans un réseau, le courant qui circule entre une source de puissance et un point de défaut diminue au fur et à mesure que le point de défaut s'éloigne de la source.

Une protection ampèremétrique (**Figure I.6**) est disposée au départ de chaque tronçon : son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

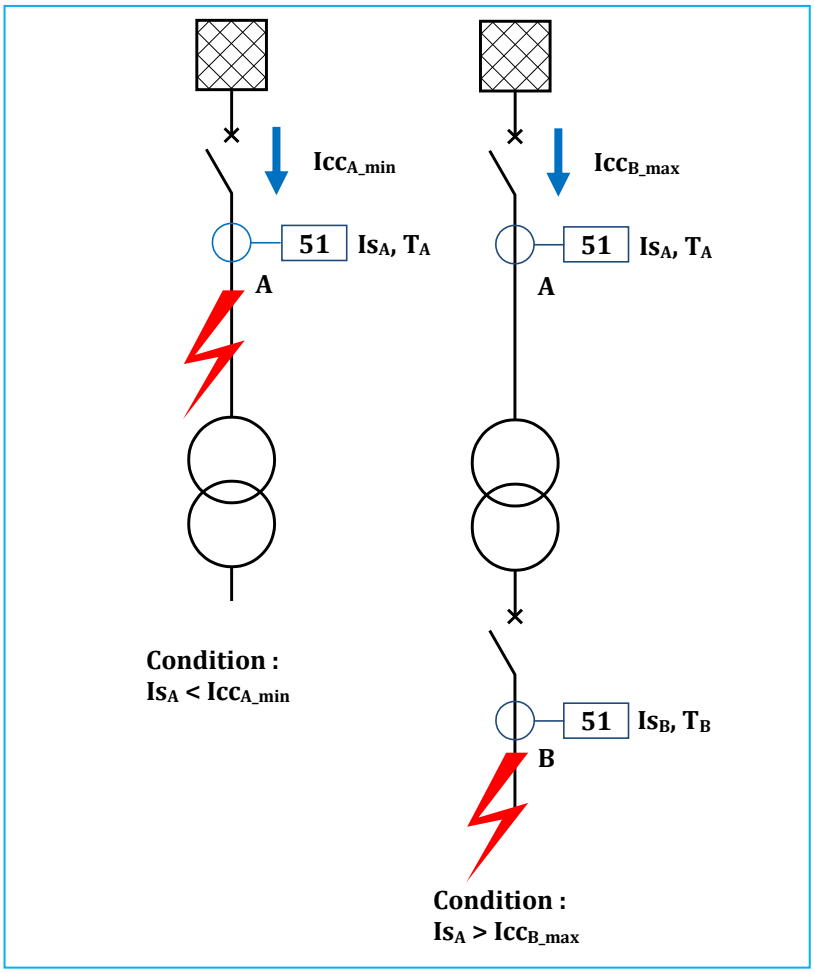


Figure I.5 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique.

b. Sélectivité chronométrique :

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans le temps. La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue.

Ainsi, sur le schéma (**Figure I.7**), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B.

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, revient à leur position de veille.

La différence des temps de fonctionnement T entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

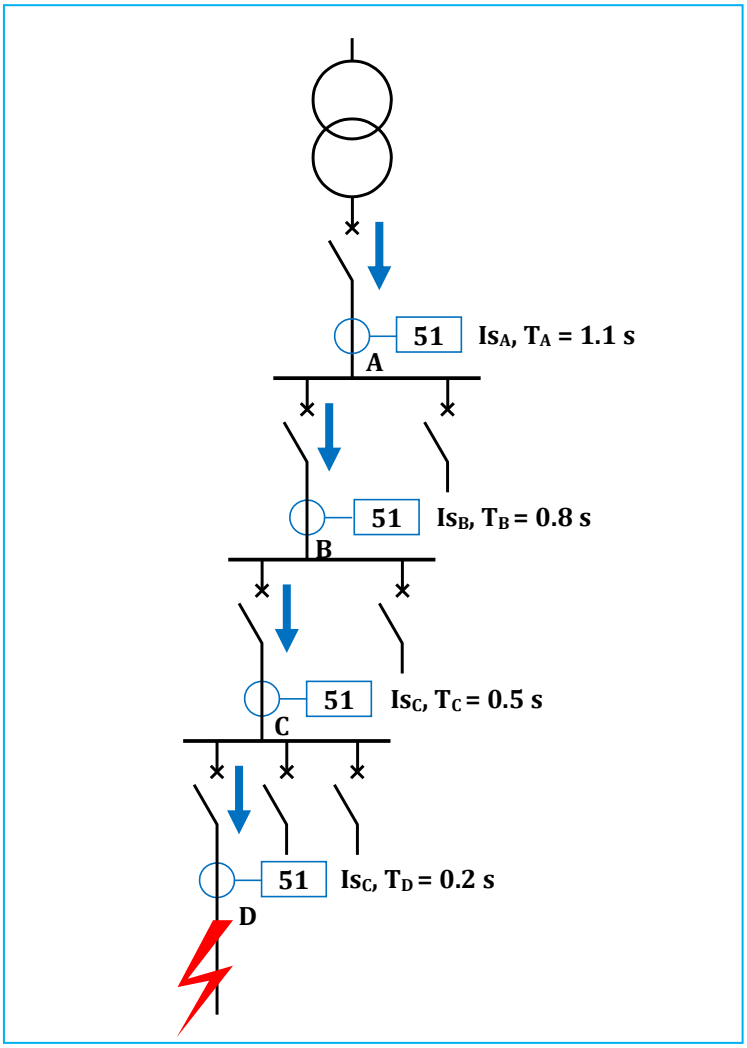


Figure I.6 : Principe de la sélectivité chronométrique.

c. Sélectivité logique :

Ce système a été développé pour remédier aux inconvénients de la sélectivité chronométrique.

Ce principe est utilisé lorsque l'on souhaite obtenir un temps court d'élimination de défaut (**Figure I.8**)

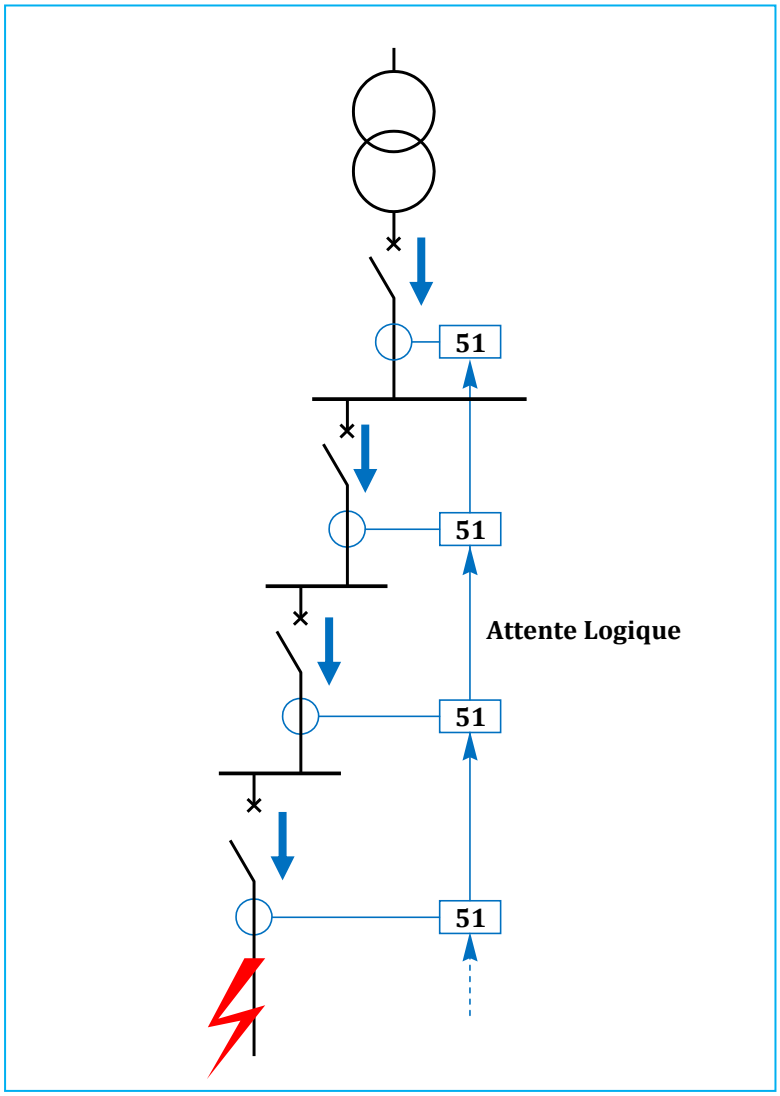


Figure I.7 : Principe de la sélectivité logique.

Ce principe est utilisé lorsque le nombre de relais en cascade est trop grand pour une simple sélectivité par le temps. Dans ce cas on utilise des relais max. de I avec blocage logique. L'échange d'informations logiques entre protections successives permet la suppression des intervalles de sélectivité.

Ainsi, dans un réseau en antenne, les protections situées en amont du point de défaut sont sollicitées, celles en aval ne le sont pas ; cela permet de localiser sans ambiguïté le point de défaut et le disjoncteur à commander.

Chaque relais sollicité par un défaut envoie :

- un ordre d'attente logique à l'étage amont (ordre d'augmentation de la temporisation propre au relais)
- un ordre de déclenchement au disjoncteur associé sauf s'il a lui-même reçu un ordre d'attente logique de l'étage aval. Un déclenchement temporisé est prévu en secours.

I.5.2.3. Sensibilité :

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de courts-circuits entre :

- Le courant maximal qui est fixé par le dimensionnement des installations et est donc parfaitement connu,
- Un courant minimal dont la valeur est très difficile à apprécier et qui correspond à un court-circuit se produisant dans des conditions souvent exceptionnelles.

La notion de sensibilité d'une protection est fréquemment utilisée en référence au courant de court-circuit le plus faible pour lequel la protection est capable de fonctionner.

I.5.2.4. Fiabilité :

Les définitions et les termes proposés ici, sont dans la pratique, largement utilisés au plan international.

- Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :
  - Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait du fonctionner, n'a pas fonctionné.
  - Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas du fonctionner.
- La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :
  - **La sûreté :** qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
  - **La sécurité :** qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

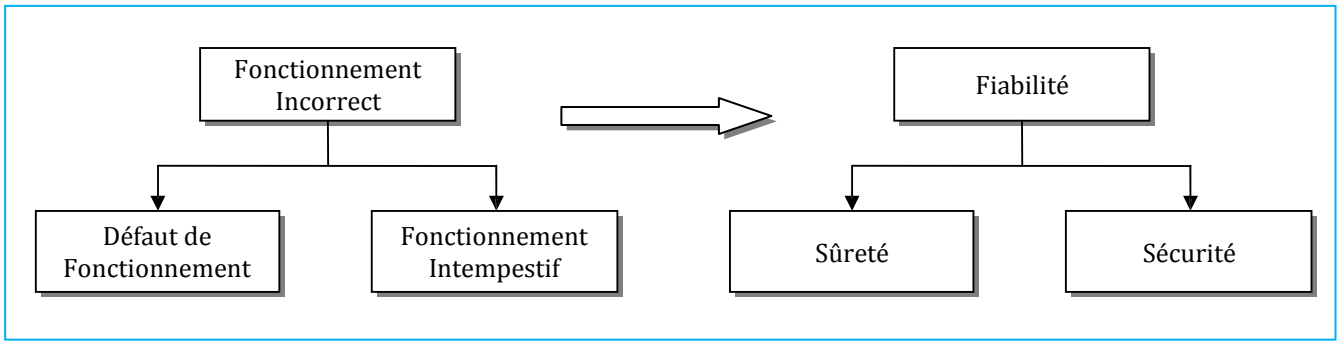


Figure I.8 : Fiabilité d'une protection.

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la **Figure I.8**, sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires (**Figure I.10**).

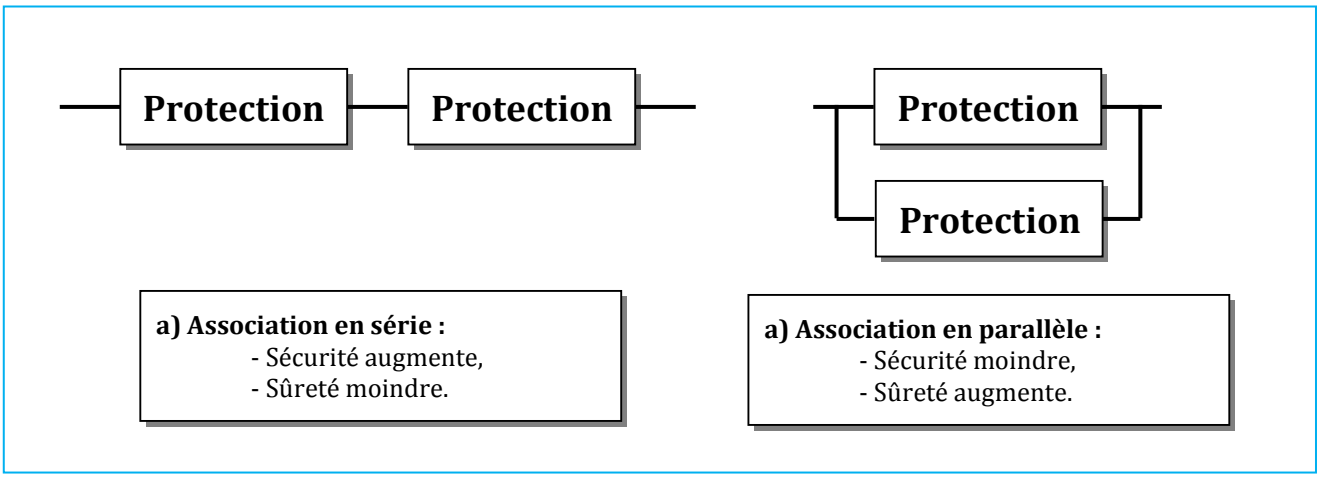


Figure I.9 : Association de protection.

I.6. Conclusion :

Ce chapitre donne une description comparative des structures typiques de réseaux électrique, ainsi les effets des anomalies et les perturbations sur les réseaux électriques tels que les courts-circuits, les surtensions, les surcharges, ….etc. et leurs systèmes de protection.

II.1. Introduction :

Lorsqu'un défaut ou une perturbation se produit sur un réseau électrique il est indispensable de mettre hors tension l'élément ou la partie du réseau en défaut à l'aide des dispositifs de protection. Ces derniers auront pour rôle de limites les dégâts causés par l'arc électrique, et d'éviter les répercussions du défaut sur le fonctionnement normale de réseau.

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 et des protections à maximum des courants.

II.2. Définition de la zone de protection :

La philosophie générale de l'application des relais est de diviser le réseau d'énergie en plusieurs zones, chaque zone exige son propre groupe de relais, la figure II-1 montre un système d'alimentation typique divisé en zones de protection. Chaque zone se compose d'un ou plusieurs équipements principaux du système d'alimentation tel que le générateur , le transformateurs , le moteur le jeu de barre et la ligne de transport. Les zones adjacentes sont faites de telle sorte qu'aucune partie du système ne soit laissée non protégée .chaque zone protégée par un système se composant d'un ou plusieurs relais protecteurs. Le recouvrement est accompli en recouvrant le raccordement des transformateurs de courant des zones adjacents . si un défaut se produit dans le secteur de chevauchement , alors le relais déclenchera tous les disjoncteurs qui se trouvent dans la zone recouvert afin d'isoler le défaut. Dans cette recherche, le centre sera sur la protection de la lignes de transport.

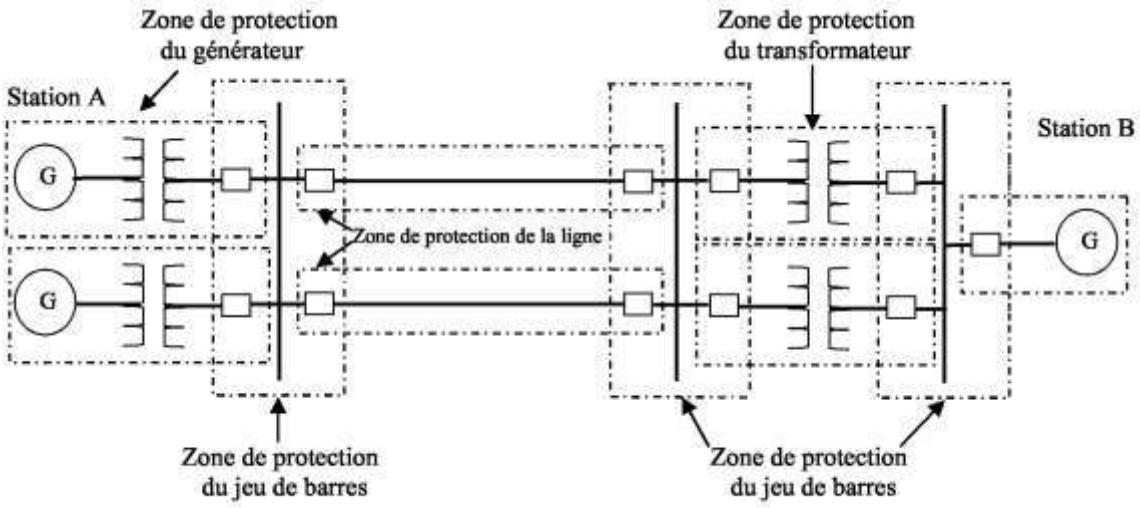


Figure II.1 : Les zones de protection d'un réseau électrique.

II.3. Protection par relais à maximum de courant :

Les relais à maximum de courant offrant le meilleur et la plus simple forme de protection pour les lignes de transport. ces relais mesure le courant qui cercle dans la lignes à protéger et compare ce courant à un courant de réglage appelé le courant de seuil, si ce courant mesuré dépasse la valeur seuil, le relais donne l'ordre au disjoncteur local pour ouvrir le circuit et isolé la section en défaut. la protection à maximum de courant dans les lignes de transport peut être divisé en deux catégories : la protection à maximum courant non directionnelle et la protection à maximum courant directionnelle.

II.3.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle :

Elle a pour fonction de détecter les surintensités monophasées, biphasées ou triphasées. La protection est activée si les courants mesurés dépassent la consigne correspondant au seuil de réglage appelé aussi seuil de fonctionnement

II.3.1.1. Relais à temps indépendant :

La temporisation est constante, elle est indépendante de la valeur du courant mesuré. Le seuil de courant et la temporisation sont généralement réglables par l'utilisateur.

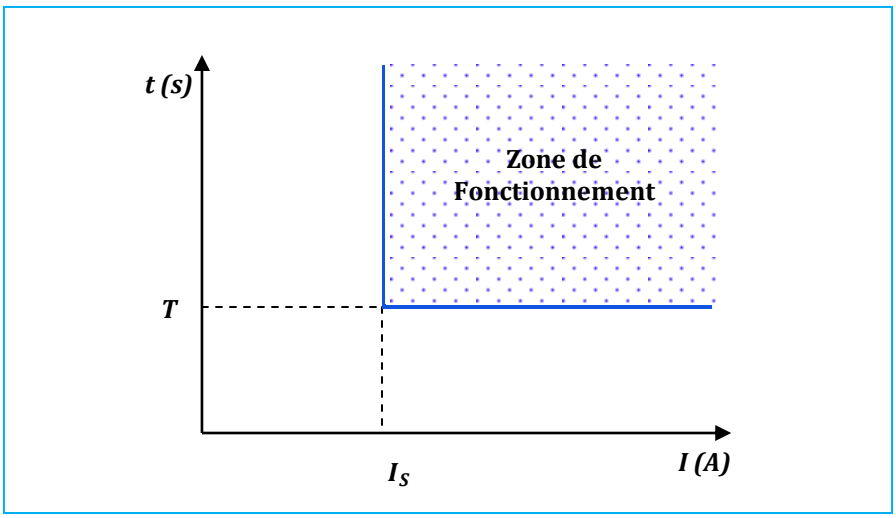


Figure II.2 : Protection à temps indépendant temporisé.

$\boldsymbol{I_S}$**:** Seuil de fonctionnement en courant (seuil de courant).

$\boldsymbol{T}$**:** Retard de fonctionnement de la protection (temporisation).

II.3.1.2. Relais à temps dépendant (inverse) :

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. La temporisation diminue quand le courant mesuré augmente (**Figure II.3**).

Le fonctionnement de la protection à temps dépendant (inverse) est défini par les normes CEI 255-3 et BS 142. Elles définissent plusieurs types de protection à temps dépendant qui se différencient par la pente de leurs courbes :

- Protection à temps inverse ;
- Protection à temps très inverse ;
- Protection à temps extrêmement inverse.

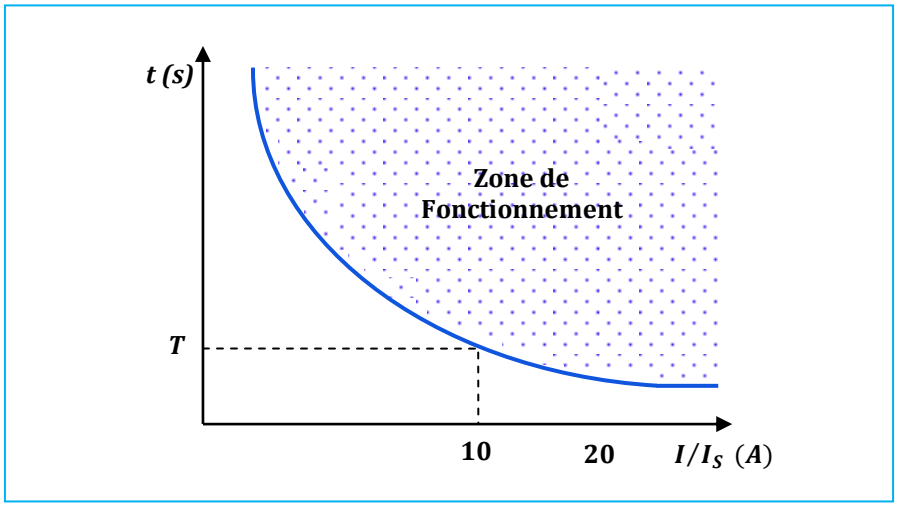


Figure II.3 : Protection à temps dépendant.

$\boldsymbol{I_S}$**:** Seuil de fonctionnement en courant correspondant à l'asymptote verticale de la courbe.
$\boldsymbol{T}$**:** Temporisation pour $\mathbf{10}\ \boldsymbol{I_S}$**.**

II.3.2. Protection par relais à maximum de courant directionnelle [11] :

La protection à maximum de courant directionnelle est activée si les deux conditions suivantes sont réalisées pendant une durée égale à la temporisation choisie :

- Le courant est supérieur au seuil de réglage ;
- La phase du courant par rapport à la tension de polarisation est dans une fourchette, appelée zone de déclenchement.

La zone de déclenchement de la protection est un demi-plan. Ce demi-plan est défini par un angle de caractéristique θ, angle entre la perpendiculaire à la droite limite entre ces deux zones et le vecteur de polarisation. La figure II.4 illustre la zone de déclenchement pour

$\theta = 45°$. Les valeurs usuelles d'angles caractéristiques sont 30°, 45° et 60°. La valeur généralement utilisée est 45°, On voit sur la **Figure II.4** que le courant $\boldsymbol{I_1}$ est :

- Dans la zone de déclenchement pour : $\boldsymbol{\theta - 90° < \beta_1 < \theta + 90°}$
- Dans la zone de non déclenchement pour : $\boldsymbol{\theta + 90° < \beta_1 < \theta + 270°}$

$\boldsymbol{\beta_1}$ est l'angle entre $\boldsymbol{I_1}$ et $\boldsymbol{U_{32}}$, il correspond à un déphasage $\boldsymbol{\varphi_1}$entre $\boldsymbol{I_1}$ et $\boldsymbol{V_1}$tel que : $\boldsymbol{\varphi_1 = \beta_1 + 90°}$.

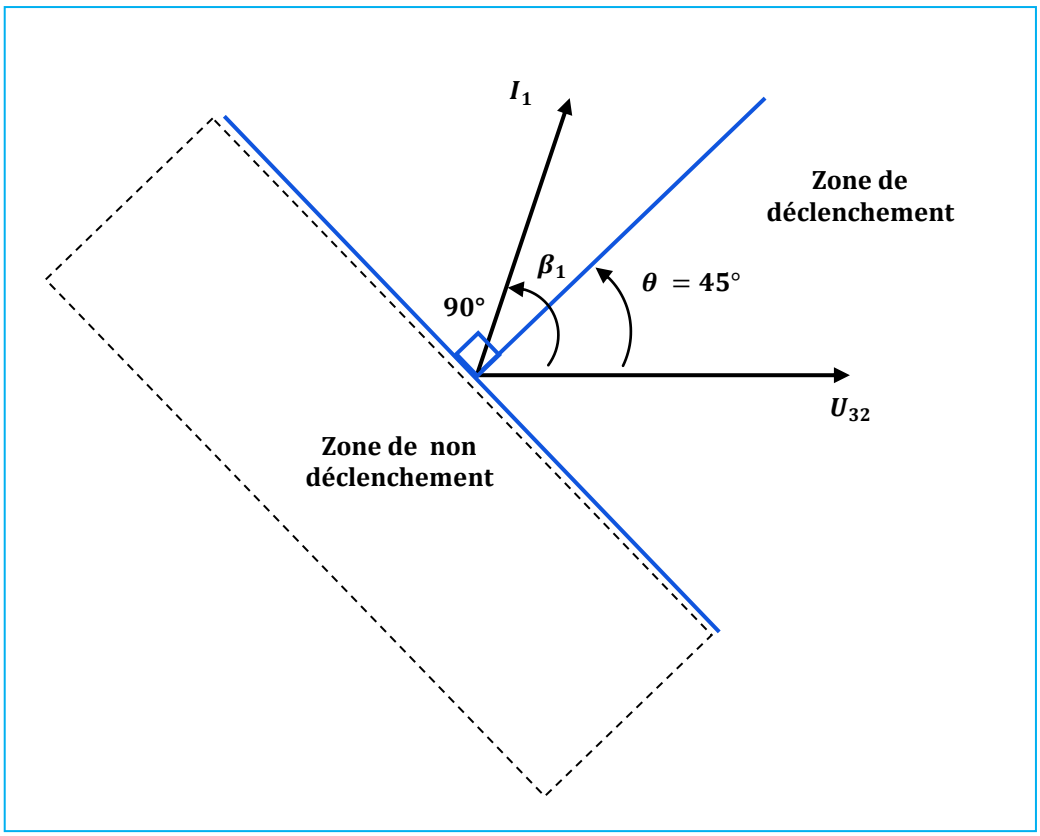


Figure II.4 : Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle $\theta = 45°$

II.4. Protection différentielle :

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

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

a. 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 $\boldsymbol{I_A}$ et $\boldsymbol{I_B}$ soient égaux et coïncident en phase (**Figure II.5**).

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

$$\boldsymbol{I_{dés} = I_A - I_B = I_{Relais}} \quad \text{(II.1)}$$

Dans ce cas, la protection ne doit pas fonctionner car le seuil de fonctionnement $\boldsymbol{(I_F)}$ 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 résiduel $\boldsymbol{I_R}$.

Quand un court-circuit se produit dans la ligne à protéger, le point de défaut sera alimenté par les deux cotés, 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.

$$\boldsymbol{I_{Relais} = I_A + I_B > I_F} \quad \text{(II.2)}$$

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

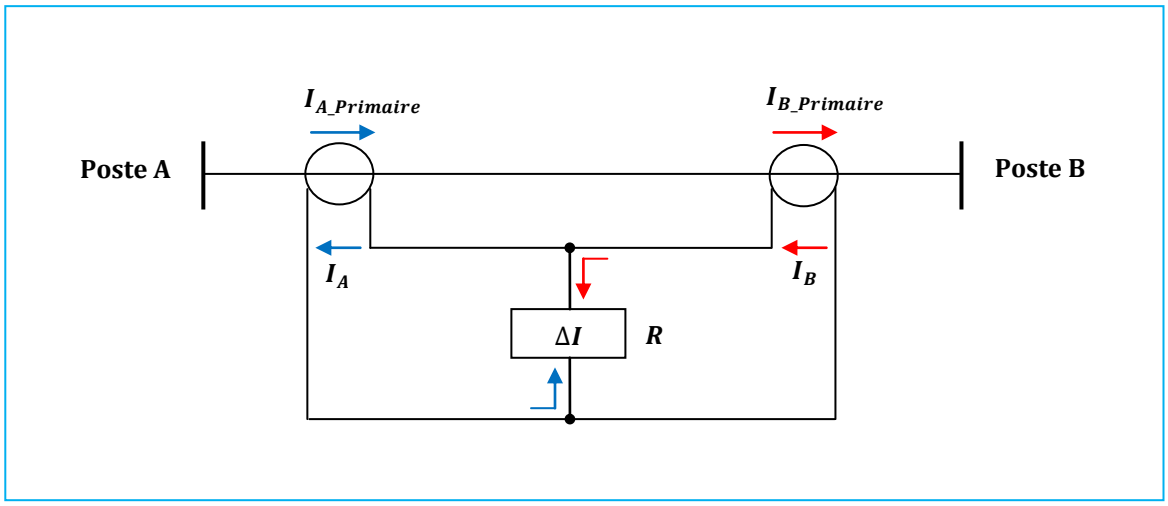


Figure II.5 : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités.

b. 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.

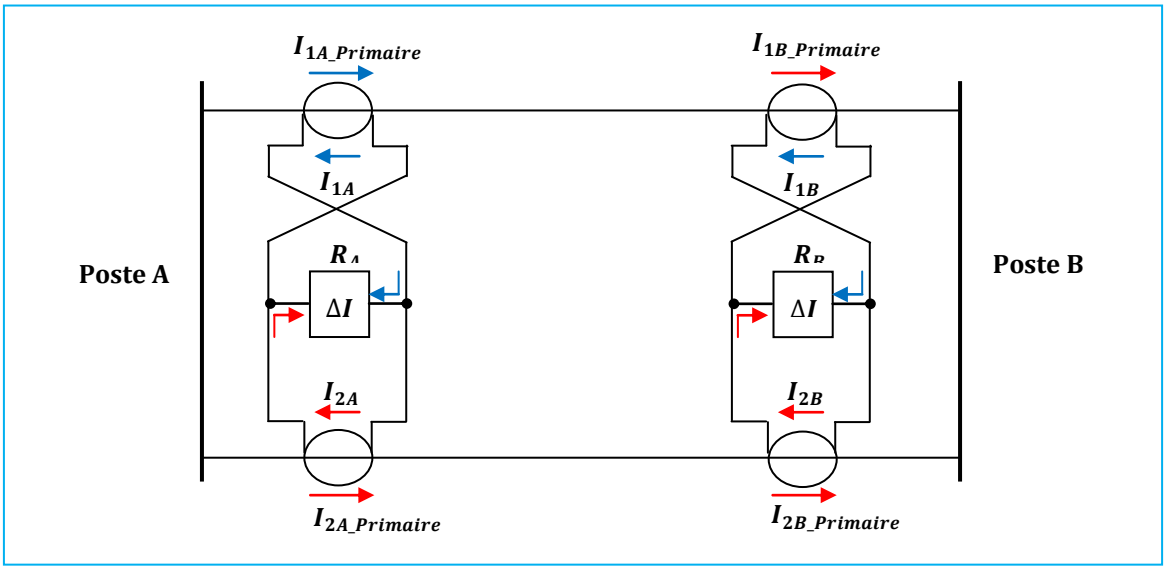


Figure II.6 : Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle.

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.

c. Protection différentielle courant utilisant comme support des faisceaux hertziens ou des fibres optiques [13]:

Ce type de protection commence à être utilisé sur les réseaux THT importants pour protéger les lignes d'interconnexion à double circuit comportant éventuellement un piquage. Cette protection est la seule qui élimine rapidement tout type de défaut sur une ligne double avec une sélectivité parfaite, à condition qu'elle réalise la mesure différentielle phase par phase.

Cette protection peut être utilisée sur tout type de ligne (y compris les lignes longues compensées par des condensateurs en série). Elle détecte facilement les défauts résistants et est insensible aux oscillations de puissance.

Ce relais différentiel à pourcentage (**Figure II.7**) fonctionne lorsque le courant différentiel $\boldsymbol{I_{Diff}}$ est supérieur à $\boldsymbol{K' \cdot I_{Ret}}$

Avec :

$\boldsymbol{I_{Diff}}$: Courant différentiel ;

$\boldsymbol{I_{Ret}}$: Courant de retenue, fonction des 3 courants de phase, $\boldsymbol{I_A}$, $\boldsymbol{I_B}$ et $\boldsymbol{I_C}$;

$\boldsymbol{K'}$: Pourcentage.

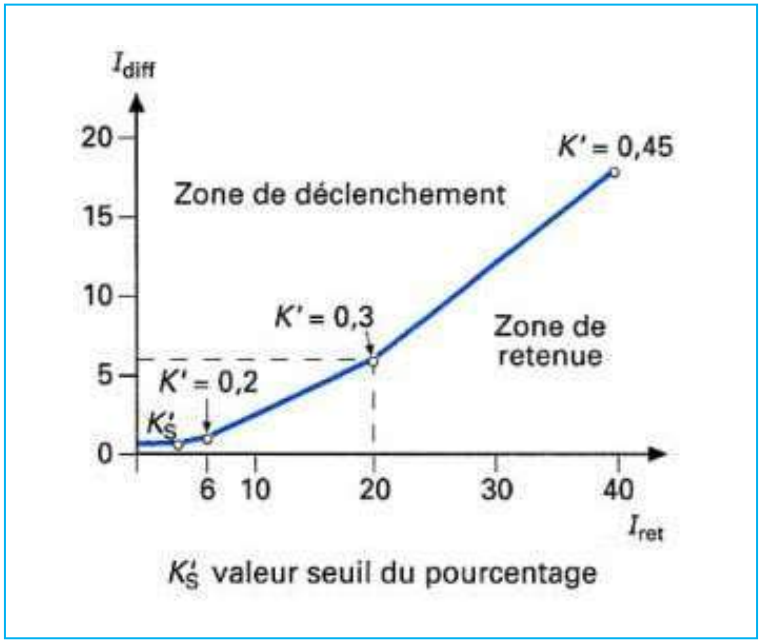


Figure II.7 : Caractéristique du relais différentiel à pourcentage (Protection Différentielle **DIFL** du constructeur **GEC Alsthom**).

II.5. Protection de distance :

II.5.1. Principe de base [15]:

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.8).**

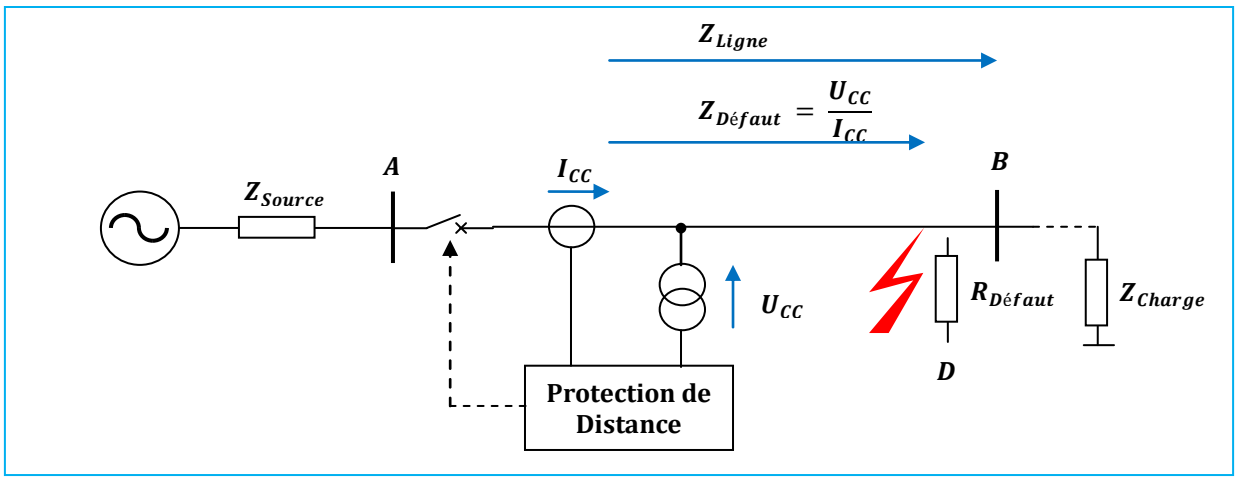


Figure II.8 : Principe de base du fonctionnement.

II.5.2. Diagramme d'impédance [16]:

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 (**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.

$$\boldsymbol{Z_{Charge}} = \frac{\boldsymbol{U^2_{Ligne}}}{\boldsymbol{P_{Charge}}} \qquad \text{(II. 3)}$$

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

$$\boldsymbol{\varphi_{Charge}} = \boldsymbol{Atan}\left[\frac{\boldsymbol{Q}}{\boldsymbol{P}}\right] \qquad \text{(II.4)}$$

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

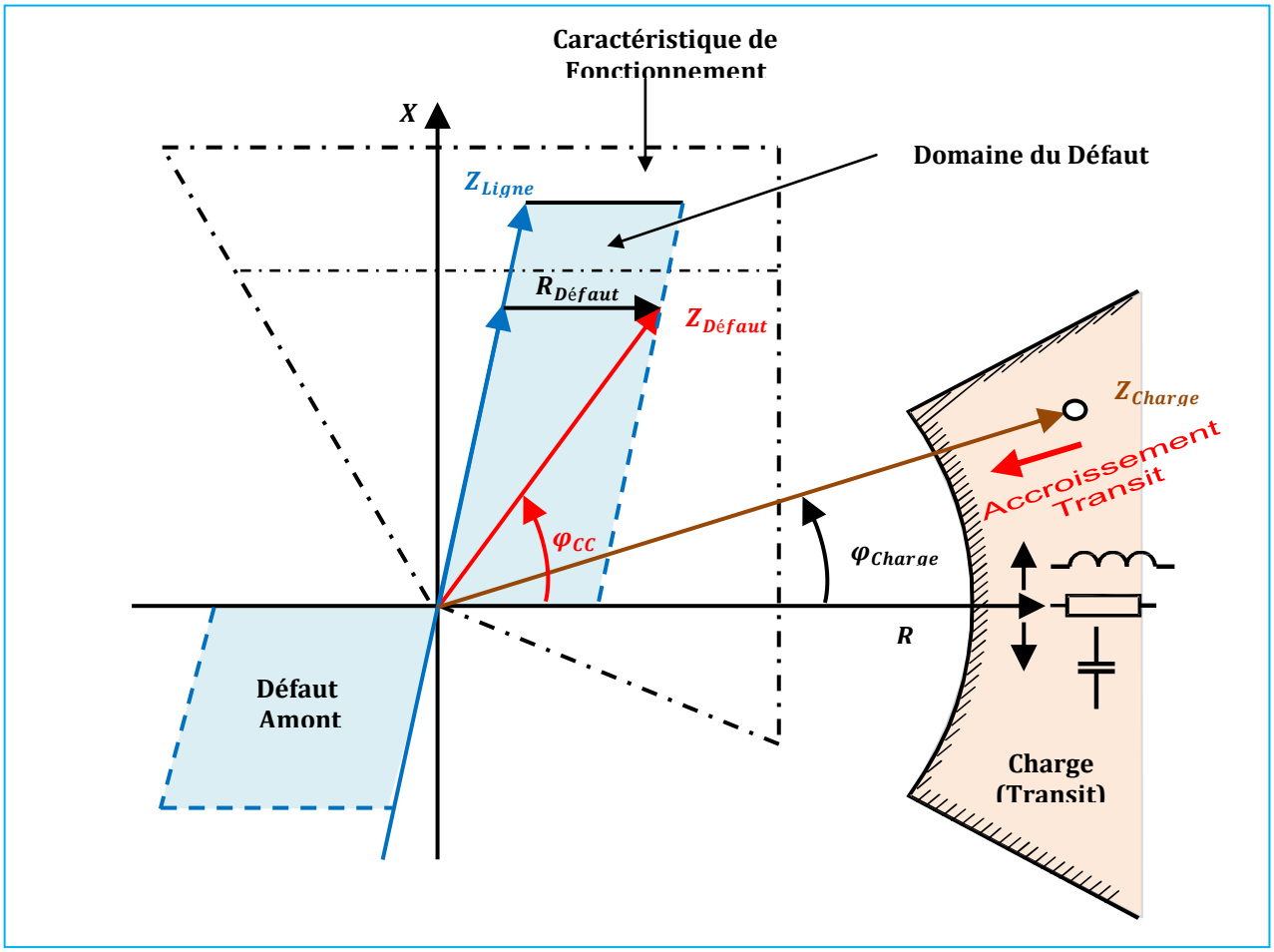


Figure II.9 : Impédance de court-circuit et de charge (transit).

II.5.3. 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.

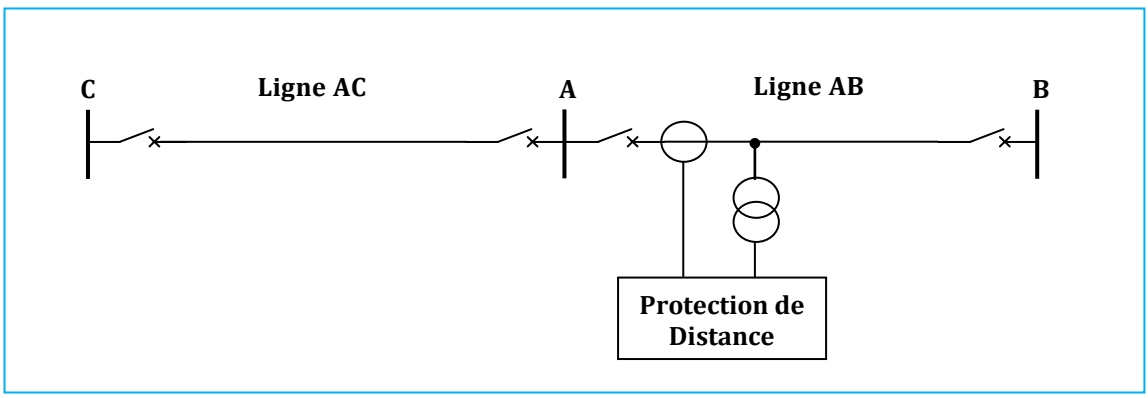


Figure II.10 : Protection de Distance.

Les relais numériques peuvent utilisés n'importe quelle caractéristique, il suffit de la programmer [19]. Par contre les relais statiques ou électromécaniques ont une caractéristique liée de leur principe de fonctionnement.

II.5.3.1. Caractéristique Réactive :

La mesure de la réactance a l'avantage de ne pas être sensible à la valeur de la résistance d'arc, mais est très sensible aux synchronisations de générateur et n'est pas directionnelle. Elle est du fait idéal pour les protection Phase–Terre [17][18].

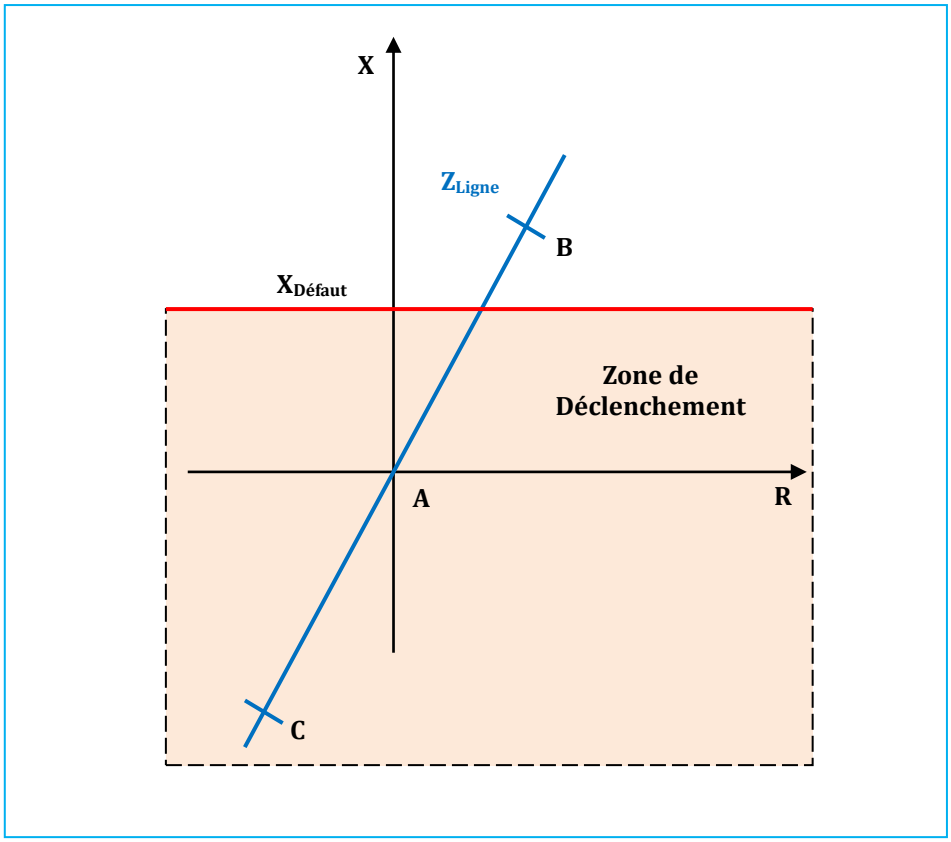


Figure II.11 : Caractéristique purement réactive.

II.5.3.2. Caractéristique Impédante :

La caractéristique impédante décrit un cercle sur le diagramme R/X, la limite est constituée de tout les ***Z*** tel que ***|Z|=une constante*** [19]. Elle a le défaut de ne pas être directionnelle, ce qui empêche de faire une protection de zone efficace et sélective. Par ailleurs, la résistance d'arc menant au déclenchement dépend fortement de l'inductance. Enfin, elle est vulnérable aux oscillations des générateurs synchrones [20].

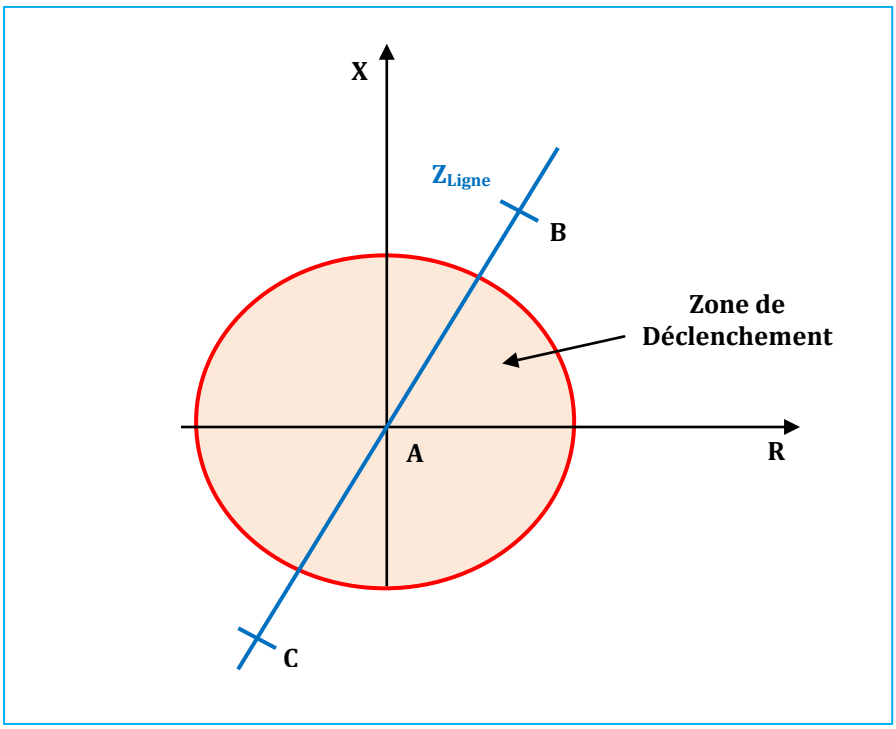


Figure II.12 : Caractéristique purement impédante.

II.5.3.3. Caractéristique Mho :

Les protections de distance ayant dans le plan R/X une caractéristique circulaire passant par l'origine porte le nom de « Mho » ou à admittance.

Les relais Mho auto polarisé sont les plus sélectifs de tous les relais à distance, car ils ne déclenchent que pour une gamme précise d'impédance qu'on peut représenter sur un diagramme R/X. Ils sont donc peu susceptibles de déclencher sur des éléments perturbateurs autres qu'un défaut de la ligne. Il est donc un élément privilégié pour les lignes de longues distances [17].

Les relais Mho sont intrinsèquement directionnels. Ils sont caractérisés par l'impédance sur le cercle et par l'angle caractéristique du relais φ, qui est l'angle entre l'axe R et la droite passant par l'origine et le centre du cercle. Cet angle doit être plus faible que celui formé avec l'impédance de la ligne, afin d'être plus sensible en cas de défaut avec un arc fortement résistif [20].

Un désavantage du Mho est qu'en cas de défaut proche du relais, la tension est trop faible et la sensibilité mauvaise. Pour contourner ce défaut, une solution consiste à introduire partiellement la tension d'une autre phase, potentiellement saine pour soutenir la tension. La caractéristique reste alors circulaire, mais le centre du cercle se rapproche de l'origine. On parle de Mho à polarisation croisée.

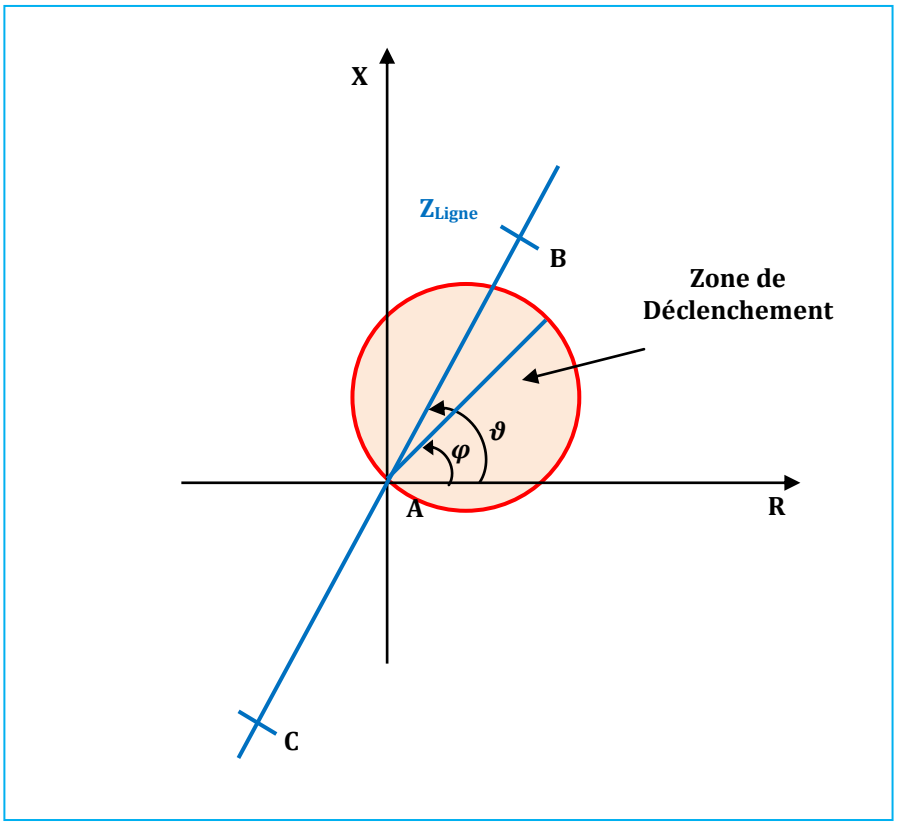


Figure II.13 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle).

Les Mho sont plus simple à configurer que les relais quadrilatéraux, mais sont moins sensible aux défauts résistifs en bout de ligne. Aux États-Unis, la caractéristique Mho est encore très utilisée dans les relais numériques [19].

Si on configure la caractéristique Mho de sorte que la droite de l'impédance de la ligne passe par le centre du cercle, on peut faire l'interprétation géométrique suivante :

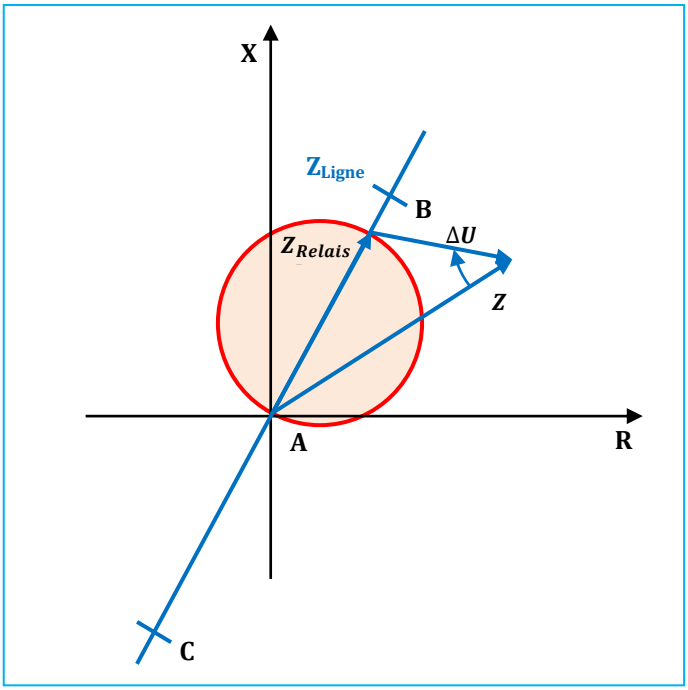
$$\Delta \boldsymbol{U} = (\boldsymbol{Z_{Relais}} \times \boldsymbol{I}) - (\boldsymbol{Z} \times \boldsymbol{I}) \qquad \text{(II.5)}$$

Avec :

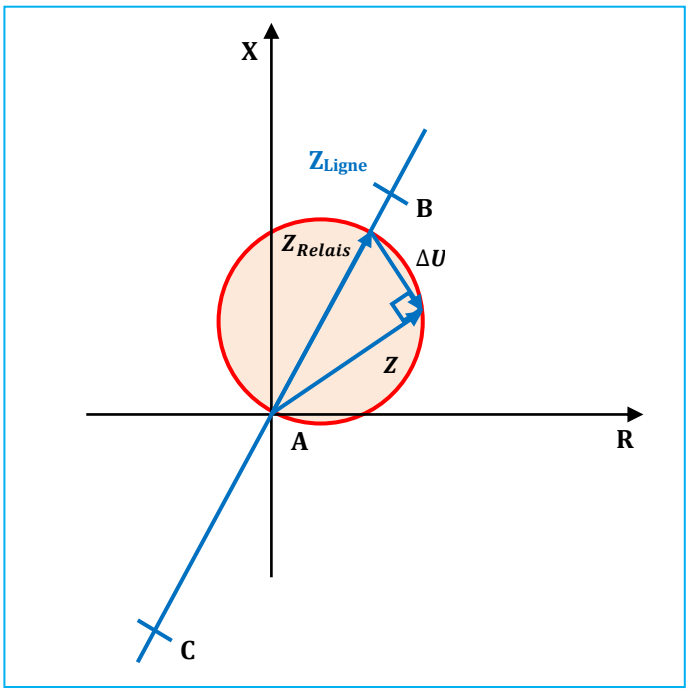
$\boldsymbol{Z_{Relais}}$: L'impédance sur la ligne à partir de laquelle le relais déclenche.

$\boldsymbol{Z}$: L'impédance mesurée.

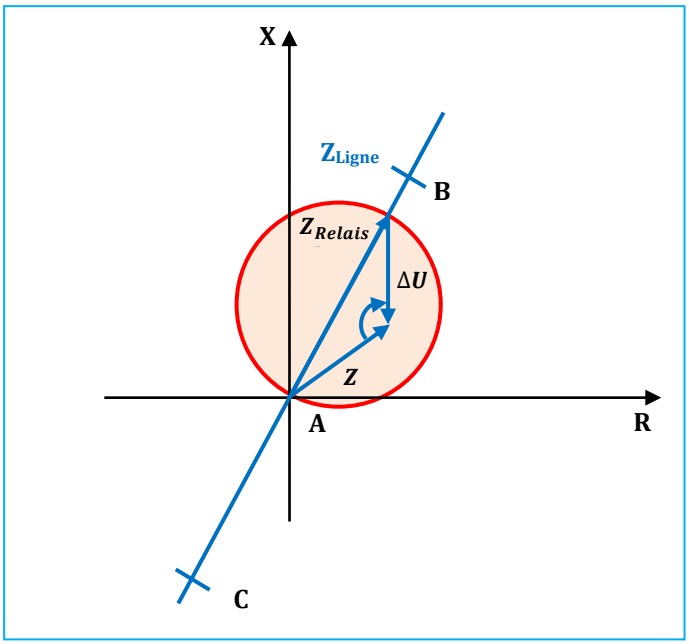
Si l'angle entre $\Delta \boldsymbol{U}$ et $\boldsymbol{Z} \times \boldsymbol{I}$ est inférieur à 90° alors $\boldsymbol{Z}$ est en dehors du cercle, s'il est égal à 90° $\boldsymbol{Z}$ est sur le cercle et s'il supérieur à 90° $\boldsymbol{Z}$ est dans cercle **(Figure II.14)** [20].



a). Si l'angle est inférieur à 90°, **Z** est en dehors du cercle.



b). Si l'angle est égal à 90°, **Z** est sur le cercle.



c). Si l'angle est supérieur à 90°, **Z** est dans le cercle.

Figure II.14 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle).

II.5.3.4. Caractéristique Quadrilatérale :

Une caractéristique quadrilatérale est délimitée par 4 droites [19]. Les relais quadrilatéral ont l'avantage d'être plus sensible aux défauts résistifs que les relais Mho. Ces caractéristiques sont très flexibles en terme d'impédance, aussi bien pour les défauts phase-phase que phase-terre. Pour cette raison, ils sont très utilisés par les relais analogiques et numériques [20].

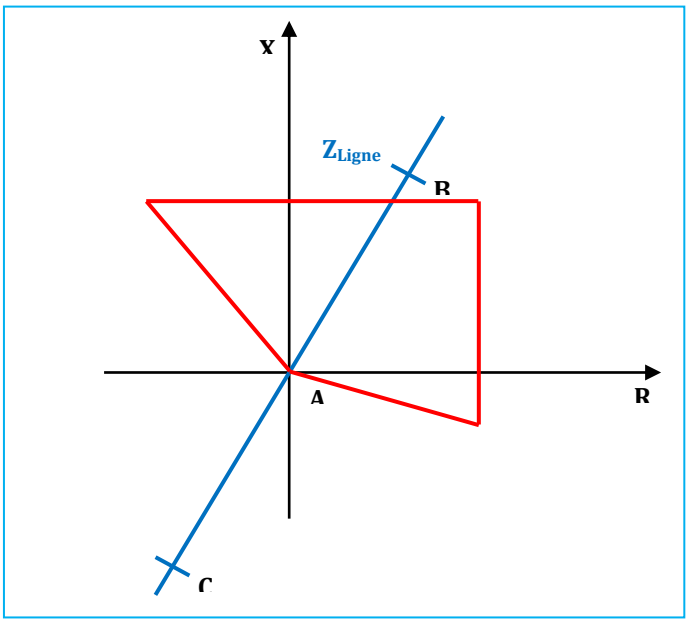


Figure II.15 : Caractéristique Quadrilatérale.

II.5.3.5. Caractéristique Lenticulaire :

Une zone lenticulaire est formée par l'intersection de deux zones circulaires de type Mho. L'axe de la lentille est celui de la ligne. La sensibilité au défaut résistif est limitée, par contre la probabilité de déclenchement due à des oscillations de puissance est très faible. En pratique, ce type de zone n'est plus utilisé.

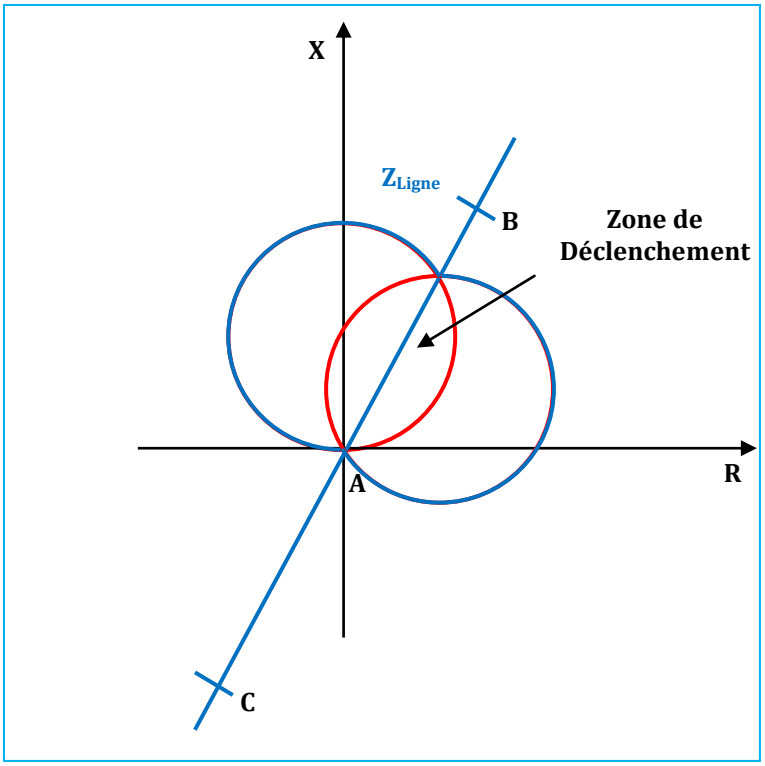


Figure II.16 : Caractéristique Lenticulaire.

II.5.3.6. Autres Caractéristiques :

D'autres formes de caractéristiques plus complexe telles que : Ovale, en hélice, en cornet à glace, en trou de serrure, etc. sont également utilisées (**Figure II.17**) [13].

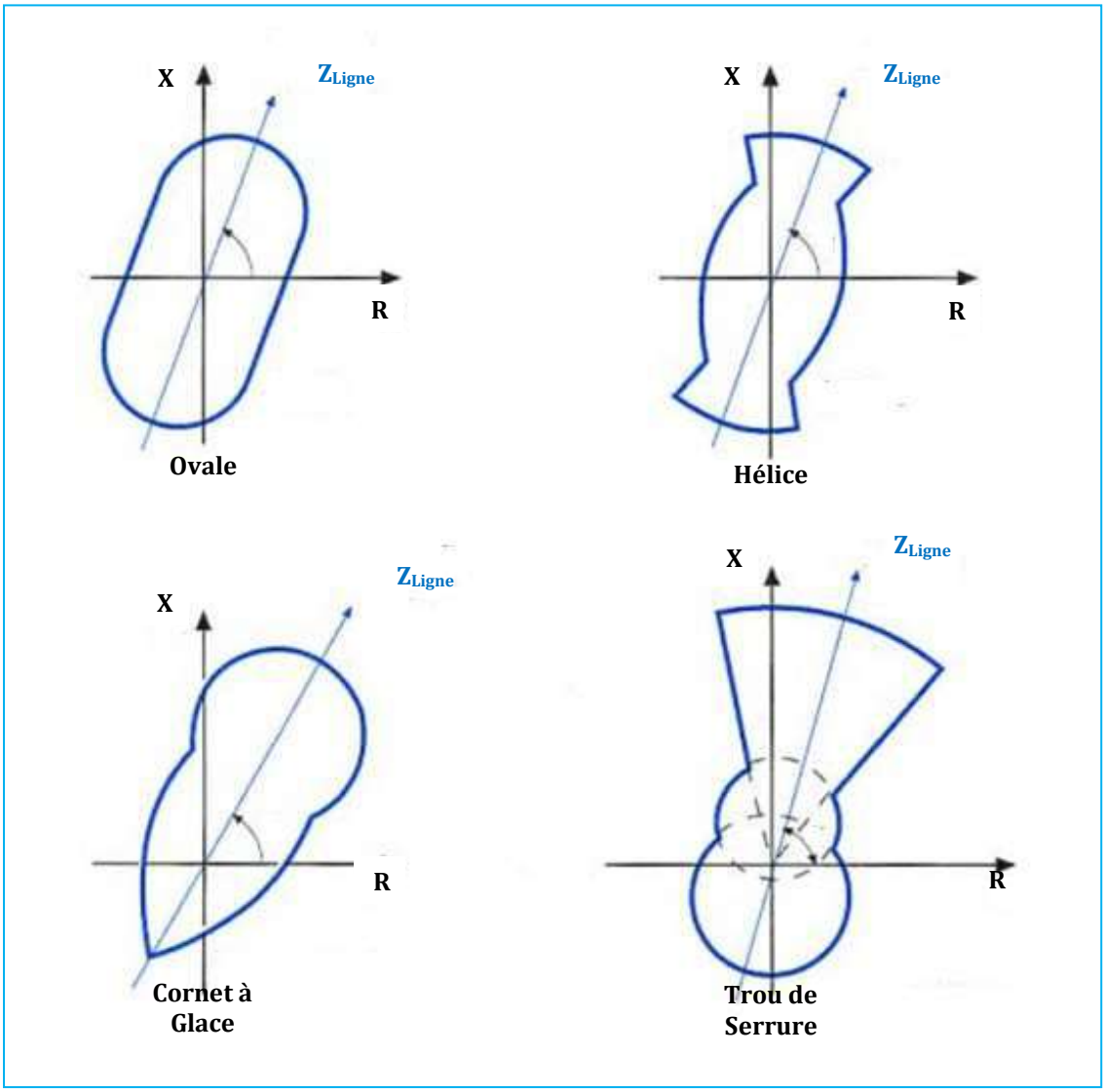


Figure II.17 : Autres Caractéristiques utilisées.

II.5.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance [15]:

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 proportionnelles à sa longueur qui également son propre angle caractéristique. Elle peut donc être représentée comme ci-dessous dans un diagramme R/X.

II.5.4.1. 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.18**). Cette portée a été choisie pour éviter un débordement dans la section suivante de la ligne et garantir une sélectivité stable pour les raison 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.

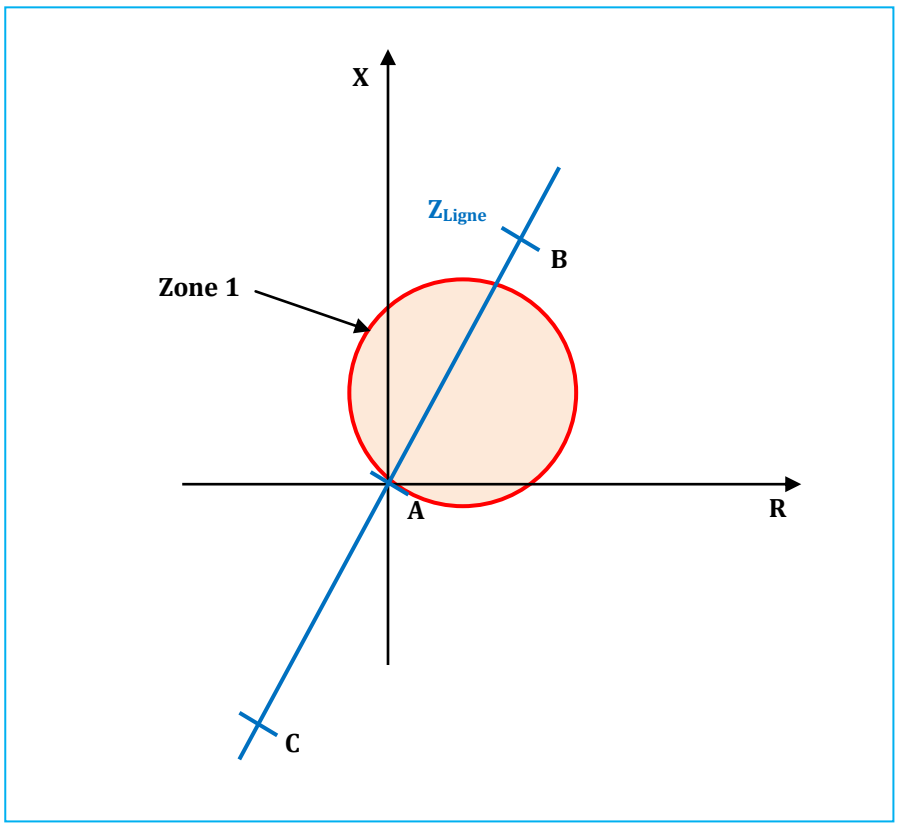


Figure II.18 : Caractéristique des la Zone 1 Mho.

Cet élément de mesure, connu sous le nom, de zone 1 du relais distant, est instantanément en fonction.

II.5.4.2. 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 ou un déclenchement échouerait pour quelque raison que ce soit.

II.5.4.3. 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.19**).

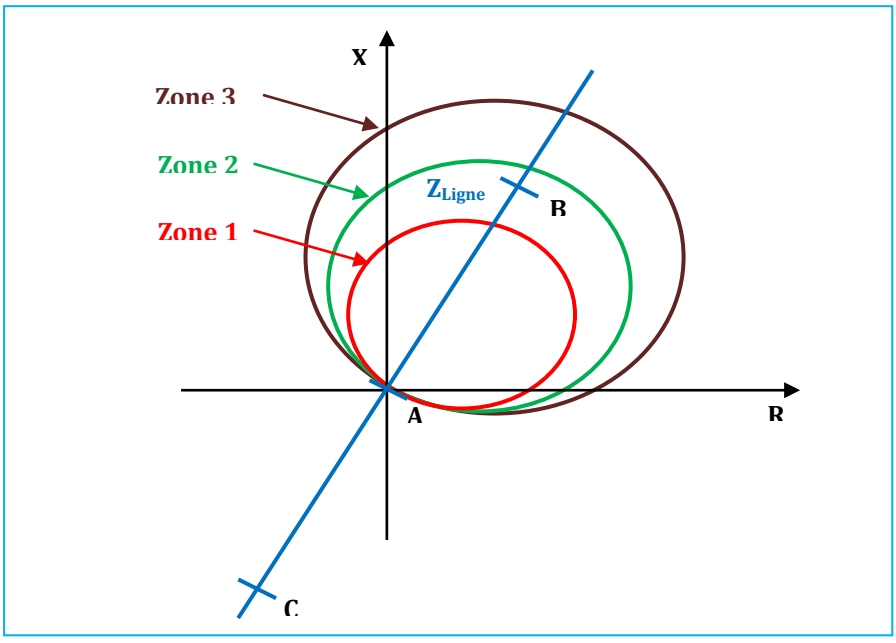


Figure II.19 : Caractéristique des trois Zones Mho.

II.5.4.4. Zone 4 :

Dans certaines situations, il est pratique de fournir des relais de distance avec une quatrième zone de protection. La Zone 4 (Zone en amont) est utilisé pour fournir une protection de secours pour le jeu de barre local, normalement en établissant un cadre de portée inverse de 25% de l'impédance de la zone 1 [27]

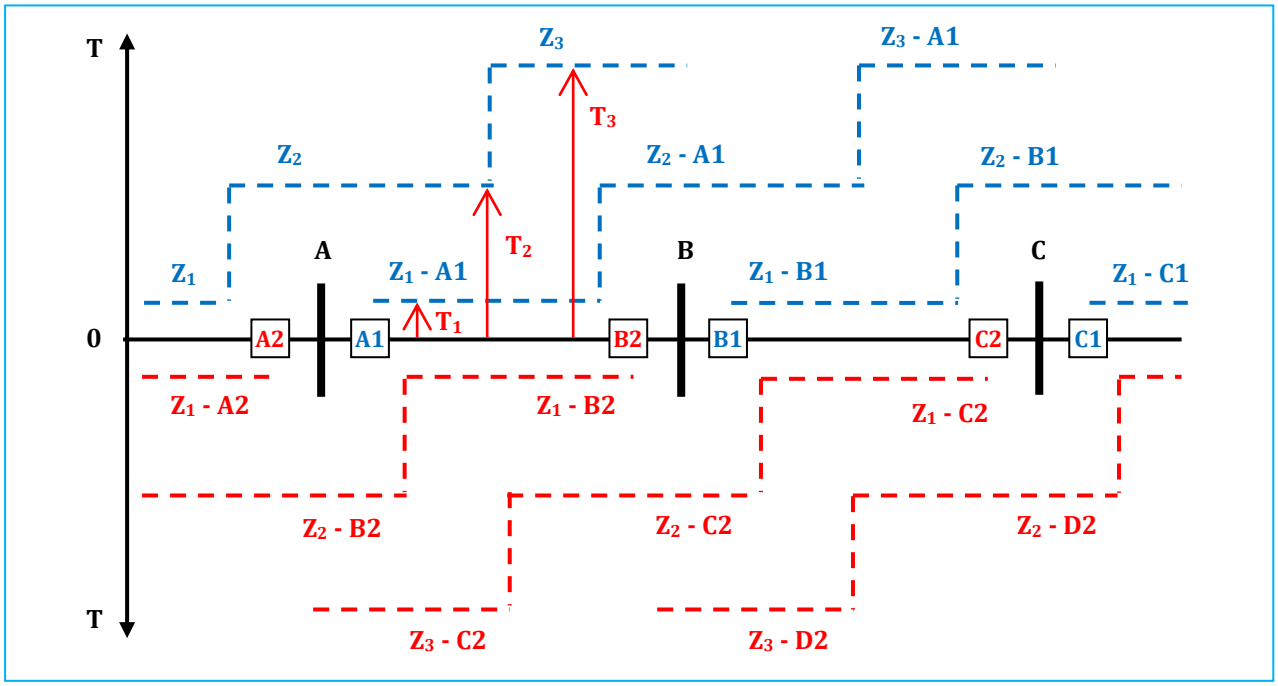


Figure II.20 : Zones de la Protection de distance [27]

II.5.5. Les erreurs de mesure dans la protection de distance :

Plusieurs paramètres ou condition d'opération du réseau électrique ont une influence importante sur la mesure d'impédance dans les relais de distance. Une série d'erreurs de mesure sont produites à partir des variations de ces paramétrer.

Les erreurs de mesure proviennent de tout le matériel qui intervient dans la détermination de la distance au moyen de l'impédance qui devrait y correspondre. Parmi ces erreurs on trouve.

II.5.5.1. Variation des impédances le long de la ligne :

Il est assez fréquent que des lignes soient constituées par la réunion, bout à bout, de deux ou plusieurs lignes d'armements différents. Les impédances directes, inverse et surtout homopolaire peuvent être différentes sur les divers tronçons.

De même, l'hétérogénéité du sol le long d'une ligne peut entraîner des variations locales en surface ou en profondeur de sa conductibilité électrique (sans compter la présence

éventuelle de voies ferrées ou de conducteurs enterrés longeant la ligne sur tout ou partie de son parcours). Il peut en résulter des variations non négligeables de l'impédance homopolaire kilométrique [21][14].

Les valeurs à retenir sont les valeurs globales, jusqu'aux points qui doivent correspondre à des limites de contrôle des relais, car c'est en ces points seulement que la précision est requise pour les relais de protection.

II.5.5.2. Influence du couplage mutuel dans les lignes à double circuit :

Lorsque deux lignes se trouvent sur le même pylône (ligne à double ternes) ou lorsqu'elles se trouvent proches l'un de l'autre (**Figure II.21**), le courant homopolaire circulant dans l'une crée une tension homopolaire dans l'autre [10].

L'impédance mutuelle homopolaire $\boldsymbol{Z_{0M}}$ comporte un terme réel dû à l'élévation de potentiel du sol créé par le courant de terre des deux lignes, et un terme imaginaire représentant l'inductance mutuelle homopolaire entre les deux lignes. Son argument est plus faible que celui de l'impédance de la ligne $\boldsymbol{Z_L}$, et même que celui de l'impédance homopolaire $\boldsymbol{Z_0}$.

Dans ce cas, le défaut est vu plus loin qu'il n'est réellement. Par exemple, un défaut situé près du poste B peut être vu au-delà de la limite de deuxième zone.

D'où la possibilité, dans certaines protections, d'introduire une compensation à partir du courant résiduel de la ligne adjacente. En fait cette possibilité est peu utilisées, car le plus souvent les lignes ne se trouvent pas disposées en parallèle d'une extrémité à l'autre, et n'aboutissent pas dans les mêmes postes.

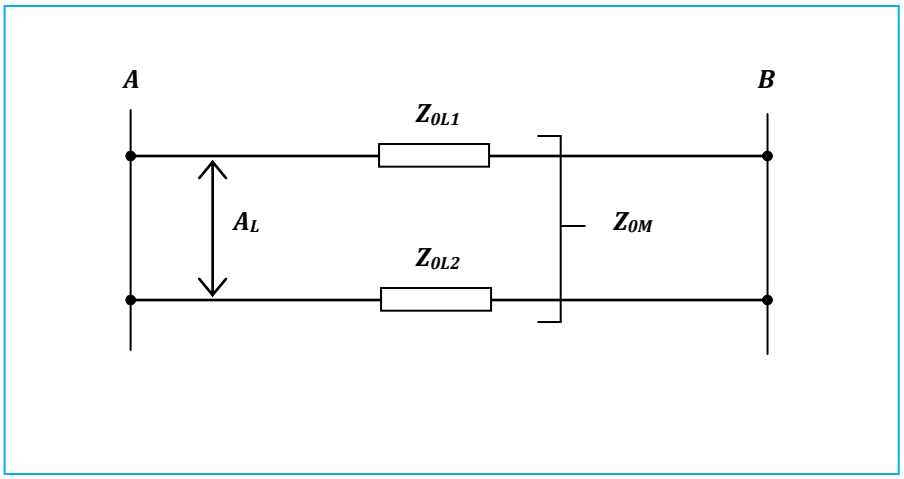


Figure II.21 : Ligne à double circuit (double terne).

L'impédance mutuelle homopolaire de la ligne à double circuit sans fils de garde est donnée par l'équation suivante [16]:

$$\boldsymbol{Z_{0M} = \left(3 \cdot R_E + j\omega \cdot 6 \cdot ln \frac{\delta}{A_L}\right)} \quad \text{(II.6)}$$

Avec :

$\boldsymbol{\omega = 2\pi f}$: Pulsation angulaire (s^{-1}) **;**

$\boldsymbol{\delta = 1650\sqrt{\frac{\rho}{\omega}}}$: Profondeur de pénétration (m) **;**

$\boldsymbol{\rho}$ **:** Résistance spécifique de la terre (Ω.m) ;

$\boldsymbol{R_E}$ **:** Résistance de terre (Ω/km) ;

$\boldsymbol{A_L}$ **:** Distance entre les conducteurs.

II.5.5.3. Influence du rapport R/X :

Les erreurs angulaires des transformateurs de tension $(\boldsymbol{\delta_U})$ et des transformateurs de courant $(\boldsymbol{\delta_I})$ provoquent une rotation de l'impédance de court-circuit vers l'axe des R, ce qui provoque une erreur négative (Dépassement) dans la mesure de X [16].

Avec un réglage élevé du rapport R/X, nous constatons une inclinaison importante de la droite de réactance X. En revanche, pour un rapport R/X faible, nous constatons une inclinaison importante de la droite de résistance [10].

Pour les lignes longues, nous cherchons à minimiser l'erreur sur la portée inductive afin d'éviter tout déclenchement intempestif, le Tableau II.1 représente des paramétrages typiques pour le rapport R/X suivant la longueur de la ligne :

Tableau II.1 : Réglage du rapport R/X [16].

Longueur de la Ligne ou Câble	Rapport R/X
Câble Court : 0.5 à 3 km	3 à 5
Câble Long > 3 km	2 à 3
Ligne Courte < 10 km	2 à 5
Ligne < 100 km	1 à 2
Ligne Longue : 100 à 200 km	0.5 à 1
Ligne Longue > 200 km	≤ 0.5

II.5.5.4. Effets de la résistance de l'arc de défaut [15]:

La résistance de l'arc de défaut peut aussi avoir un impact sur les performances des relais de distance, comme on peut le voir sur le diagramme R/X suivant **(Figure II.22).**

On notera que la résistance de l'arc de défaut sort l'impédance de défaut de la caractéristique de déclenchement du relais, de sort qu'il ne détecte pas cette situation.

L'effet de la résistance de l'arc est très significatif sur les lignes courtes où la protée du relais est faible. Il peut y avoir un problème si le défaut survient au bout de la portée.

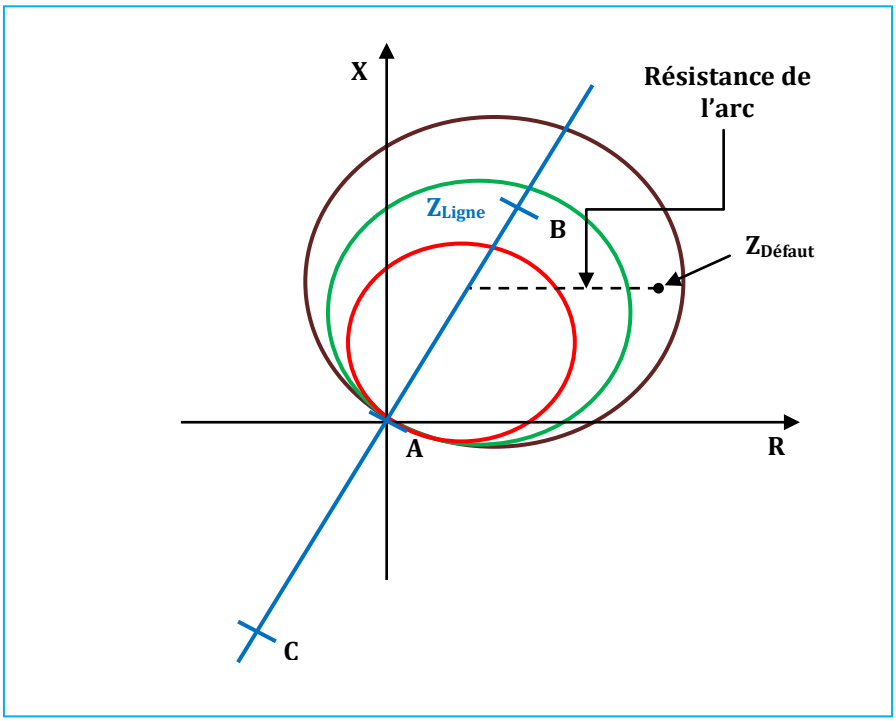


Figure II.22 : Effet de la résistance de l'arc.

II.5.5.5. Erreurs des réducteurs de courant :

Si les réducteurs de mesure ont en général une bonne précision dans les conditions normales d'exploitation, les réducteurs de courant surtout sont susceptibles de fausser la mesure d'impédance lors des défauts qui produisent de très fortes intensités. Dans ce cas, en effet, les circuits magnétiques se saturent et les courants qui alimentent le relais peuvent être réduits de 3% au moins [22][14].

II.5.5.6. Influence de la charge [15]:

Le courant de charge peut aussi être exprimé sous forme d'impédance par la simple application de la loi d'Ohm. On peut voir sur le diagramme R/X la présence d'une zone grisée dont les limites angulaires sont déterminées par le facteur de puissance de la charge.

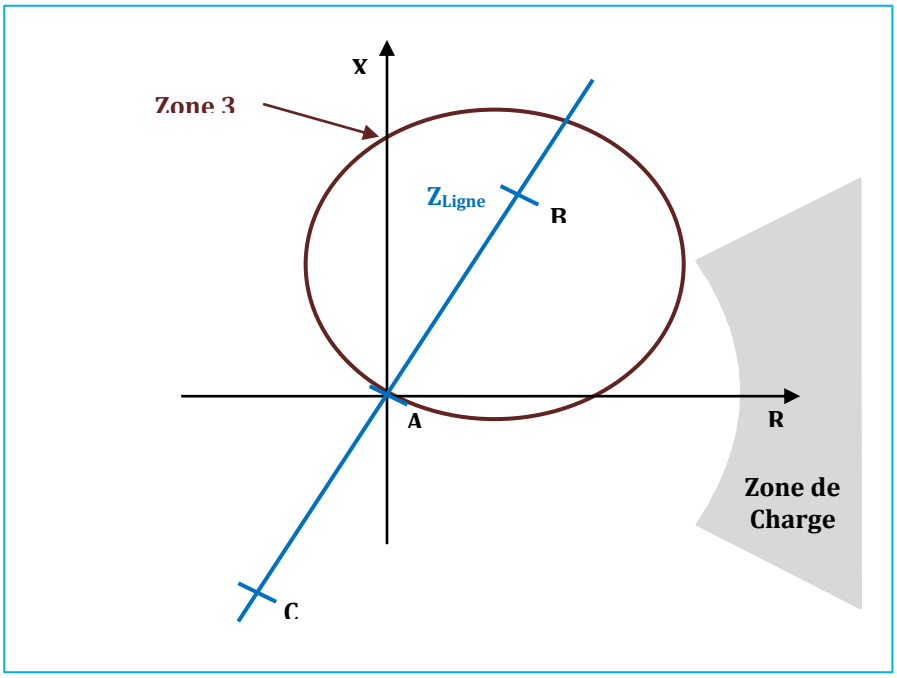


Figure II.23 : Empiétement de la charge.

Lorsqu'on configure des relais de distance, particulièrement en Zone 3 qui a la plus longue portée, il est important que leurs caractéristiques n'empiètent pas sur la zone de charge, sinon des déclenchements inutiles pourraient survenir immanquablement **(Figure II.23)**

II.6. Protection des lignes de transport en utilisant les liens de communication :

II.6.1. Comparaison de phase :

Cette protection à liaison de transmission compare les phases des courants homologues aux deux extrémités.

Son principe de fonctionnement est simple : les courants aux deux extrémités de la ligne, en tenant compte du sens relatif de raccordement des transformateurs de courant à ces deux extrémités, sont en opposition de phase en l'absence de défaut sur la ligne ; ils deviennent en phase en cas de défaut sur la ligne ; la protection émet alors un ordre de déclenchement.

La comparaison peut s'effectuer sur chaque courant de phase ou sur un seul courant de mesure obtenu par une combinaison soit des trois courants de phase, soit des composantes symétriques.

Les protections à comparaison de phases sont insensibles aux oscillations de puissance (pompage).

Ces protections peuvent être classées en fonction du système de télécommunication utilisé :

- Les protections utilisant directement un support de transmission HF (courant porteur sur ligne).
- Les protections fonctionnant sur une voie BF (câble pilote, faisceaux hertziens, fibre optique, etc.).

II.6.1.1. Protection à support de transmission haut fréquence :

Cette protection, qui utilise une transmission à courant porteur HF sur lignes (CPL) à couplage interphase pour transmettre l'information de phase d'une extrémité à l'autre, est dite à liaison silencieuse car l'émission HF ne se produit qu'à l'apparition d'un défaut ou au moment du test du système de transmission.

Compte tenu de la réglementation française, cette particularité autorise l'utilisation de fréquences habituellement interdites aux systèmes de transmission CPL à fonctionnement permanent.

Un système de test automatique périodique du système de transmission HF est intégré à la protection pour vérifier sa disponibilité.

La mesure de phase entre les courants des deux extrémités pourrait être réalisée sur chacune des trois phases, ce qui serait dans ce type de protection trop coûteux car cela exigerait trois dispositifs de mesure et trois canaux HF pour la transmission du signal. La mesure est donc effectuée sur un seul courant $\boldsymbol{I_{MES}}$qui est une combinaison du courant direct $\boldsymbol{I_d}$ et du courant inverse $\boldsymbol{I_i}$ **:**

$$\boldsymbol{I_{MES}} = \boldsymbol{M} \cdot \boldsymbol{I_i} + \boldsymbol{N} \cdot \boldsymbol{I_d} \qquad \text{(II.7)}$$

Indépendamment du système de transmission HF, il convient de noter qu'en l'absence de défaut sur la ligne surveillée le courant capacitif de la ligne se combine au courant de transit. Il en résulte que les courants des deux extrémités ne sont plus rigoureusement déphasés de 180°.

Par ailleurs, en présence d'un défaut sur la liaison surveillée, le courant de transit existant avant le défaut entraîne une erreur de mesure de phase, les courants des deux extrémités n'étant plus tout à fait en phase. Ces décalages de phase limitent la sensibilité de ce type de protection lorsque le défaut est résistant.

Pour supprimer tout risque de fonctionnement intempestif, la protection est bloquée si le courant de défaut est inférieur à une certaine valeur et elle ne donne un ordre de

déclenchement que si l'angle de phase entre les courants des deux extrémités est inférieur à une certaine valeur $\boldsymbol{\theta} = \mathbf{180°}-$ comprise entre 150° et 120° ($\mathbf{30°} \leq \boldsymbol{\alpha} \leq \mathbf{60°}$) .

Cette protection peut être associée à un sélecteur de phases et à une logique de déclenchement lui permettant de réaliser un déclenchement monophasé.

II.6.1.2. Protection à support de transmission BF :

Cette protection, comme la précédente, effectue la mesure sur une combinaison de courant :

$$\boldsymbol{I_{MES} = I_d + 3 \cdot I_i + 5 \cdot I_0} \qquad \text{(II.8)}$$

Son principe de fonctionnement est semblable à celui de la protection P10 de GEC Alsthom (**Figure II.24**).

Les signaux transmis d'une extrémité à l'autre par voie BF sont des créneaux à 50 Hz. Ces créneaux sont transmis par déplacement de fréquence d'une modulation BF. Une voie BF standard 300 à 3 400 Hz permet une liaison bidirectionnelle.

La voie BF peut utiliser comme support un câble pilote, une voie radio ou tout autre support de télécommunication.

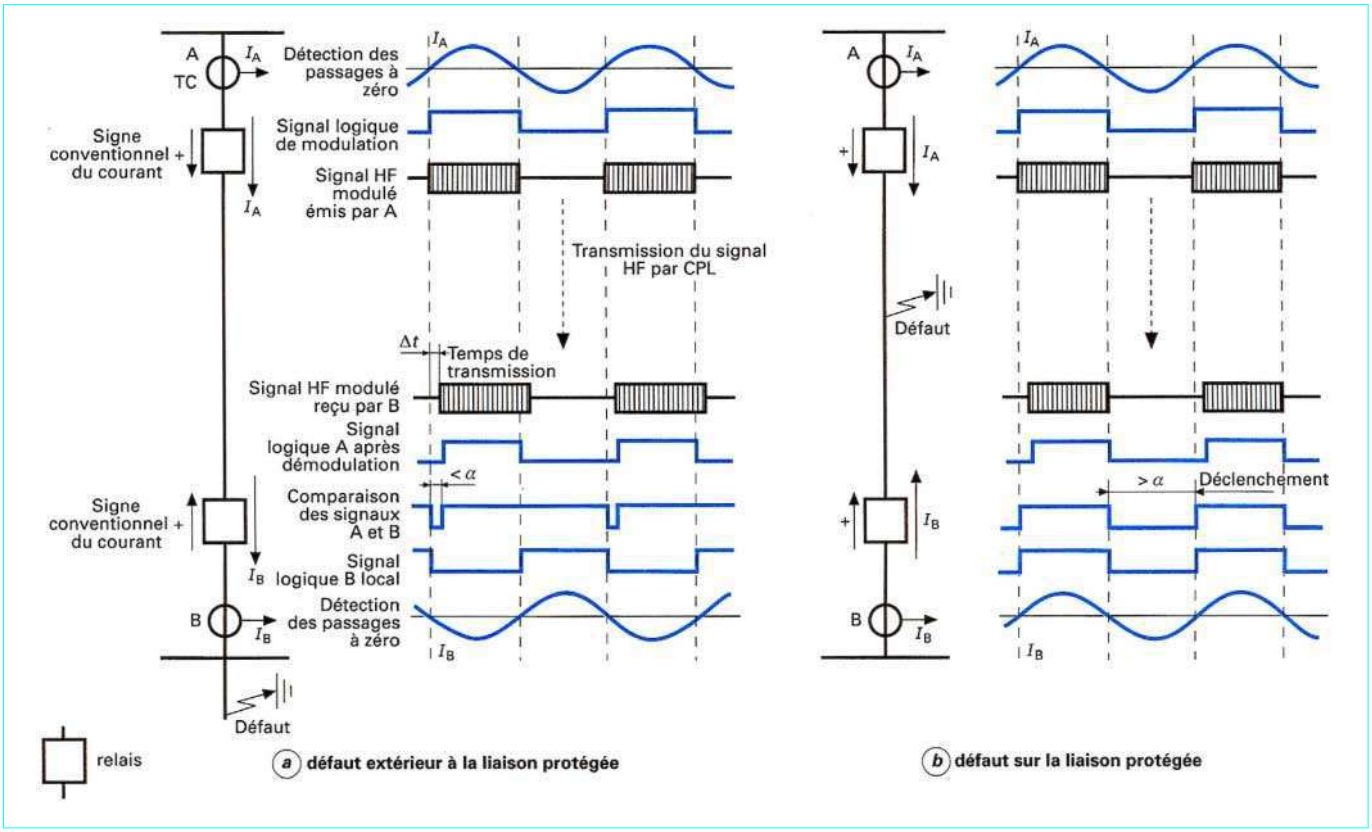


Figure II.24 : Principe de fonctionnement de la protection à comparaison de phase P10 du constructeur GEC Alsthom.

II.6.2. Comparaison de direction :

II.6.2.1. Protections à zone réduite :

La portée de la zone 1 est inférieure à celle de la zone protégée (**Figure II.25**) . On distingue trois types de protection à zone réduite.

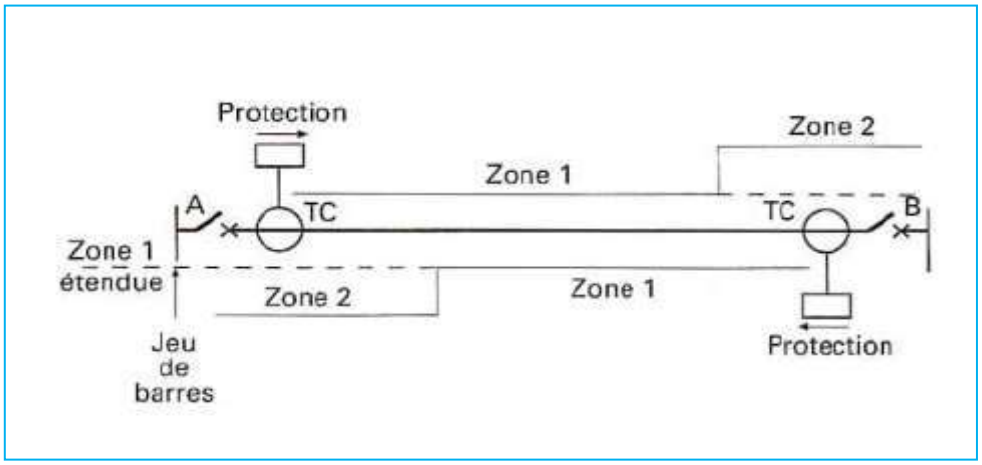


Figure II.25 : Protections à zone réduite.

A. Protections à zone réduite et à autorisation :

Pour un défaut situé près d'une extrémité, A par exemple, la protection en A commande le déclenchement du disjoncteur en A et envoie simultanément un signal de commande vers B, à la réception de ce signal en B, le déclenchement du disjoncteur en B est commandé s'il existe un critère approprié d'autorisation locale (mise en route de protection de distance, relais à maximum de courant ou à minimum de tension, etc.).

B. Protections à zone réduite et à télé déclenchement :

Dans ce schéma, à la réception du signal en B, le déclenchement du disjoncteur en B est commandé sans aucun critère d'autorisation locale.

C. Protections à zone réduite et à accélération de zone :

La réception du signal par la protection en B est alors utilisée soit pour étendre la zone 1, soit pour annuler la temporisation de la zone 2 [23][13].

II.6.2.2. Protections à zone étendue :

La portée de la zone 1 des protections dépasse normalement la ligne protégée (**Figure II.26**). On distingue trois types de protection à zone étendue.

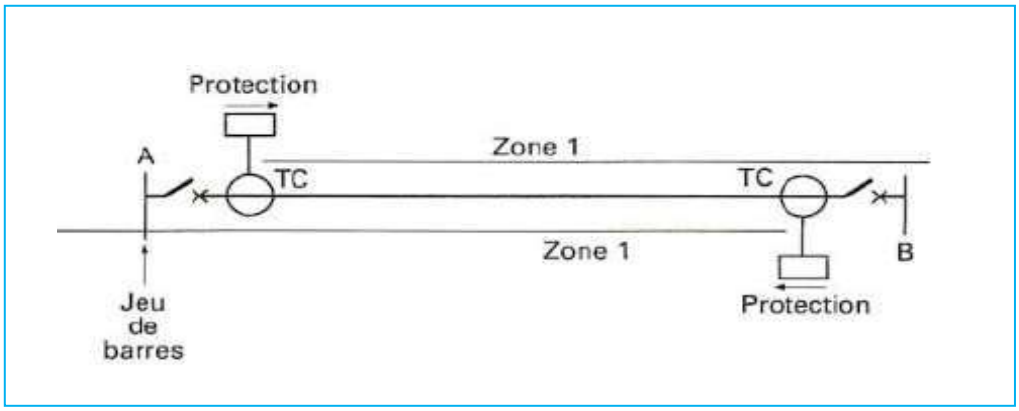


Figure II.26 : Protections à zone étendue [23][13].

A. Protections à zone étendue et à verrouillage :

Pour un défaut extérieur à la zone protégée, du côté de A par exemple, il faut une protection en A qui détecte le défaut en sens inverse et qui envoie alors un signal de commande vers B. Ce signal est utilisé en B pour verrouiller le fonctionnement de la protection.

B. Protections à zone étendue et à déverrouillage :

Le fonctionnement en zone 1 des protections aux deux extrémités est normalement verrouillé.

En cas de défaut sur la ligne protégée, les protections en A et B, qui voient le défaut du côté de la ligne, envoient un signal de commande vers les extrémités opposées. Ces signaux sont utilisés pour déverrouiller le fonctionnement des protections qui peuvent alors commander le déclenchement des disjoncteurs.

C. Protections à zone étendue et à autorisation :

Dans ce schéma, une protection ne peut commander le déclenchement du disjoncteur que si les deux conditions suivantes sont remplies simultanément :

- La protection détecte le défaut en zone 1 ;
- Elle reçoit un signal de commande de l'autre extrémité.

Ce signal de commande peut être émis par la protection opposée lorsqu'elle détecte le défaut du côté de la ligne protégée.

II.7. Conclusion :

La protection des lignes de transport d'énergie électrique est d'une importance primordiale. Dans ce chapitre nous avons présenté les différents types de protections des lignes de transport de l'électricité, la plus convenable, du point de vu technique et économique, est la protection de distance, elle a, généralement, les meilleurs performances et elle permet d'obtenir une sélectivité satisfaisante.

III.1. Introduction :

Les relais de protection sont des appareils qui reçoivent une ou plusieurs informations (signaux) à caractère analogique (courant, tension, puissance, fréquence, température, …etc.) et le transmettent à un ordre binaire (fermeture ou ouverture d'un circuit de commande) lorsque ces informations reçues atteignent les valeurs supérieures ou inférieures à certaines limites qui sont fixées à l'avance ; Donc le rôle des relais de protection est de détecter tout phénomène anormal pouvant se produire sur un réseau électrique tel que le court-circuit, variation de tension, surcharge, …etc. Un relais de protection détecte l'existence des conditions anormales par la surveillance continue.

III.2. Types des relais [24-26] :

III.2.1. Relais électromécaniques :

Ces relais sont basés sur le principe d'un disque d'induction actionné par des bobines alimentées par des variables électriques du réseau via des transformateurs de courant et de tension. Un ressort de rappel réglable détermine la limite de l'action du disque sur un déclencheur (points de réglage).

Les équipements électromécaniques sont des assemblages de fonctions : détection de seuils et temporisation. Ils avaient l'avantage d'être robustes, de fonctionner sans source d'énergie auxiliaire et d'être peu sensibles aux perturbations électromagnétiques. Ces relais se démarquent par leur solidité et leur grande fiabilité, pour cette raison, leur entretien est minime. Ils sont réputés pour leur fiabilité dans les environnements de travail les plus délicats.

Il est néanmoins souhaitable de les contrôler régulièrement, dont la périodicité d'inspection dépend des conditions d'exploitation.

Les inconvénients de ces dispositifs, qui demeurent néanmoins largement rencontrés, sont :

- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de maintenance,
- Le manque de précision, le dispositif étant sensible à son environnement et aux phénomènes d'usure,
- Il est aussi difficile d'obtenir des réglages adaptés aux faibles courants de défaut,
- Son coût de fabrication est élevé,
- Des performances insuffisantes et n'autorisent l'emploi que de fonctions élémentaires simples, en nombre limité et sans redondance.

A partir de ces inconvénients, ce type de relais de protection tend à disparaître à l'heure actuelle.

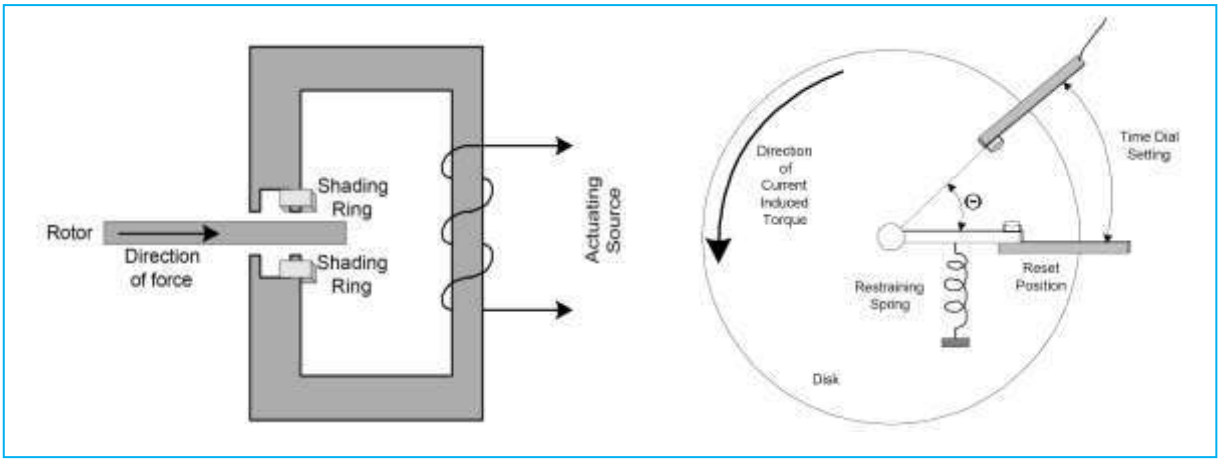


Figure III.1 : Relais électromagnétique à induction par disque simple.

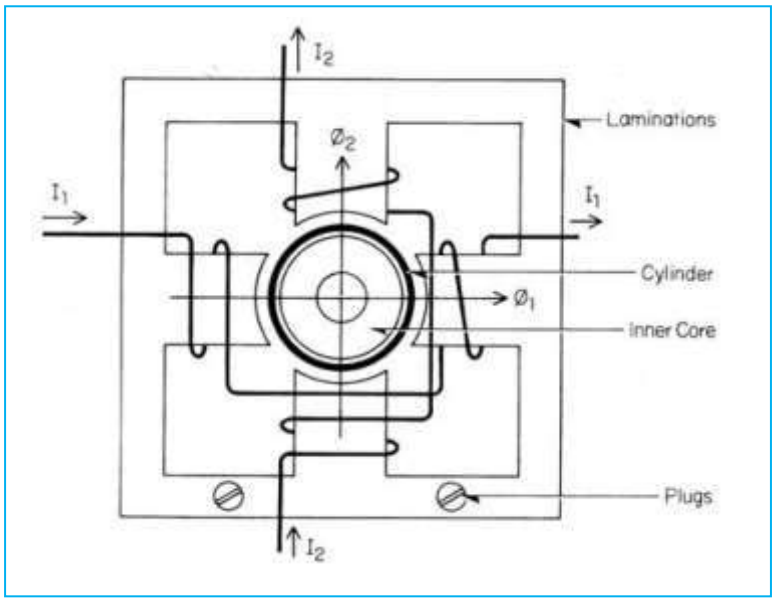


Figure III.2 : Relais électromagnétique à induction par disque cylindrique.

III.2.2. Relais statiques :

Le développement de l'électronique a poussé les protections vers l'utilisation des composants électroniques discrets et les relais statiques.

Ces protections, apparues sur le marché dans les années 1970, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de courant et de tension, en signaux électriques de faible voltage qui sont comparés à des valeurs de référence (points de réglage).

Les circuits de comparaison fournissent des signaux de temporisation qui actionnent des relais de sortie à déclencheurs. Ces dispositifs nécessitent en général une source d'alimentation auxiliaire continue.

- Ils procurent une bonne précision et permettent la détection des faibles courants de défaut.
- Chaque unité opère comme une fonction unitaire et plusieurs fonctions sont nécessaires pour réaliser une fonction de protection complète.
- Les inconvénients de ces dispositifs demeurent :
- Le risque d'être hors d'état de fonctionner entre deux périodes de tests,
- La grande puissance consommée en veille,
- La faible sécurité de fonctionnement (pas de fonction d'autocontrôle).

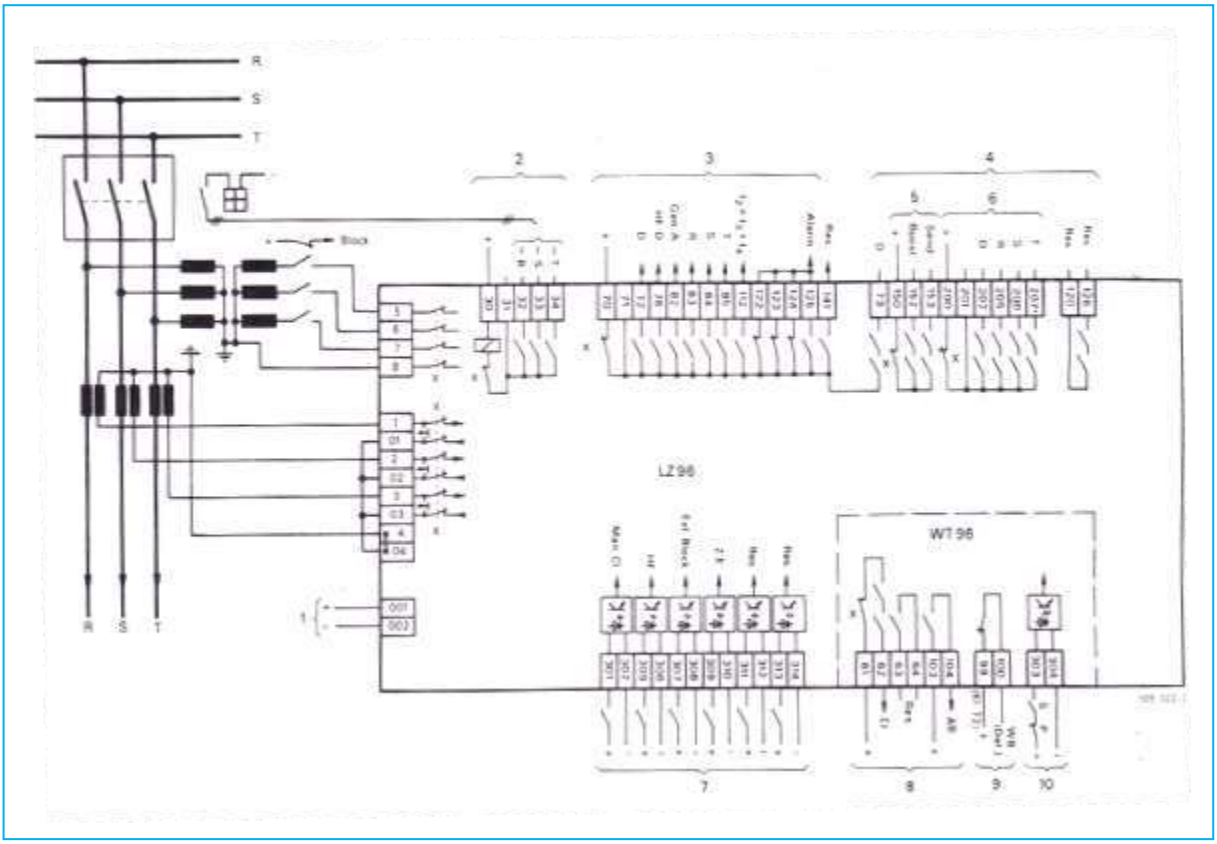


Figure III.3 : Relais statique (Protection LZ96 – ABB).

III.2.3. Relais numériques :

La technologie numérique a fait son apparition au début des années 1980. Avec le développement des microprocesseurs et des mémoires, les puces numériques ont été intégrées aux équipements de protection.

Les protections numériques, sont basées sur le principe de la transformation de variables électriques du réseau, fournies par des transformateurs de mesure, en signaux numériques de faible voltage. L'utilisation de techniques numériques de traitement du signal permet de décomposer le signal en vecteurs ce qui autorise un traitement de données via des algorithmes de protection en fonction de la protection désiré. En outre, ils sont équipés d'un écran d'affichage à cristaux liquides sur la face avant pour le paramétrage ou consultation local.

Ces dispositifs nécessitent une source auxiliaire, offrent un excellent niveau de précision et un haut niveau de sensibilité. Ils procurent de nouvelles possibilités, comme :

- Intégration de plusieurs fonctions pour réaliser une fonction de protection complète dans une même unité,
- Une faible consommation du courant,
- La possibilité d'auto surveillance,
- Le traitement et le stockage de données,
- L'enregistrement des perturbations du réseau (perturbographe),
- Le diagnostic des dispositifs connectés (disjoncteurs, ….etc.).

Ces modèles intègrent des possibilités d'autotest et d'autocontrôle qui augmente leur continuité de fonctionnement tout en réduisant la durée et la fréquence des opérations de maintenance. En plus des fonctions de protection, ces équipements disposent également de fonctions complémentaires facilitant leur fonctionnement. Les liaisons séries permettent de les paramétrer depuis un micro-ordinateur et de les connecter à un système de contrôle commande au niveau local et central. Ils permettent aussi de bénéficier des récentes découvertes dans le domaine de l'intelligence artificielle, comme les réseaux neuronaux et la logique floue.

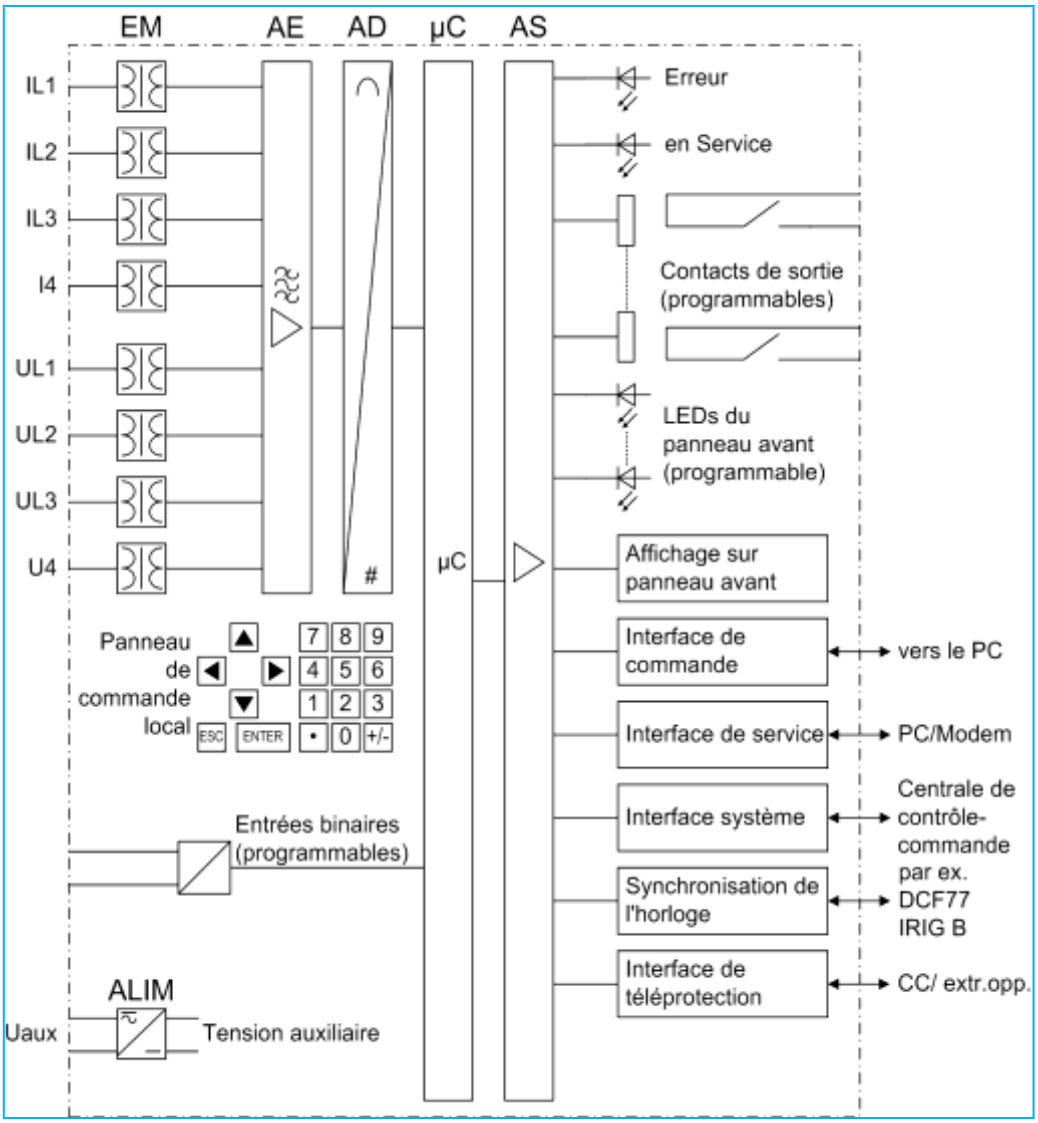


Figure III.4 : Relais numérique (Architecture de la Protection de Distance **7SA612 SIEMENS**).

III.3. Schéma bloc d'un relais numérique :

Le relais numérique est équipé d'un système à microprocesseur performant. Toutes les opérations effectuées par ce relais, telles que l'acquisition des valeurs de mesure et l'émission des commandes destinées aux disjoncteurs aux autres appareillages sont traitées de façon complètement numérique. Les modules et les fonctions constituent le relais numérique sont les suivants :

- Modules de mesure analogique (Module d'entrée analogique);
- Filtre anti-repliement analogique ;
- Multiplexeur ;
- Conversion analogique-numérique (CAN) ;

- Algorithmes d'évaluation des quantités des phases ;
- Microprocesseur ;
- Algorithme de relais et de logique de déclenchement.

Donc, le relais numérique est un ensemble de composants électroniques (filtre, CAN, microprocesseur, mémoire, interface…), la **Figure III.5** ci-dessous montre le schéma bloc d'un relais numérique.

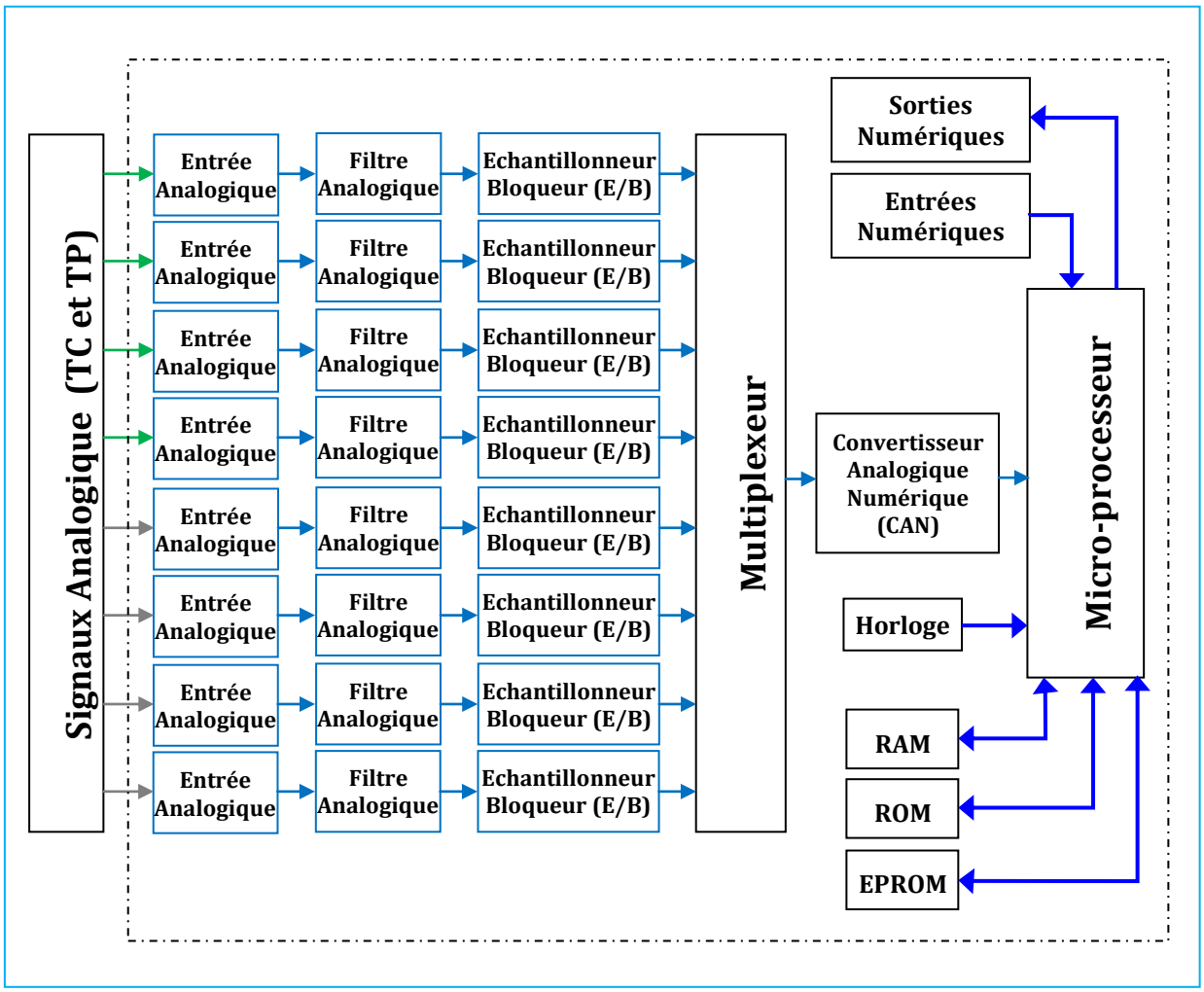


Figure III.5 : Elément de base d'un relais numérique.

III.3.1. Modules de mesure analogique :

Ces modules transforment les courants et les tensions issus des réducteurs de mesure de courant (TC) et de tension (TP) associés et les convertissent en fonction de niveau d'amplitude appropriés pour le traitement interne du relais. Etant donné que les convertisseurs analogique-numérique n'acceptent que des signaux de tension, ces modules convertissent également les courants à des tensions équivalentes.

III.3.1.1. Module d'entré des Transformateurs de Tension [27]:

Dans la **Figure III.6** on a représenté un schéma de principe d'un module d'entrée et d'isolement analogique d'un signal de tension. La sortie d'un transformateur de tension (TP) est appliquée à un transformateur auxiliaire, qui réduit le niveau de tension et fournit une isolation électrique pour le reste de l'équipement de relais. A la sortie du transformateur de tension auxiliaire, la tension est en outre réduite par un potentiomètre à un niveau approprié pour une utilisation par le système d'acquisition de données. Une varistance à oxyde métallique (MOV) est utilisée à l'entrée du transformateur auxiliaire pour protéger le système d'acquisition de données de transitoires dans les signaux d'entrée.

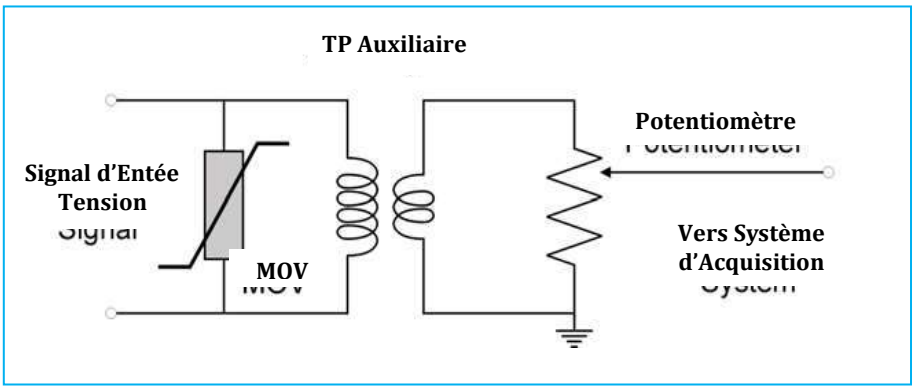


Figure III.6 : Module d'entée et d'isolement de signal de Tension.

III.3.1.2. Module d'entré des Transformateurs de Courant [27]:

La **Figure III.7** est représenté le circuit de mesure et d'isolement analogique utilisée pour le signal de courant d'entrée. Un courant d'un transformateur de courant (TC) est réduit à un niveau inférieur par un transformateur de courant auxiliaire. Le secondaire du transformateur de courant auxiliaire est transmis à une résistance pour convertir le courant en une tension équivalente.

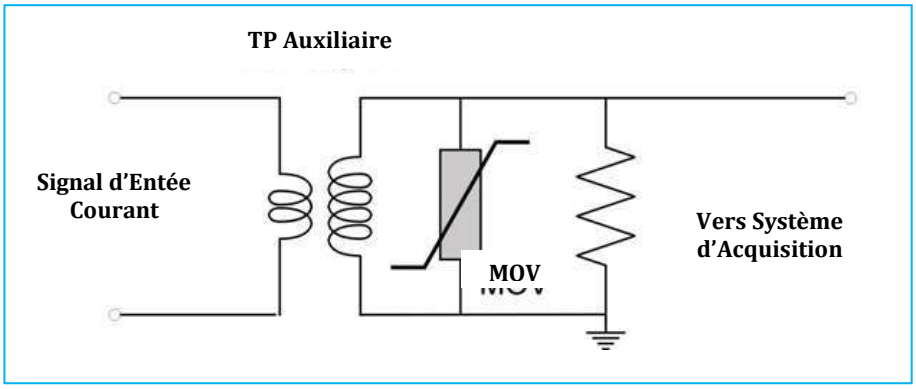


Figure III.7 : Module d'entée et d'isolement de signal de Courant.

III.3.2. Filtre anti-repliement :

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

Pour éviter l'apparition des fréquences de repliement, il faut respecter le principe de la conduite de **Shannon** disant qu'il faut au moins plus que deux échantillons sur une période pour décrire un signal pour ne pas perdre aucune information dans un signal, il suffit d'échantillonner à au moins $\boldsymbol{2f_{max}}$, $\boldsymbol{f_{max}}$ étant la fréquence maximale dans le spectre d'amplitude .Pour ce faire les relais sont équipés de filtre anti-repliement qui sont des filtres passe-bas de très forte pente éliminant ainsi la partie haute fréquence des signaux qui perturberaient l'interprétation de l'analyse spectrale **Figure III.8**. **[28][29]**

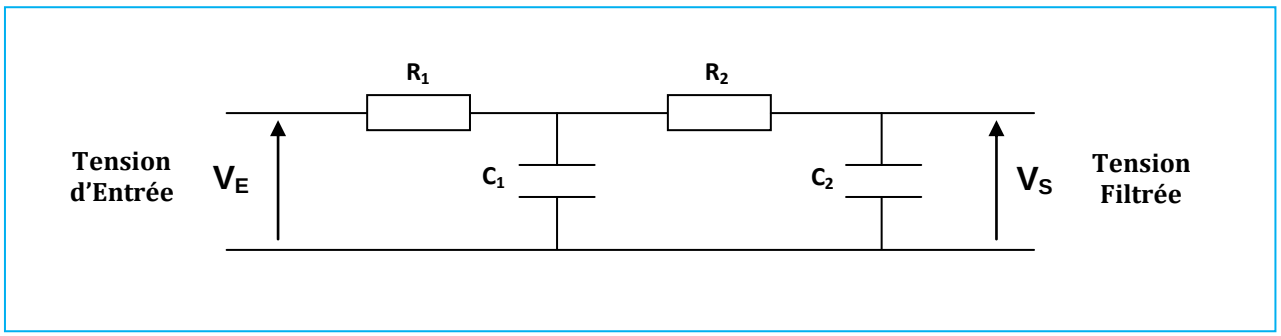


Figure III.8 : Filtre anti-repliement analogique.

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

On fait en général appel, dans le cadre d'un filtre anti-repliement, à un filtre du type Butterworth :

$$H(f) = \frac{1}{\sqrt{1+(f/f_0)^{2N}}} \qquad \text{(III.1)}$$

D'où :

N : Ordre de filtre ;

f_0 : La fréquence de coupure.

III.3.2.1. Filtre de type Butterworth :

Un filtre de Butterworth est un très bon compromis, il assure une réponse plate avec un retard de groupe constant pour les fréquences inférieures à $f_C/2$.

III.3.2.2. Filtre de type Tchebychev :

Un filtre de Tchebychev donnera une atténuation rapide mais par contre on aura de l'ondulation dans la bande passante et un très mauvais retard de groupe.

III.3.2.3. Filtre de type Bessel :

Un filtre dit de Bessel assurera un temps retard de groupe constant dans la bande passante, mais une atténuation lente.

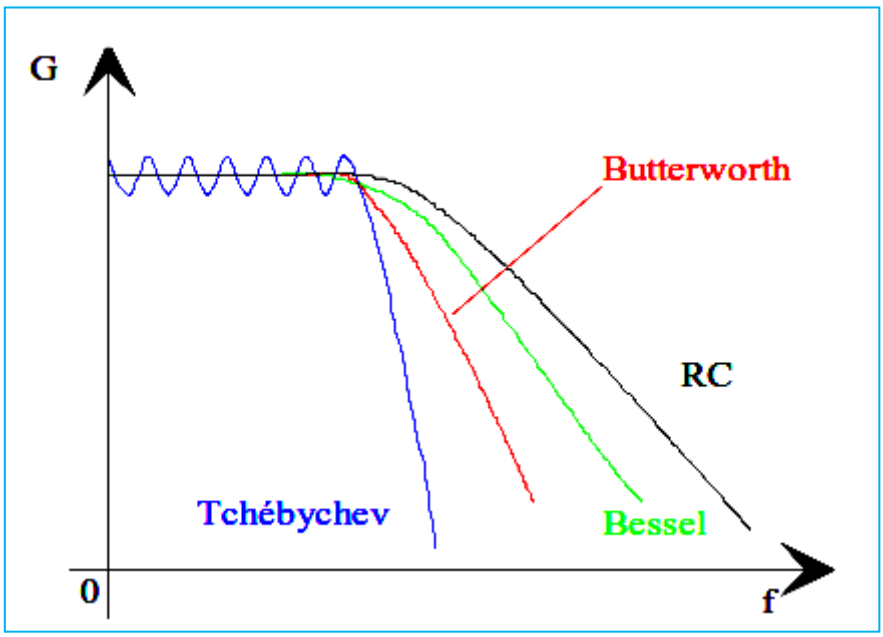


Figure III.9 : Propriétés de différentes synthèses de filtre.

III.3.3. Multiplexage :

Les convertisseurs (CAN) sont relativement chers, pour n'utiliser qu'un seul convertisseur on ferra appel à un multiplexeur. Le multiplexage est la technique permettant de faire passer plusieurs signaux analogiques sur un même circuit ou un même câble. Le multiplexage (temporel) consiste à deviser le temps, par exemple Chaque seconde, en petit intervalles, et à attribuer un intervalle de temps donné à chaque signal. Le multiplexeur est une sortie d'aiguillage. A chaque impulsion de l'horloge, il met successivement en contact pendant une durée très courte (qu'on peut en première approximation considérer comme nulle) le signal issue de chaque une des voies et le convertisseur. Le reste du temps c'est-à-dire pratiquement en permanence, il fonctionne comme un interrupteur ouvert, charge chaque une des voies sur l'impédance d'entrée du système d'acquisition, mais n'assurant aucune liaison physique entre les voies et le convertisseur.**[29][28].**

III.3.4. Conversion Analogique-Numérique :

La conversion numérique d'un signale analogique consiste à prélever des échantillons de ce signal à des instants réguliers. Pour échantillonner un signal, on définit une durée, appelée période d'échantillonnage, qui est l'intervalle de temps entre deux valeurs converties. Cette période doit être choisie suffisamment courte pour que l'échantillonnage soit significatif.

Elle ne doit pas non plus être exagérément petite, afin que la quantité d'informations ne soit pas trop importante le circuit assurant cette fonction est appelé échantillonneur/bloqueur (E/B), puisqu'il doit conserver (bloquer) pendant la période d'échantillonnage la valeur du signal d'entrée. A la sortie du E/B, le signale est encore analogique et continu en amplitude.

Il s'agit encore d'une tension (en volts) qui peut prendre des valeurs quelconques. Le signal est ensuite numérisé par le convertisseur analogique - numérique (CAN). A sa sortie, le signal est quantifié en temps et en amplitude. La quantification consiste à associer une suite binaire à chaque échantillon. Le signal n'est définit qu'aux instants d'échantillonnage. Le choix de la période d'échantillonnage est crucial : un sous échantillonnage détériora trop le signal d'entrée, alors qu'un sur échantillonnage va augmenter le volume de données à traiter.

La condition de **Shannon** fixe la limite inférieure absolue de la fréquence d'échantillonnage. Il montre que la fréquence d'échantillonnage doit être supérieure au double de la plus haute fréquence contenue dans le signal d'entrée afin de pouvoir reconstituer fidèlement le signal.

En générale, pour s'assurer de Cette condition, on applique un filtre passe-bas (filtre anti-repliement) avant l'échantillonnage du signal. **[28]**

III.3.4.1. L'échantillonnage [29]:

La première phase d'une conversion analogique-numérique s'appelle l'échantillonnage. Cette phase est réalisée par le convertisseur analogique-numérique. L'échantillonnage consiste à transformer un signal analogique (continu) en signal numérique (discret) **Figure III.10**, en capturant des valeurs à intervalle de temps régulier. C'est une étape nécessaire pour pouvoir enregistrer, Analyser et traiter un signal par ordinateur, car celui-ci ne peut traiter que des nombres. L'échantillonnage est une étape nécessaire à la numérisation d'un signal.

La fréquence à laquelle les valeurs sont capturées est la fréquence d'échantillonnage, appelée aussi cadence d'échantillonnage, ou taux d'échantillonnage, exprimée en Hz.

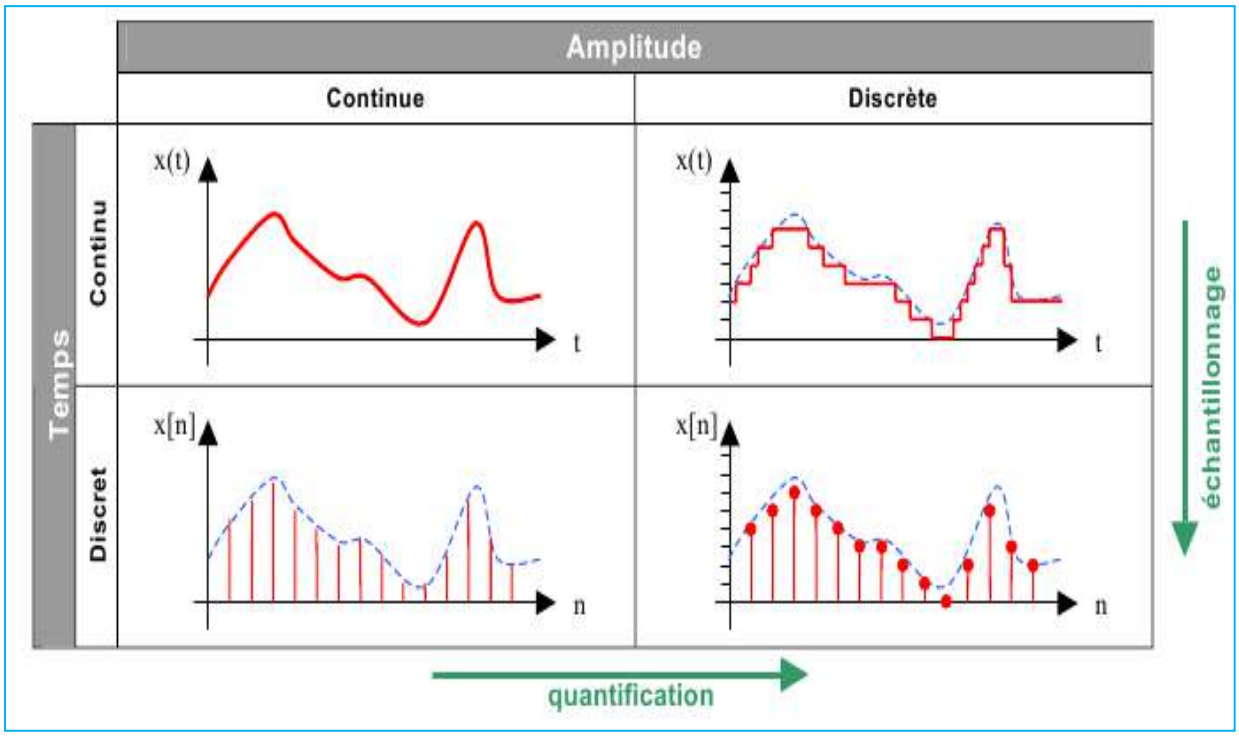


Figure III.10 : Classification morphologique des signaux

On obtient donc 4 classes de signaux :

- Les signaux analogiques : dont l'amplitude et le temps sont contenus.
- Les signaux quantifiés : dont l'amplitude est discrète et le temps continu.
- Les signaux échantillonnés : dont l'amplitude est continue et le temps discret.
- Les signaux numériques : dont l'amplitude et le temps sont discrets.

III.3.4.2. Principe de l'échantillonneur bloqueur (E/B) [27]:

La fonction de base d'un échantillonneur bloqueur dans un système d'entrée analogique est de capter un signal d'entrée et le maintenir constant pendant le cycle de conversion CAN. La **Figure III.11** représente un circuit très simple d'un E/B est constitué d'un simple interrupteur **S** et un condensateur $\mathbf{C_H}$. Lorsque l'interrupteur **S** est fermé, le condensateur se charge jusqu'à le niveau du signal d'entrée. Le condensateur conserve sa charge lorsque l'interrupteur est ouvert.

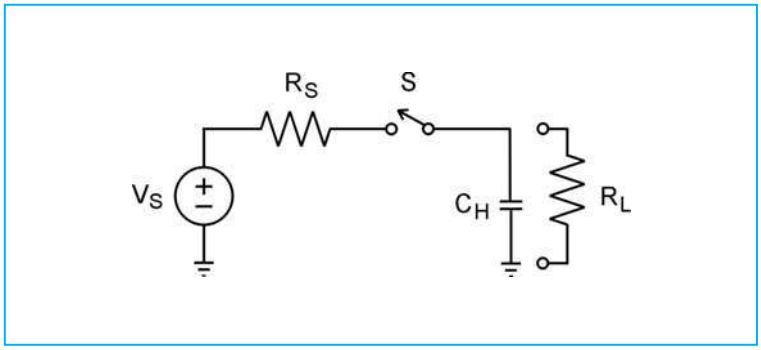


Figure III.11 : Circuit d'Echantillonnage-Bloqueur simple

Le condensateur joue le rôle d'élément mémoire, l'interrupteur **S** est là pour réactualiser la valeur mémorisée ou bien l'isoler vis à vis de l'entrée.

La **Figure III.12** est représenté le fonctionnement d'un système E/B. Jusqu'à le temps $\mathbf{T_1}$: la tension de sortie $\mathbf{V_O}$ est en mode de blocage **($\mathbf{V_O}$ = Cste)**. Le temps d'acquisition $\mathbf{T_{AC}}$ est le temps nécessaire pour que la tension de sortie du circuit devenir égale à la tension d'entrée ($\mathbf{V_O = V_S}$). La sortie suit alors l'entrée jusqu'au le mode de blocage à $\mathbf{T_2}$. Le temps d'ouverture $\mathbf{T_{AP}}$, est le temps nécessaire pour que le circuit passer en mode de blocage. Pendant ce temps, le signal de sortie peut être modifié légèrement de la valeur à l'instant $\mathbf{T_2}$, une telle variation est appelée ouverture incertitude. **[30][27].**

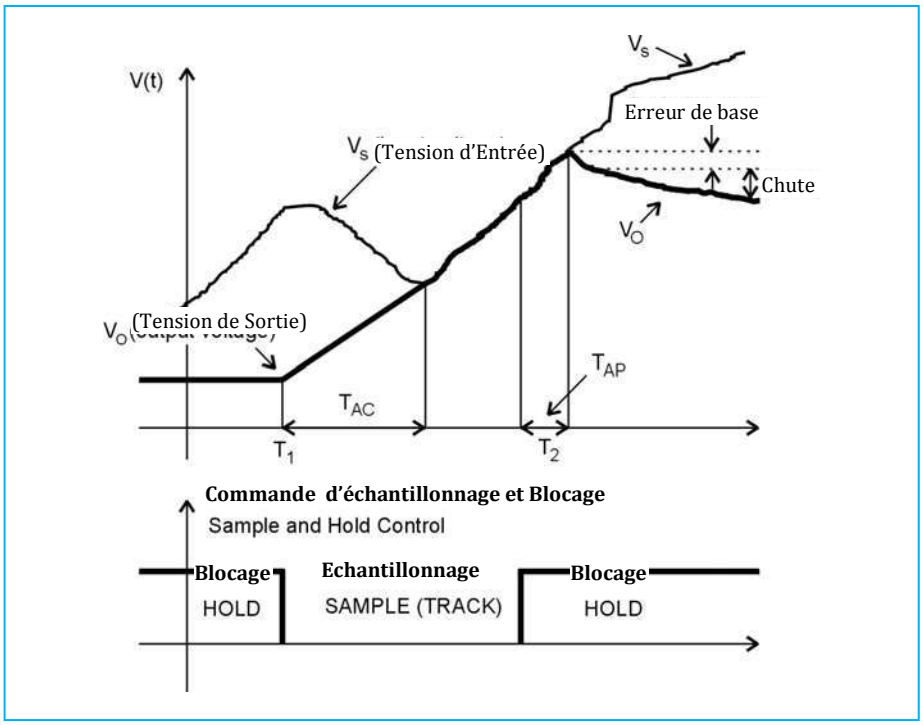


Figure III.12 : Le fonctionnement du circuit échantillonneur-bloqueur.

III.3.5. Algorithmes d'évaluation des quantités des phases :

Les algorithmes sont des programmes utilisés dans les microprocesseurs qui manipulent les échantillons de tensions et des courants pour produire des paramètres nécessaires pour le fonctionnement du relais de protection numérique [31][27].

Les performances de l'ensemble de ces algorithmes dépendent de l'obtention de l'estimation exacte de la composante de fréquence fondamentale d'un signal de quelques échantillons [32].

III.3.6. Microprocesseur :

Le microprocesseur est le cœur du relais numérique, c'est lui qui exécute le programme de l'algorithme choisi pour la détection ou la localisation des défauts **[33][29]**. Il s'agit en particulier des tâches suivantes **[34]**:

- Filtrage et préparation des grandeurs mesurées,
- Supervision continue des grandeurs mesurées,
- Supervision des conditions de mise en route pour les différentes fonctions de protection,
- Interrogation de seuils et de temporisations,
- Contrôle des signaux pour les fonctions logiques,

- Décisions relatives aux commandes de déclenchement et d'enclenchement,
- Enregistrement des signalisations, messages de défauts et enregistrements perturbographiques pour l'analyse des défauts,
- Gestion du système d'exploitation et des fonctions associées, comme par ex. l'enregistrement de données, l'horloge en temps réel, la communication, les interfaces, etc.

Les composants externes au microprocesseur sont les trois modules de mémoires différents qui sont **[28]**:

- La mémoire RAM (Read Access Memory) qui est utilisée comme bloc-notes pour la mesure et le calcul des résultats, le stockage des valeurs mémorisées, etc.
- La mémoire ROM (Read Only Memory) qui renferme le programme de base du module.
- La mémoire EEPROM (Electrically Erasable Programmable Read Only Memory) qui est utilisée comme mémoire de stockage des paramètres, c'est-à-dire, de toutes les valeurs de configuration ou de réglage.

III.3.7. Commande des organes de coupure :

Après détection du défaut et identification de l'ouvrage atteint, la protection élabore un ordre de sortie qui sert à commander l'ouverture de disjoncteur associé à cet ouvrage dont les caractéristiques sont adaptées au courant de défaut à couper. L'énergie nécessaire au fonctionnement des protections et du disjoncteur est en générale fournie par des sources auxiliaires à courant continu. [33][29]

III.4. Conclusion :

Ce chapitre a donné un aperçu sur la technologie des relais, la présentation de sa conception et sa structure. Les Modules et les fonctions d'un relais numérique ont été également définis. Ces modules comprennent le module d'entrée de mesure analogique, le module de filtrage anti-repliement analogique, le module de conversion analogique-numérique, algorithmes d'évaluation des quantités des phases, le microprocesseur et le module de commandes des organes de coupure. Les concepts et les informations. Concernant chaque module de base ont été présentés.

IV.1. Introduction

La demande en croissance de la puissance a incité la construction des lignes de transport de tension supérieure (THT). Ces lignes à haute tension sont devenues le point d'appui du transport d'énergie électrique à longues distances. Actuellement, le transport d'une grande partie de l'énergie électrique se fait au moyen des lignes électriques à double circuit. Ces lignes offre beaucoup d'avantages au point de vue économiques et environnementaux par rapport aux lignes électriques à un seul circuit. Malheureusement, si un défaut se produit dans une partie du réseau électrique, comme le générateur ou la ligne électrique l'ensemble du système peut être détruit si l'emplacement du défaut n'est pas localisé aussi vite que possible. Plus vite la localisation du défaut est trouvée, plus tôt le système peut être restauré et le temps de panne peut être réduit.

D'autre part, les lignes à doubles circuits sont caractérisées par une augmentation significative dans les effets du couplage mutuel ayant pour résultat différents problèmes en particulier pour l'équipement de protection. Par conséquent, pour l'évaluation de la distance du défaut, ces effets augmentent remarquablement les niveaux d'erreur dans la localisation du défaut. Donc, le couplage mutuel est toujours considéré comme un des problèmes les plus stimulants pour la recherche dans le domaine de la protection. Le couplage mutuel est effectivement mesurable dans tous les systèmes multi-phases, dans lesquels l'impédance totale de la ligne change considérablement à cause de l'effet mutuel entre les phases. Ainsi, le problème de couplage mutuel n'est pas vraiment constant et dépend fortement des différents facteurs agissants réciproquement comme l'espacement des conducteurs et les niveaux de tension. Différents documents ont été publiés concernant la protection des lignes électriques à doubles circuits. Chacun de ces algorithmes a des aspects différents incluant le réseau choisi, le modèle de ligne utilisé et des suppositions considérées. Cependant, il est commode pour le développement des algorithmes de protection des lignes électriques à doubles circuits d'employer des modèles de ligne plus sophistiqués incluant le couplage mutuel.[36]

Dans ce chapitre nous allons présenter une méthode de protection des lignes électriques à doubles circuits en utilisant un relais de distance de type MHO. Cette méthode est basée sur la modification de la méthode de l'impédance apparente en utilisant la transformation modale. Cette dernière est essentiellement caractérisée par sa capacité de décomposer les équations couplées de la ligne de transport en des équations découplées. Ceci élimine considérablement les effets mutuels ayant pour une évaluation précise de la distance du défaut d'une façon franche.

IV.2. Méthode de protection proposée

Le modèle du réseau de transport montré dans la figure IV.1 est appliqué pour développer la méthode pour le calcul de l'impédance du défaut en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne à double circuit à protéger.

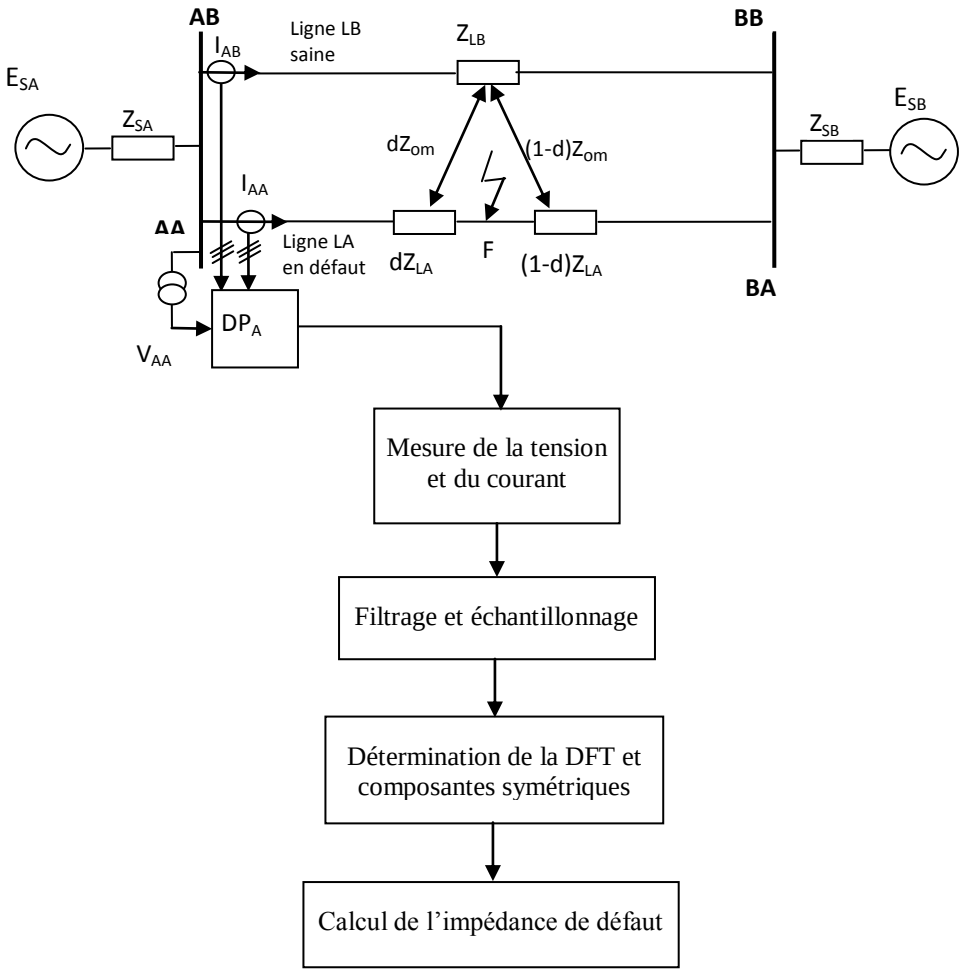


Figure.IV.1. Schéma de la ligne à double circuit en défaut.

Ce modèle se compose de deux générateurs (E_{sA}, E_{sB}) et deux lignes de transport en parallèles (LA, LB) et deux jeux de barres A et B. Les bornes de la ligne sont dénotées par AA, BA, AB et BB (le jeu de barres est marqué par la première lettre, alors que la ligne est marquée par la deuxième lettre). On considéré qu'un défaut se produit dans la ligne LA à une distance *d* du jeu de barre A (figure.IV.1). Dans le cas du défaut monophasé à la terre, on doit prendre en considération l'effet du couplage mutuel des lignes en parallèles (Z_{0m} Impédance mutuel homopolaire) [36-39].

IV.2.1. Transformation modale de Fortescue (composantes symétriques) [36]

L'approche des composants symétriques apparaît comme une technique très efficace pour l'étude des lignes à double circuit en défaut et, en conséquence, l'algorithme de localisation de défaut présenté dans ce chapitre est formulée en termes de ces composants. Un avantage principal de cette transformation est qu'elle peut être appliquée directement aux valeurs instantanées des tensions et courants. Le principe de la décomposition symétrique est d'exprimer un système triphasé de signaux sinusoïdaux quelconques, mais a la même fréquence, (courant ou tension) comme la somme de trois systèmes triphasés particuliers, qui sont le système « direct », « inverse » et « homopolaire ». Chacun de ses systèmes peut être associe à une représentation vectorielle ou encore à un système de nombres complexe.

Les composants symétriques (indices : 0, 1, 2 pour le système homopolaire, direct et inverse respectivement) sont calculés à partir des quantités triphasées (indices : a, b, c dénotant les phases). Comme, par exemple, les tensions triphasés de la ligne LA en défaut à partir de la borne AA (figure IV.1), on détermine :

$$\begin{bmatrix} \overline{V_{AA\,0}} \\ \overline{V_{AA\,1}} \\ \overline{V_{AA\,2}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3}\begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}\begin{bmatrix} \overline{V_{AAa}} \\ \overline{V_{AAb}} \\ \overline{V_{AAc}} \end{bmatrix} \qquad \text{(IV.1)}$$

Où :

$$a = \exp(j*2\pi/3)$$

IV.2.2. Principe de l'algorithme de calcul de l'impédance de défaut [36-39]

La figure IV.2 représente les circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne à double circuit. Il est noté que l'impédance de la séquence directe dans la figure. IV.2a, est égale à l'impédance de la séquence inverse dans la figure.IV. 2b. Les capacités shunts de la ligne à double circuit pour tous les ordres des composantes symétrique sont négligées à cette étape de la dérivation.

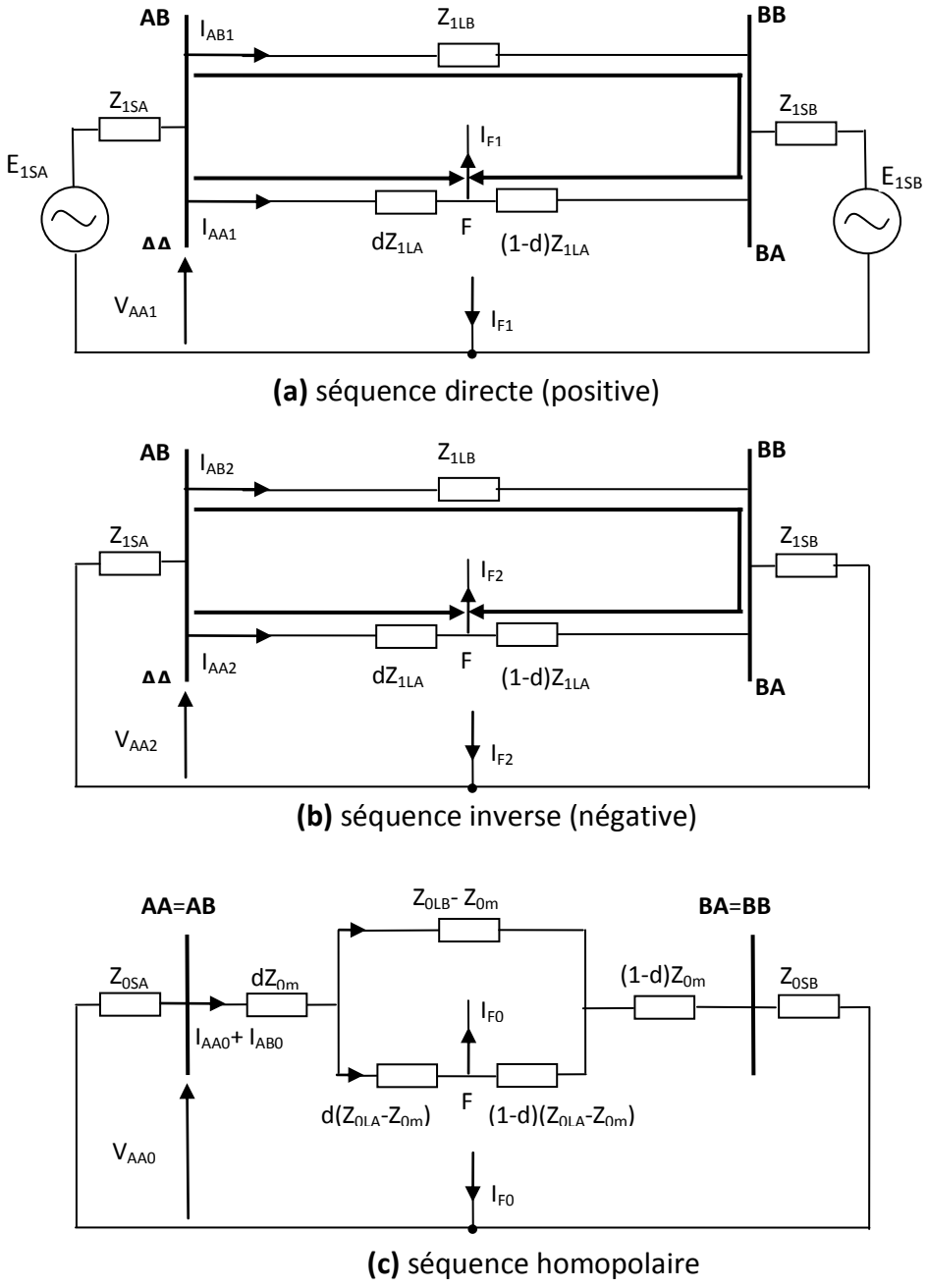


Figure.IV.2. Circuit équivalent de la ligne à double circuit.

Pour dériver l'algorithme de calcul de l'impédance de défaut, on considère que la boucle de défaut est composée selon la classification du type de défaut. Cette boucle contient le segment de la ligne en défaut (entre le point AA et F) et le chemin de défaut lui-même.

Par exemple, considérant un défaut monophasé à la terre (A-T), les équations suivantes peuvent être tirées :

$$V_{AA1} = dI_{AA1}Z_{1LA} + R_F I_{F1} + V_{F1} \quad \text{(IV.2)}$$

$$V_{AA2} = dI_{AA2}Z_{1LA} + R_F I_{F2} + V_{F2} \quad \text{(IV.3)}$$

$$V_{AA0} = d(I_{AA0}Z_{0LA} + I_{AB0}Z_{0m}) + R_F I_{F0} + V_{F0} \quad \text{(IV.4)}$$

La condition pour ce type de défaut est :

$$V_{F1} + V_{F2} + V_{F0} = 0 \quad \text{(IV.5)}$$

Remplacent les équations (IV.1), (IV.2), (IV.3) dans l'équation (IV.5) on obtient la formule suivante :

$$V_{AA1} + V_{AA2} + V_{AA0} - d(I_{AA1}Z_{1LA} + I_{AA2}Z_{1LA} + I_{AA0}Z_{0LA} + I_{AB0}Z_{0m}) - R_F(I_{F1} + I_{F2} + I_{F0}) = 0 \quad \text{(IV.6)}$$

La formule (IV.6) peut être écrite sous une autre forme plus simple comme suite :

$$V_{AA_P} - dZ_{1LA}I_{AA_P} - R_F\sum_{i=0}^{2} I_{Fi} = 0 \quad \text{(IV.7)}$$

$$V_{AA_P} = V_{AA1} + V_{AA2} + V_{AA0} \quad \text{(IV.8)}$$

$$I_{AA_P} = I_{AA1} + I_{AA2} + \frac{Z_{0LA}}{Z_{1LA}}I_{AA0} + \frac{Z_{0m}}{Z_{1LA}}I_{AB0} \quad \text{(IV.9)}$$

L'équation (IV.7) permet d'obtenir le modèle généralisé pour la boucle de défaut :

$$V_{AA_P} - dZ_{1LA}I_{AA_P} - R_F\sum_{i=0}^{2} I_{Fi} = 0 \quad \text{(IV.10)}$$

Où :

d : la distance inconnue du lieu de défaut.

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

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

Z_{0m} : Impédance homopolaire mutuel entre la ligne LA et LB.

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

V_{AAi}, I_{AAi} : composantes symétriques de la tension et le courant de la ligne en défaut LA(i=0 :séquence homopolaire, i=1 :séquence directe, i=2 :séquence inverse).

R_F : résistance du défaut.

I_{Fi} : composantes symétriques du courant total du défaut.

La tension et le courant de la boucle de défaut peuvent être exprimés en utilisant les coefficients a1, a2 et a3 rassemblé dans le Tableau IV.1.

$$V_{AA_P} = a_1 V_{AA1} + a_2 V_{AA2} + a_0 V_{AA0} \qquad \text{(IV.11)}$$

$$I_{AA_P} = a_1 I_{AA1} + a_2 I_{AA2} + a_0 \frac{Z_{0LA}}{Z_{1LA}} I_{AA0} + a_0 \frac{Z_{0m}}{Z_{1LA}} I_{AB0} \qquad \text{(IV.12)}$$

Tableau. IV.1 Table clé pour les constantes des équations.

Type du défaut	a_{F1}	a_{F2}	a_{F0}
A-T	1	1	1
B-T	a^2	A	1
C-T	A	a^2	1
A-B /A-B-T A-B-C/ A-B-C-T	$1- a^2$	1- a	0
A-C / A-C-T	a-1	a^2-1	0
B-C / B-C-T	a^2- a	a- a^2	0
a=exp(j*2π/3), j=√-1 A, B, C : Phases T: Terre			

Il faut rendre compte que les relais de distance déterminent l'impédance de la boucle de défaut à partir des signaux représentés dans les équations (IV.11) et (IV.12) :

$$Z_{AA_P} = R_{AA_P} + jX_{AA_P} = \frac{V_{AA_P}}{I_{AA_P}} \qquad \text{(IV.13)}$$

IV.3. Simulation

IV.3.1. Réseau d'étude

Le programme de simulation MATLAB a été appliqué pour évaluer les performances de l'algorithme de calcul de l'impédance de défaut développé. Différents modèles des réseaux alimentés des deux extrémités ont été modélisés pour la génération de données de défaut utilisées dans le développement de notre algorithme. En particulier, le modèle représentée dans la figure IV.3. Ce modèle est composé de deux sources de 400 kV, deux lignes de transmission à double circuit de 100 km.[40]

Une description générale du modèle de réseaux choisi pour la simulation est représentée dans la figure IV. 3**.**

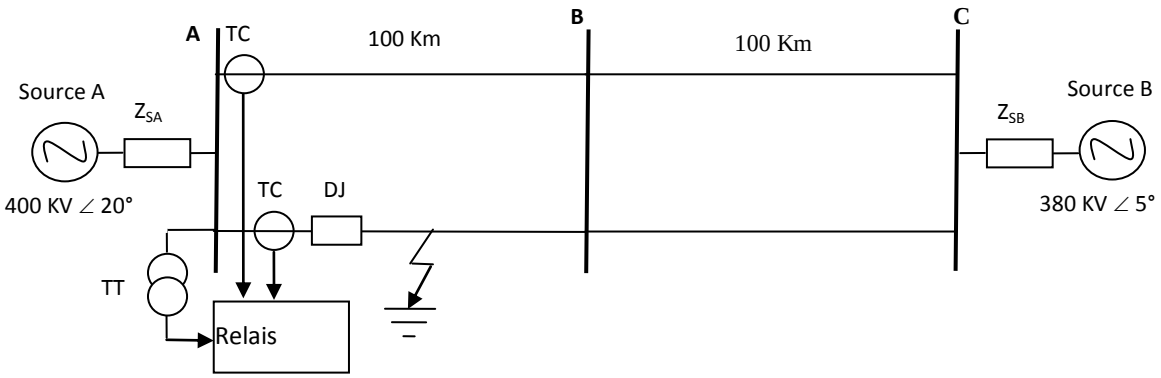


Figure IV.3 : Réseau considéré pour l'étude.

A, B et C : jeux de barres

T.C : transformateur de courant.

T.T : transformateur de tension.

Les paramètres du réseau sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau IV.2 : Paramètres du réseau.[40]

Composant :	Paramètres	
Ligne (AB, BC)	L	100 km
	Z'_{1L}	(0.0268+j0.3139)Ω/km
	Z'_{0L}	(0.2102+j1.1651)Ω/km
	Z'_{0m}	(0.1834+j0.7621)Ω/km
	C'_{1L}	11.662 nF/km
	C'_{0L}	6.996nF/km
	C'_{0m}	-2.1088nF/km
Sources A: 400 kv(φ = 20°)	Z_{1SB}	(0.32+j5.44)Ω
	Z_{0SB}	(0.8+j4.48)Ω
Sources C: 380 kv (φ = 5°)	Z_{1SB}	(0.48+j8.32)Ω
	Z_{0SB}	(3.68+j13.12)Ω

Les valeurs des courants et tensions en très haute tension sont relativement grandes de l'ordre de kA et kV. Avant d'être utilisées par les relais, ces valeurs doivent être réduites. Cette fonction est assurée par 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.

IV.3.2 Logiciel utilisé

La simulation est réalisée par le logiciel Matlab-Simulink avec power Système (figure IV.4) pour régénérer les signaux tensions et courants au niveau des jeu de barre A (lieux du relais). L'application des algorithmes de calcul de l'impédance de défaut est réalisée par le même logiciel.[41]

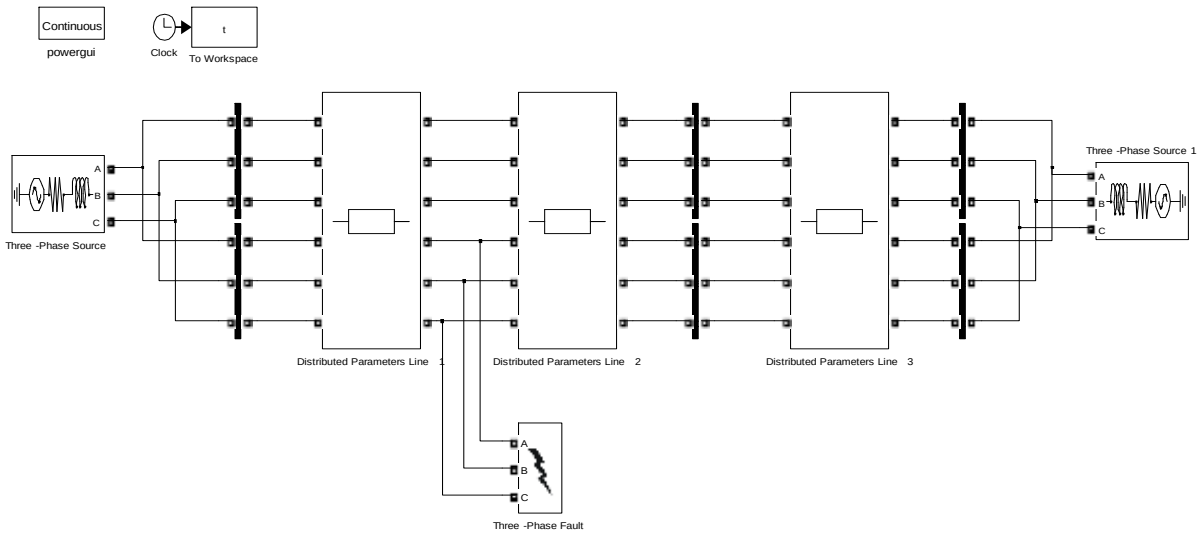


Figure IV.4 : Réseau simulé sur Simulink-Matlab.

IV.4. Evaluation des performances de l'algorithme

Pour évaluer les performances de l'approche proposée, les courants et les tensions des trois phases des deux extrémités de la ligne 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 IV.5a et IV.5b 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=1 0 Ω), à une distance d = 10 km à partir du jeu de barres A.

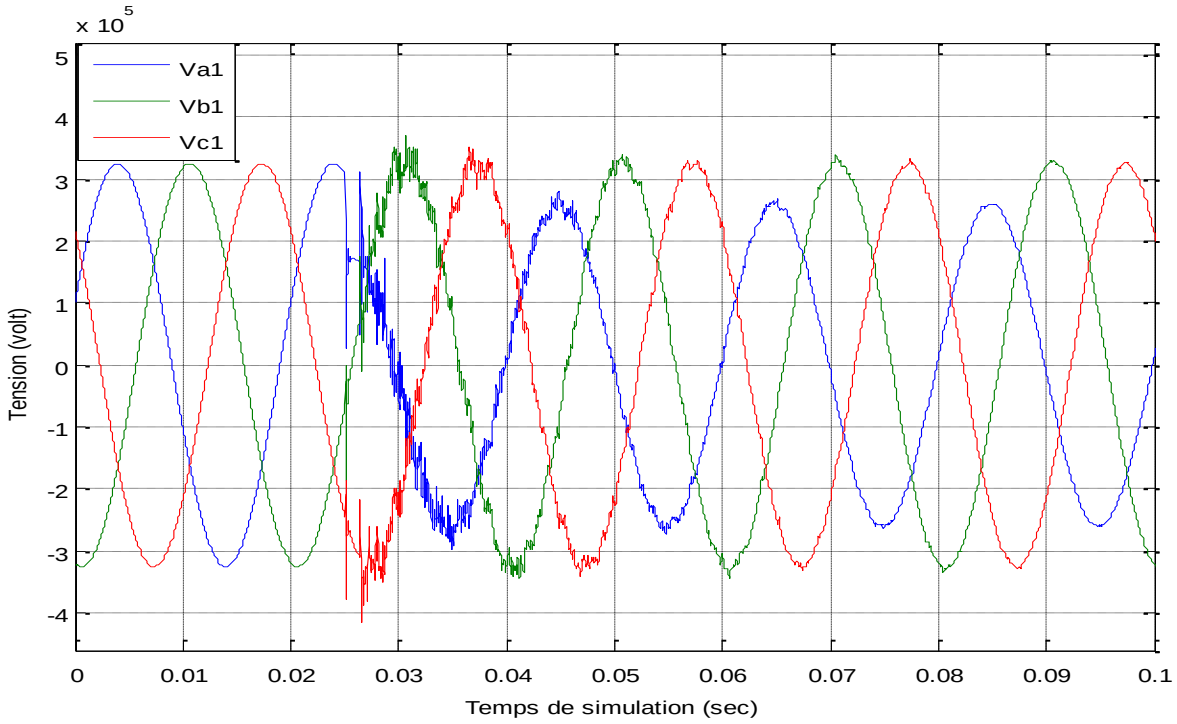


Figure IV.5a : Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

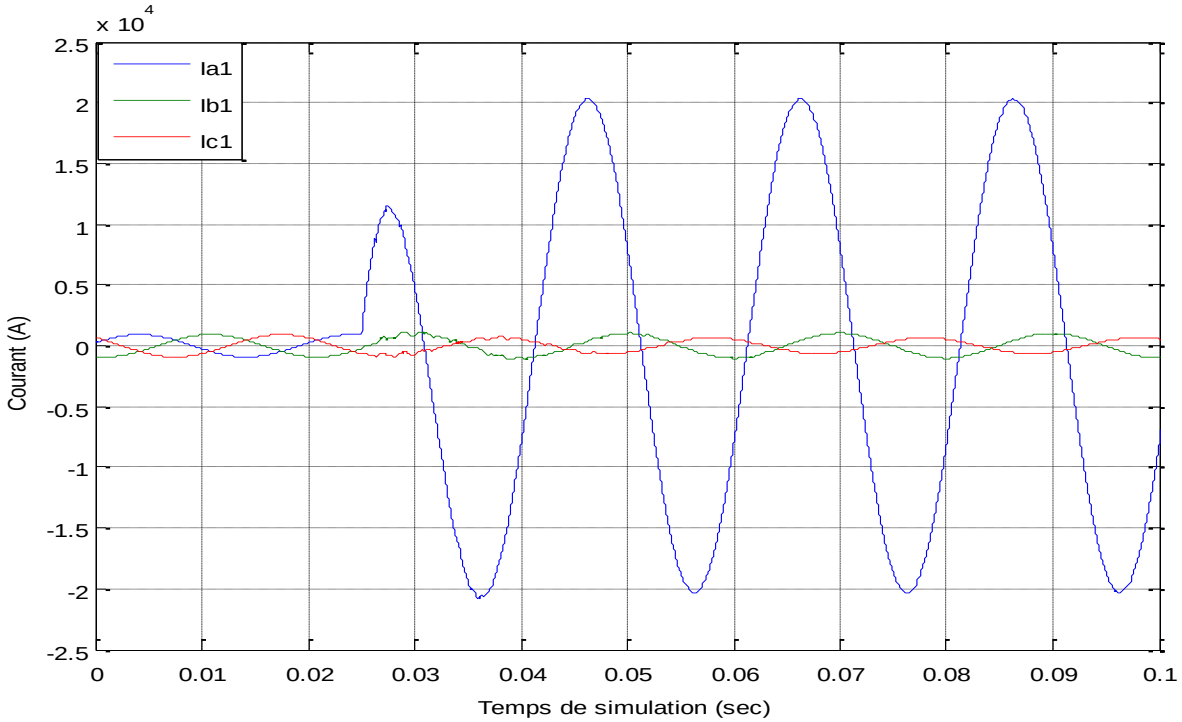


Figure IV.5b : Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

Les figures IV.6a et IV.6b représentent respectivement les signaux des tensions et courants des trois phases de la ligne saineau jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut (R_f=1 0 Ω), à une distance d = 10 km à partir du jeu de barres A.

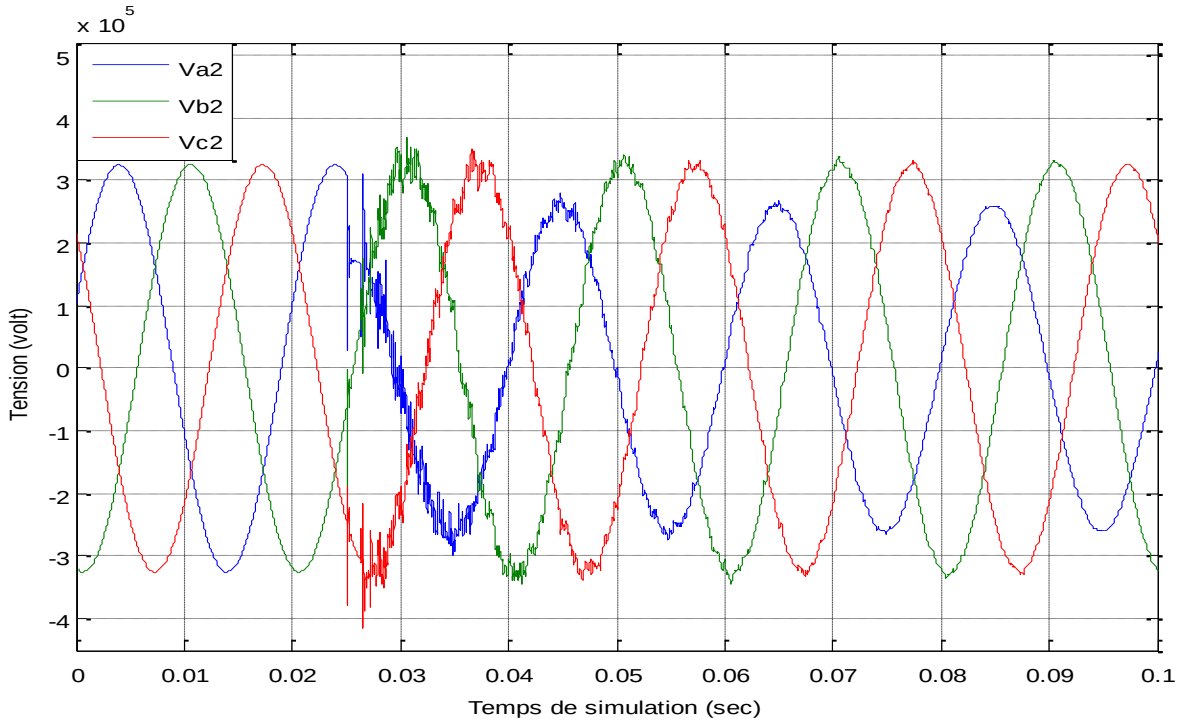


Figure IV.6a : Tensions des trois phases de la ligne saine au jeu de barres A.

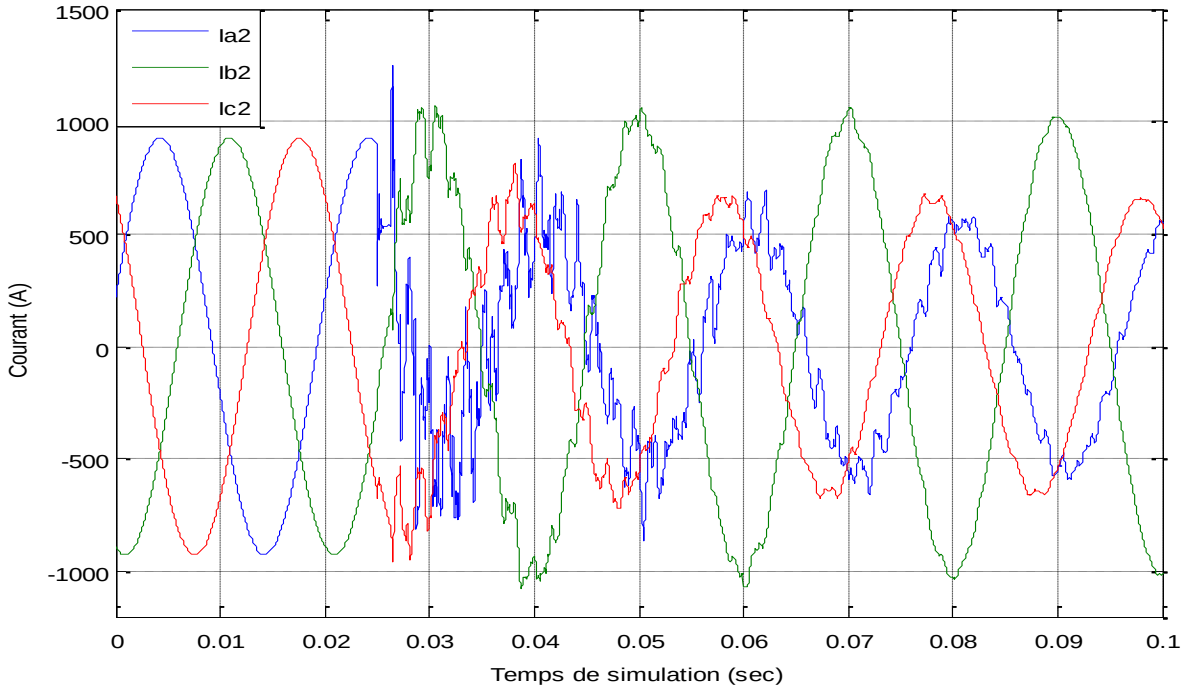


Figure IV.6b : Courants des trois phases de la ligne saine au jeu de barres A.

Les figures IV.7a et IV.7b 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.

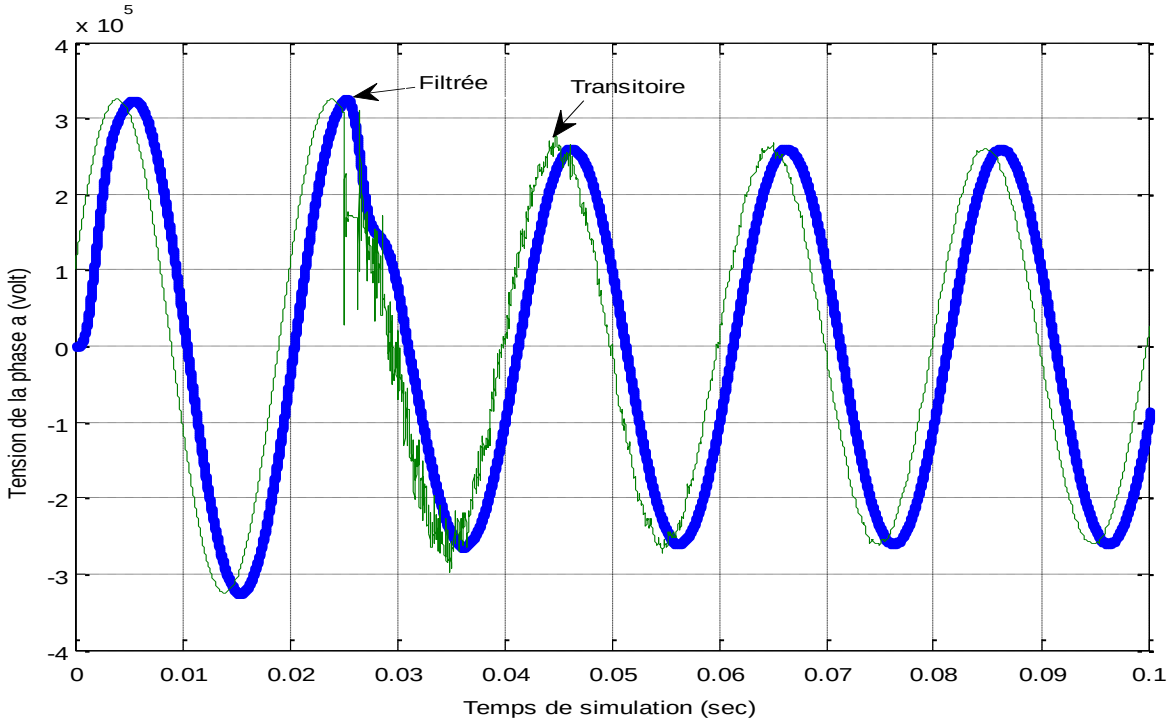


Figure IV.7a : La tension de la phase « a » filtrée.

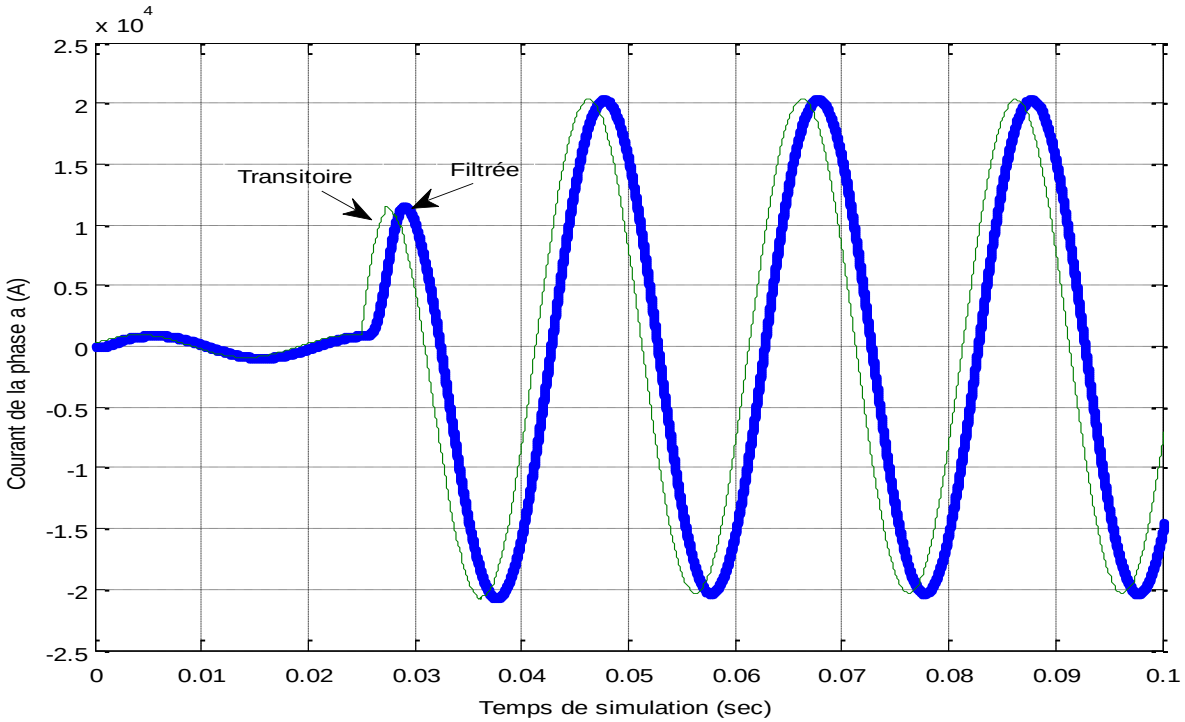


Figure IV.7b : Le courant de la phase « a » filtré.

Les figures IV.8a et IV.8b 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.

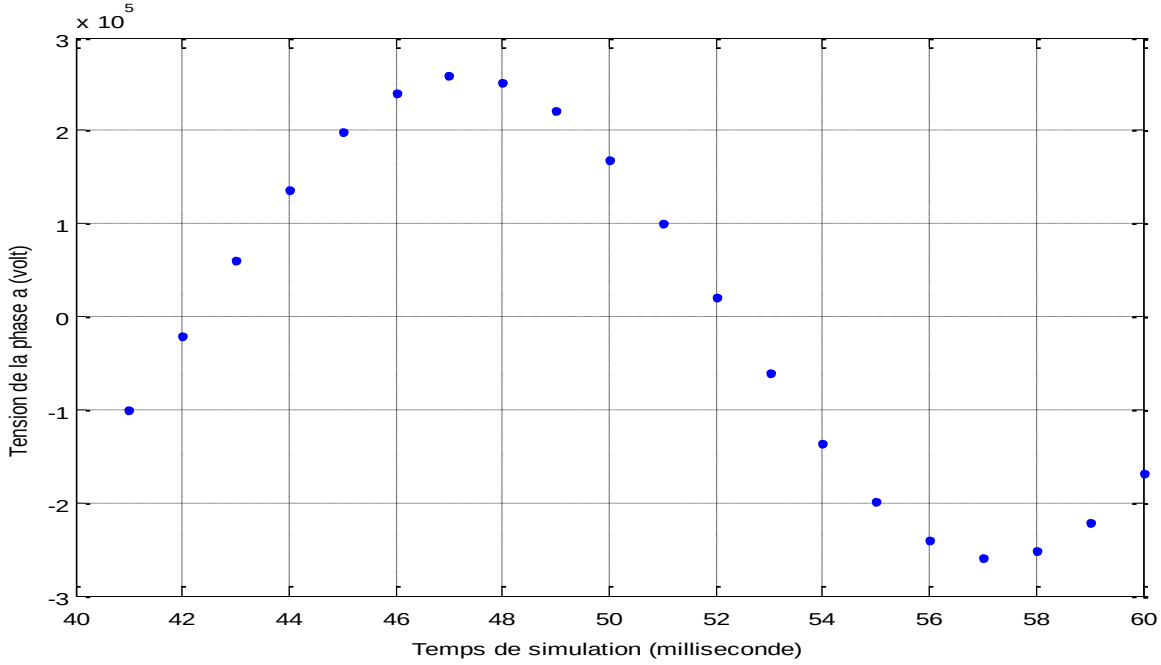


Figure IV.8a : Une période de la tension de la phase « a » échantillonné.

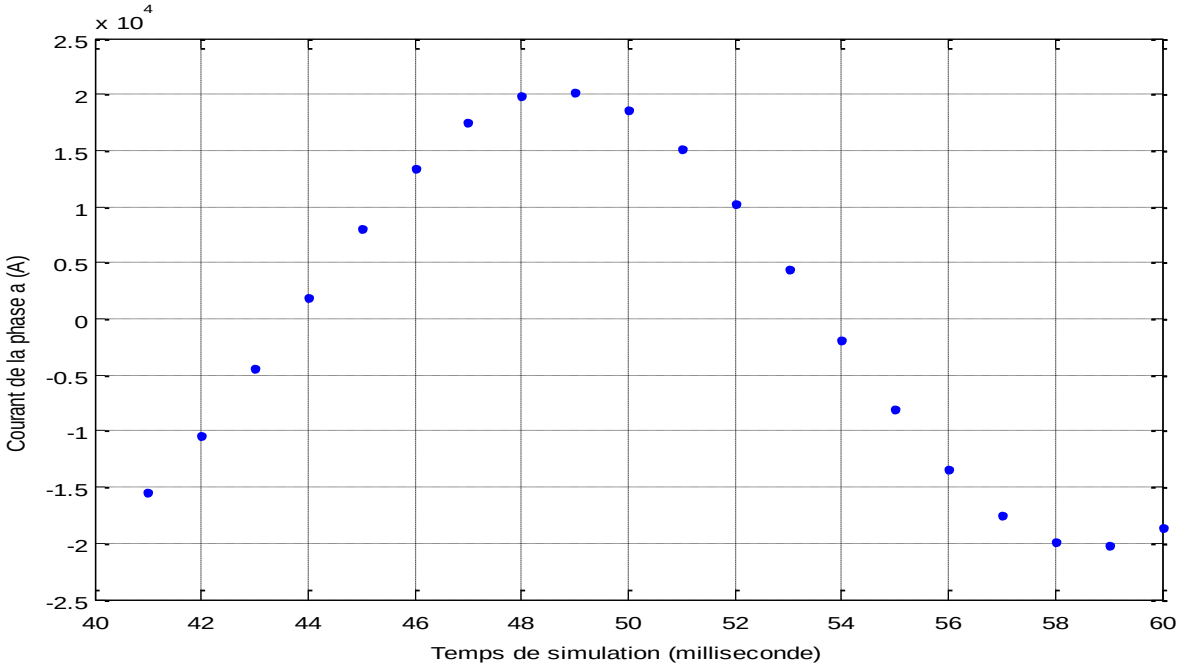


Figure IV.8b : Une période du courant de la phase « a » échantillonné.

Les figures IV.9a et IV.9b 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'éliminé les harmonique et d'extraire la fondamentale qui sera utilisé dans l'algorithme de localisation de défaut.

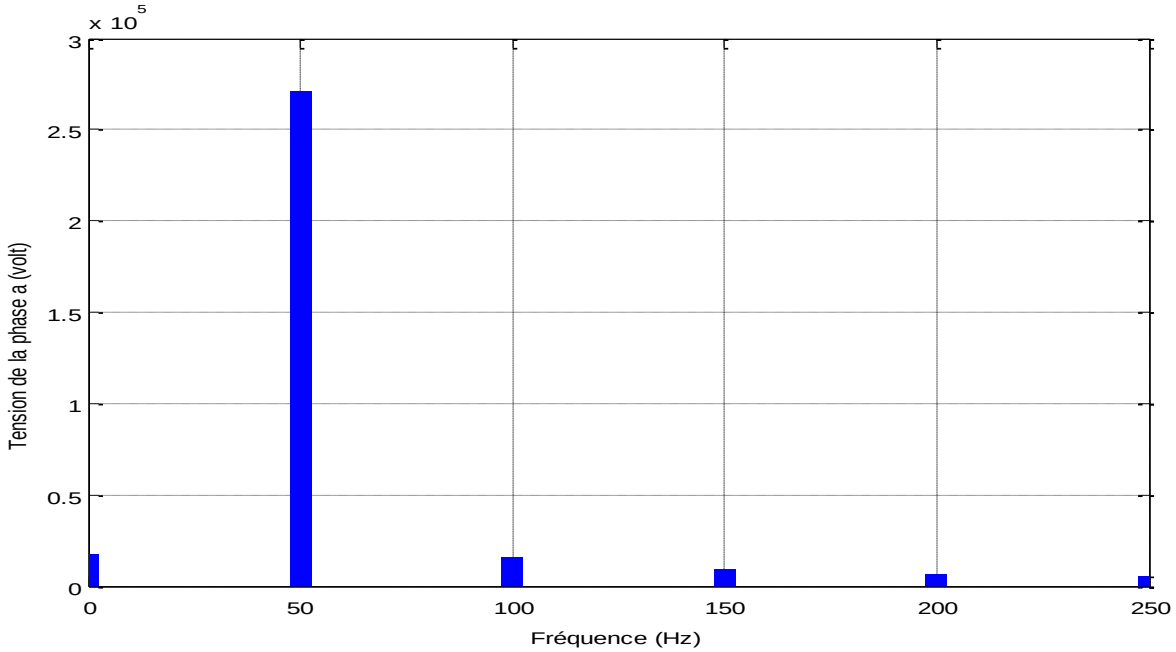
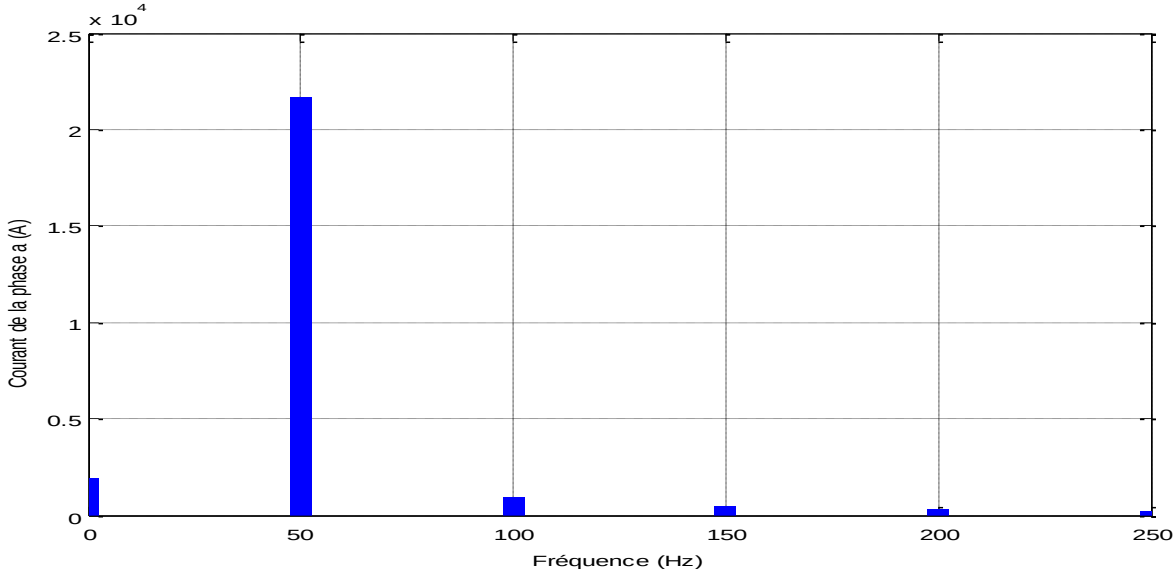


Figure IV.9a : La DFT d'une période de la tension de la phase « a ».



Figures IV.9b : La DFT d'une période du courant de la phase « a ».

IV.4.1. Calcul de l'impédance de défaut

Dans cette partie on s'intéresse au calcul de l'impédance de défaut et de vérifie si cette impédance est détecté correctement par les relais de protection. Pour accomplir cette tâche on a utilisé les caractéristiques d'un relais MHO .Ce type de relais décompose la ligne à protégé dans notre cas une ligne de 100 km en trois zones (figure IV.10):

Zone 1 : qui couvre ou qu'elle assure la protection de 80 km de la ligne c'est-à-dire jusqu'à 80% de la ligne.

Zone 2: qui couvre ou qu'elle assure la protection de 80 km à 120 km de la ligne c'est-à-dire de 80% à 120% de la ligne.

Zone 3: qui couvre ou qu'elle assure la protection de 120 km jusqu'à 150 km de la ligne c'est-à-dire 120% à 150% de la ligne.

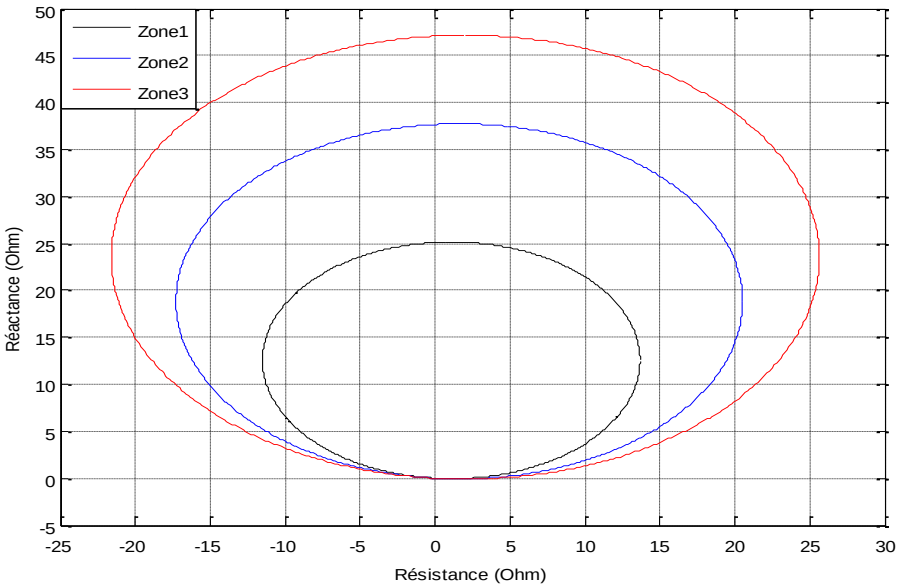


Figure IV.10 : Caractéristique d'un relais de protection MHO**.**

IV.4.1.1. Résultats de simulation :

Pour étudier le comportement du relais de protection MHO, on va simuler différents types de défaut sur différents endroits de la ligne et avec différentes valeurs de la résistance de défaut.

Le premier cas : le défaut est situé à 70 km du jeu de barre Ac'est-à-dire c'est un défaut à la limite de la première zone de protection du relais MHO.

Le deuxième cas : le défaut est situé à 110 km du jeu de barre A c'est-à-dire c'est un défaut à la limite de la deuxième zone de protection du relais MHO.

Le troisième cas : le défaut est situé à 140 km du jeu de barre A c'est-à-dire c'est un défaut à la limite de la troisième zone de protection du relais MHO.

a) Défaut monophasé :

Les figures IV.11, IV.12 et IV.13 représentent les résultats des simulations du calcul de la trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé entre la phase a et la terre par le relais dans les trois cas cité précédemment respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut.

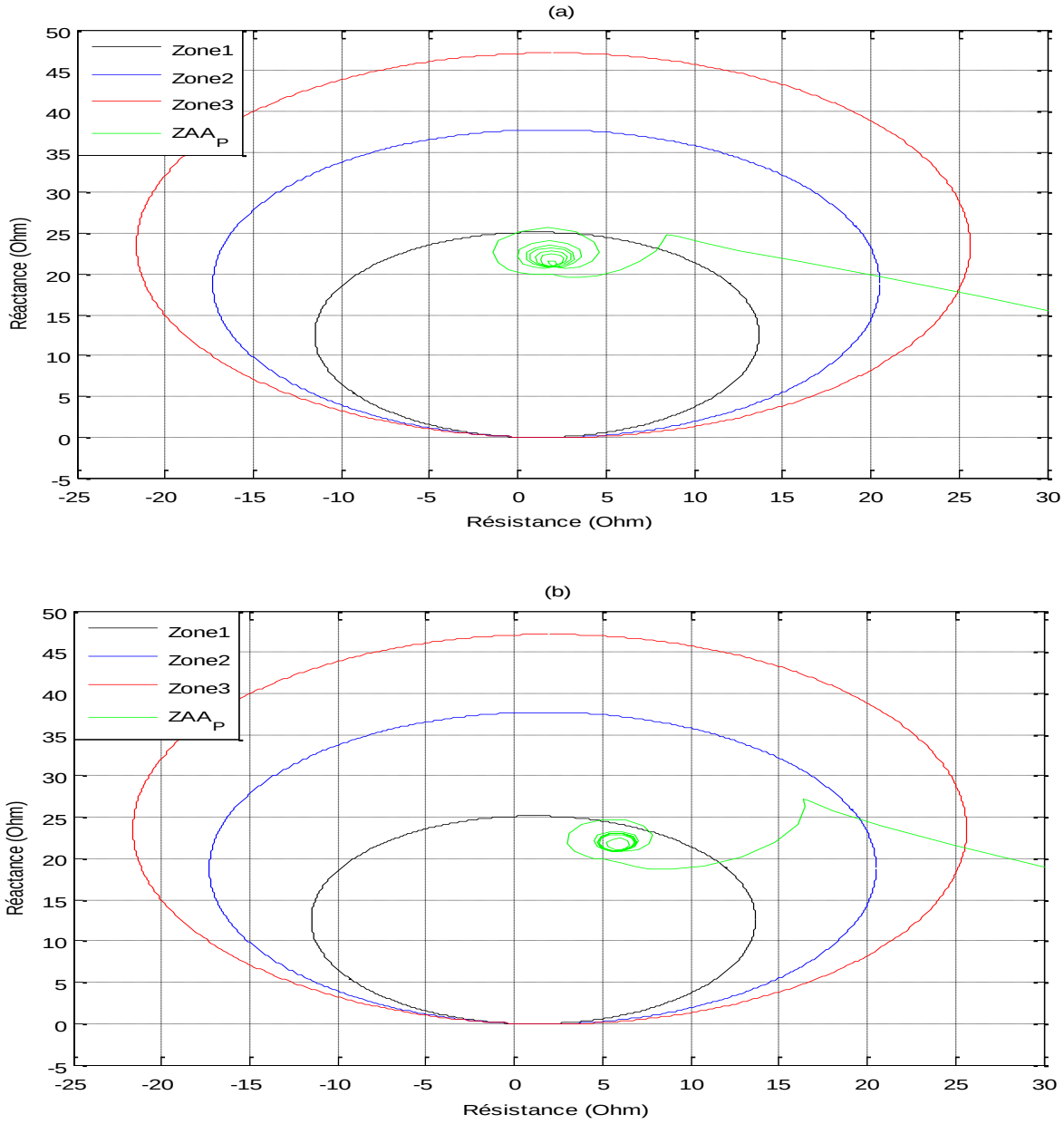


Figure IV.11 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 70 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f= 0.01 Ω , (b) : R_f = 5 Ω).

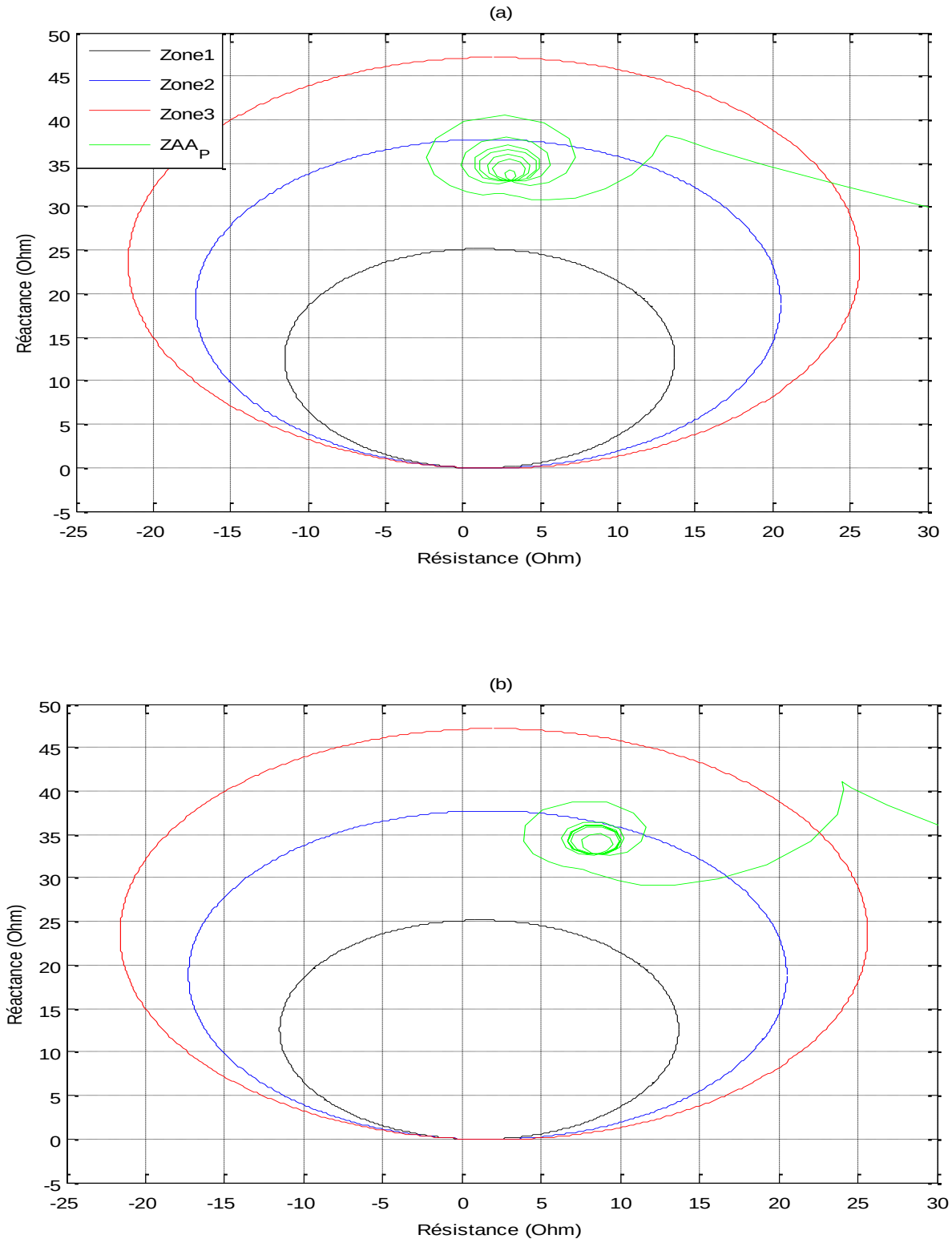


Figure IV.12 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 110 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01\ \Omega$, (b) : $R_f = 5\ \Omega$).

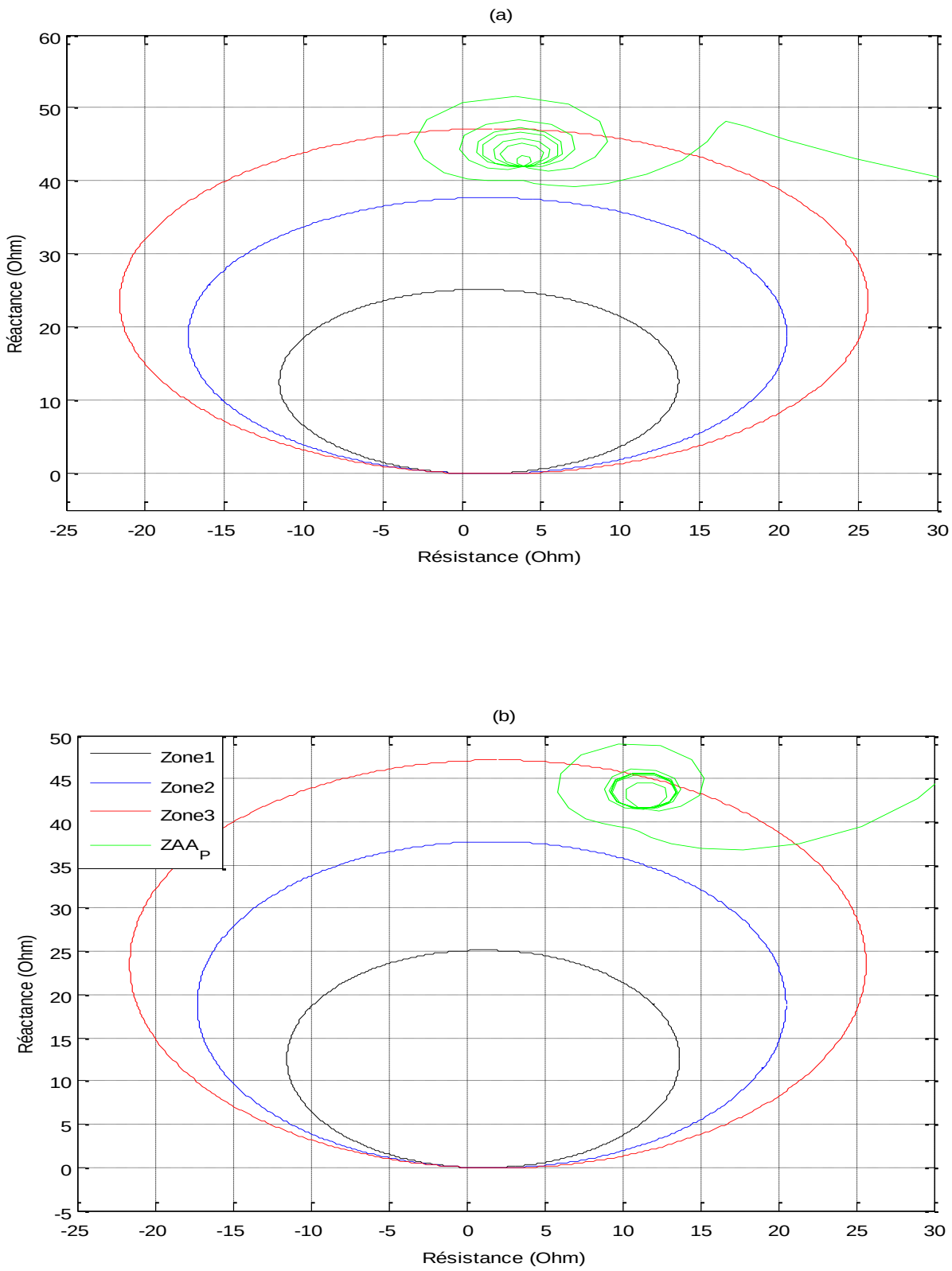


Figure IV.13 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 140 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01\ \Omega$, (b) : $R_f = 5\ \Omega$).

b) Défaut biphasé sans terre :

Les figures IV.14, IV.15 et IV.16 représentent les résultats des simulations du calcul de la trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre par le relais dans les trois cas cité précédemment respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut.

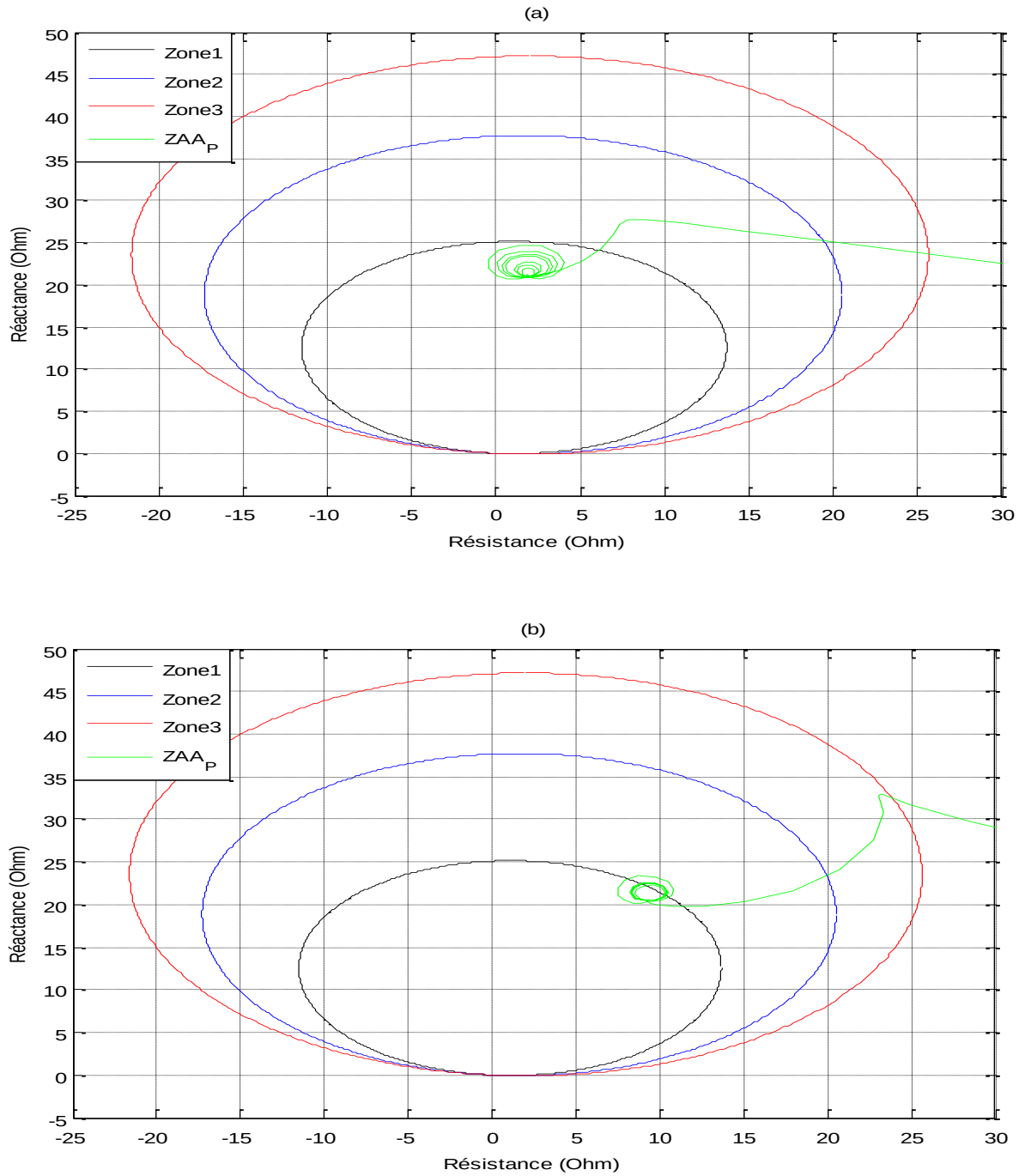


Figure IV.14 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 70 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f = 0.01 Ω, (b) : R_f=5 Ω).

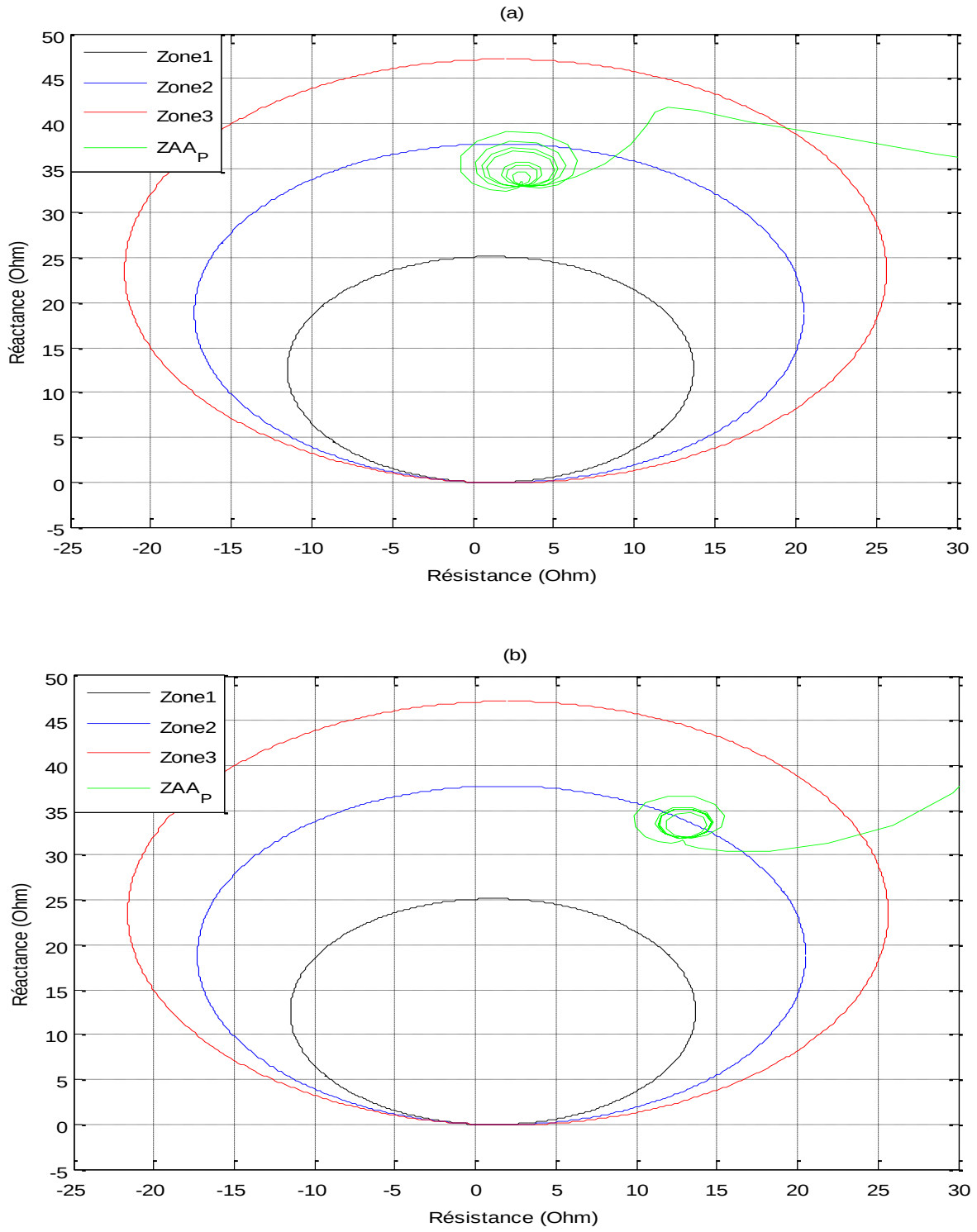


Figure IV.15 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 110 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01\ \Omega$, (b) : $R_f = 5\ \Omega$).

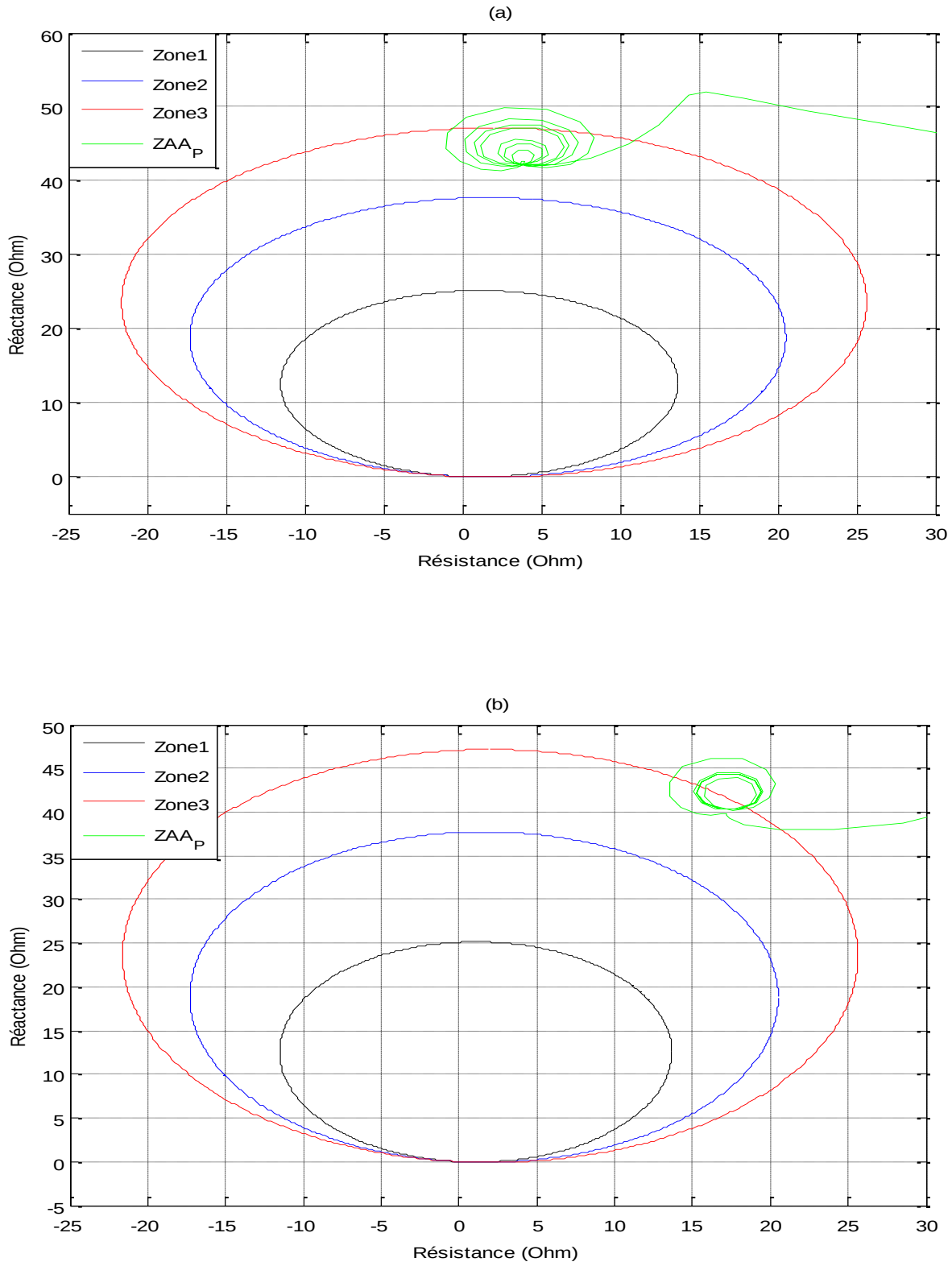


Figure IV.16 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 140 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f= 0.01 Ω, (b) : R_f=5 Ω).

C) Défaut biphasé à la terre :

Les figures IV.17, IV.18 et IV.19 représentent les résultats des simulations du calcul de la trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé à la terre par le relais dans les trois cas cité précédemment respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut.

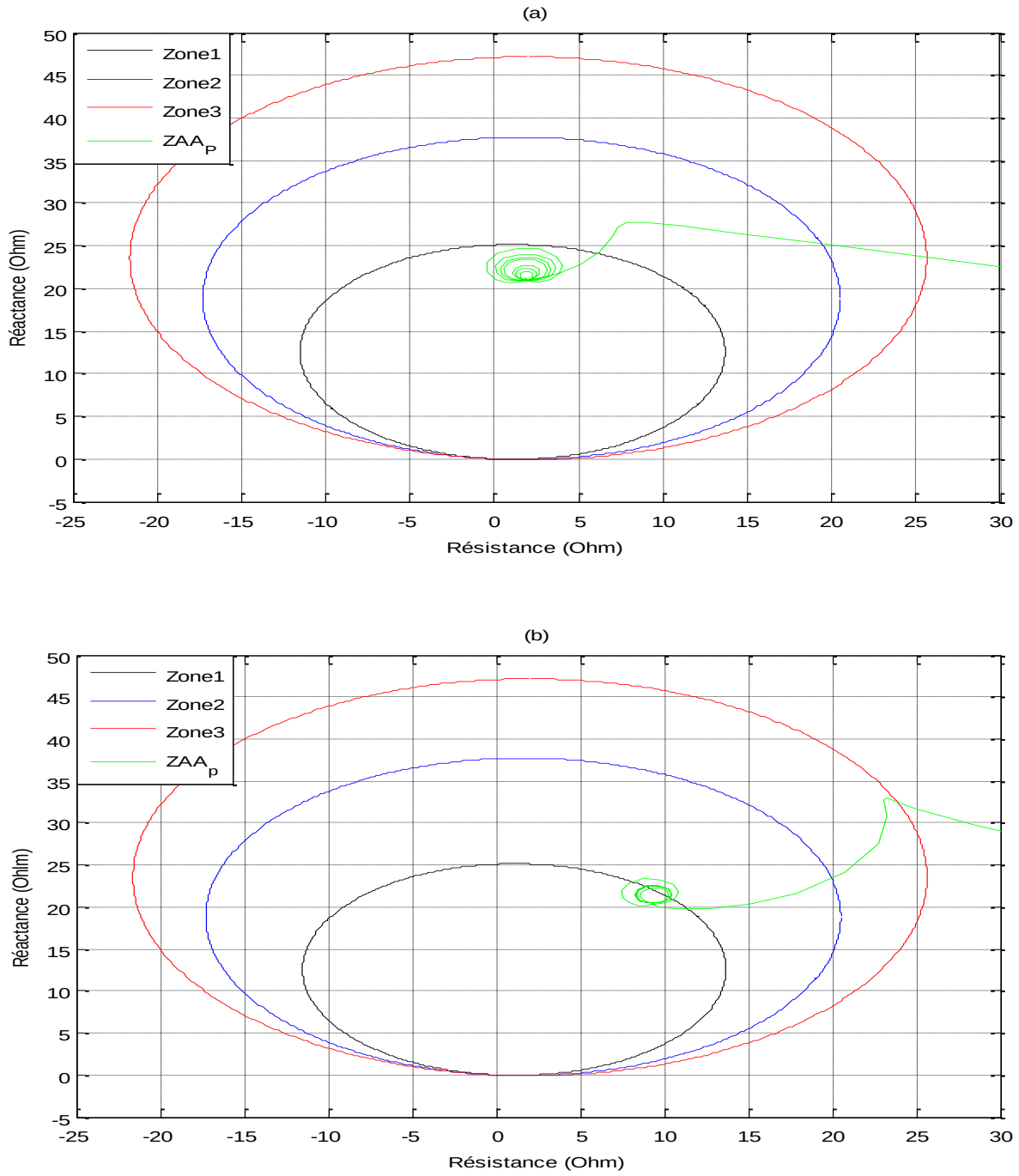


Figure IV.17 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre situé à 70 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f= 0.01 Ω, (b) : R_f = 5 Ω).

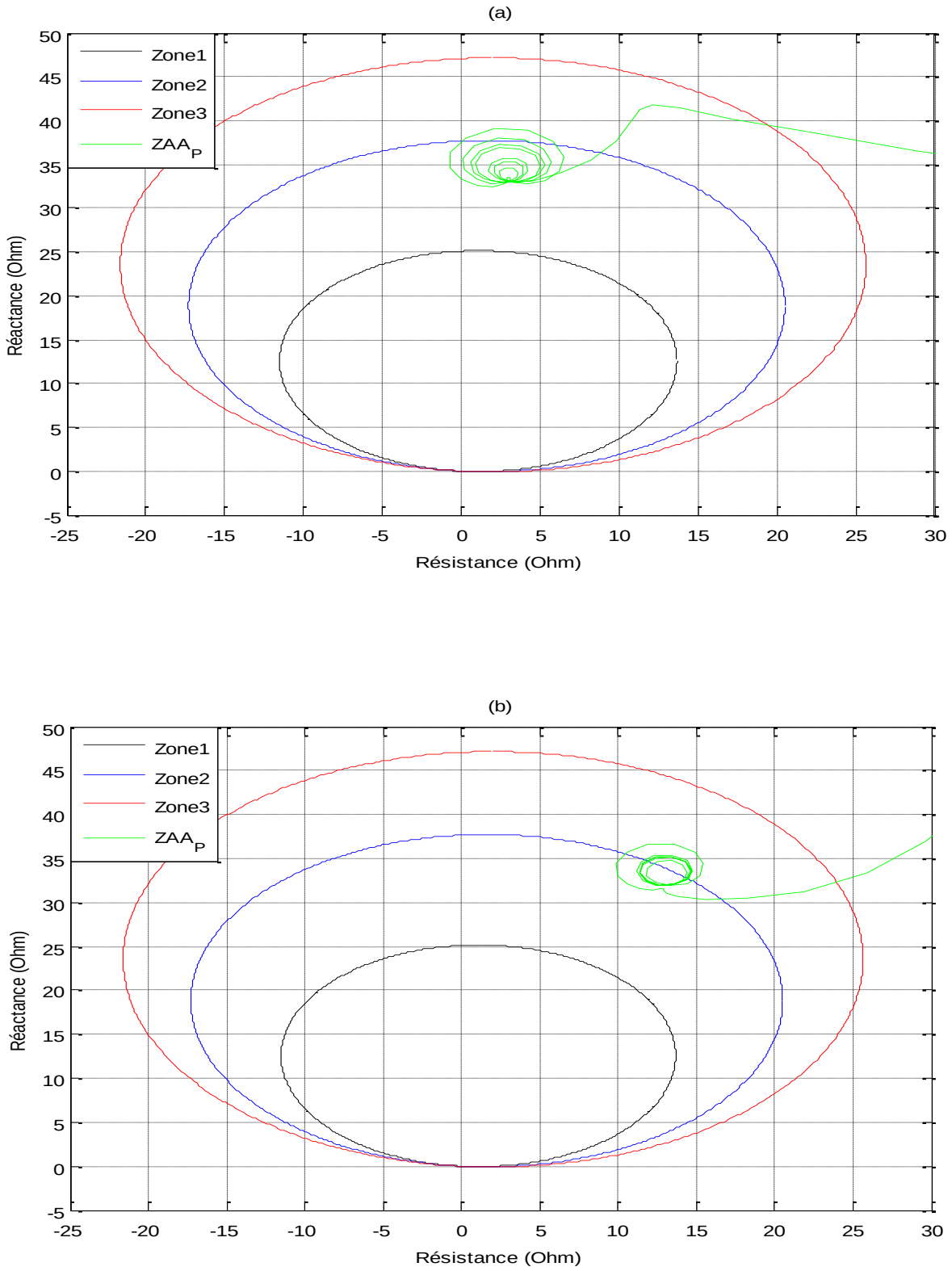


Figure IV.18 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre situé à 110 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f= 0.01 Ω, (b) : R_f = 5 Ω).

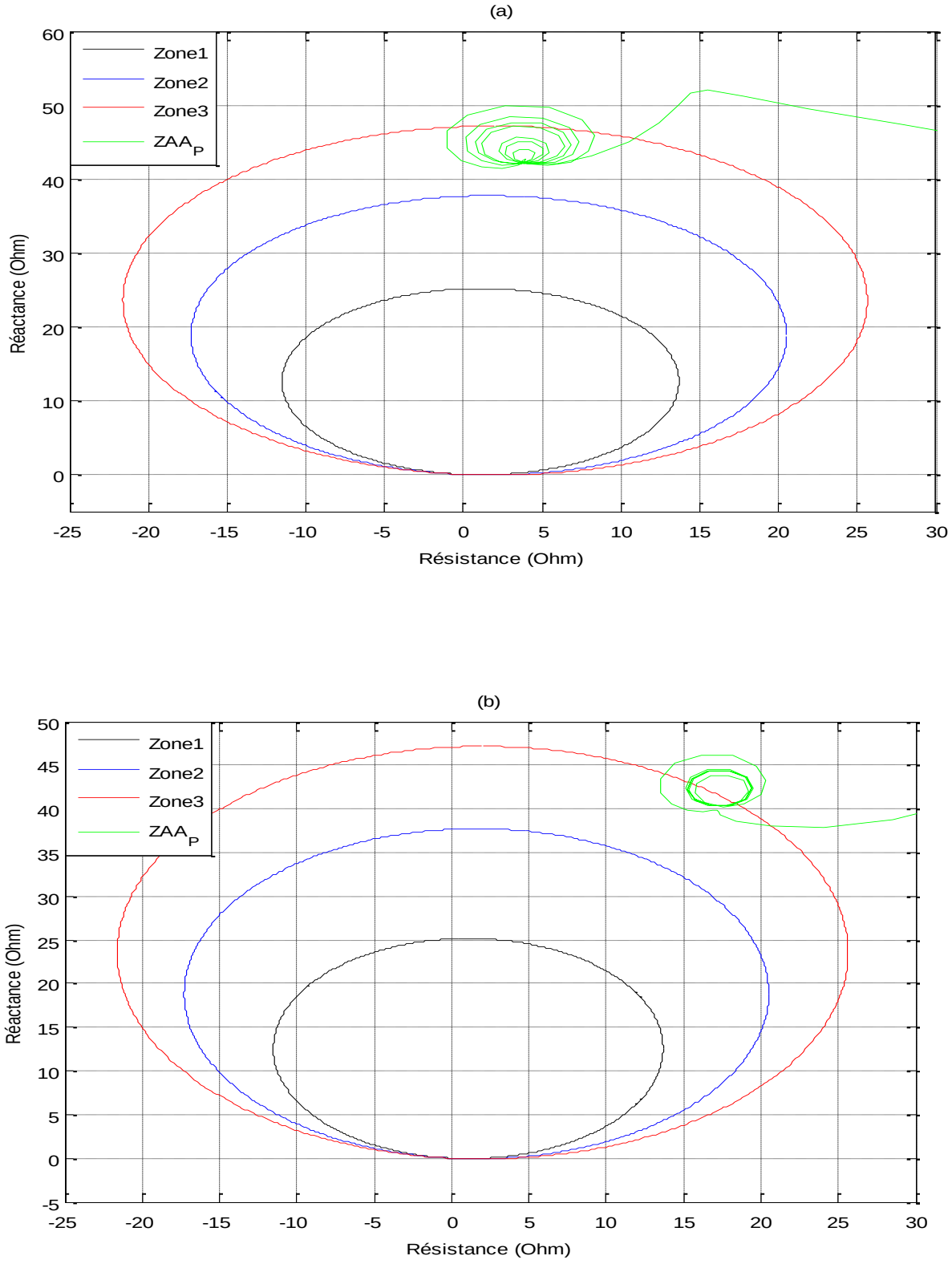


Figure IV.19 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre situé à 140 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f= 0.01 Ω, (b) : R_f = 5 Ω).

d) Défaut triphasé :

Les figures IV.20, IV.21 et IV.22 représentent les résultats des simulations du calcul de la trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé par le relais dans les trois cas cité précédemment respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut.

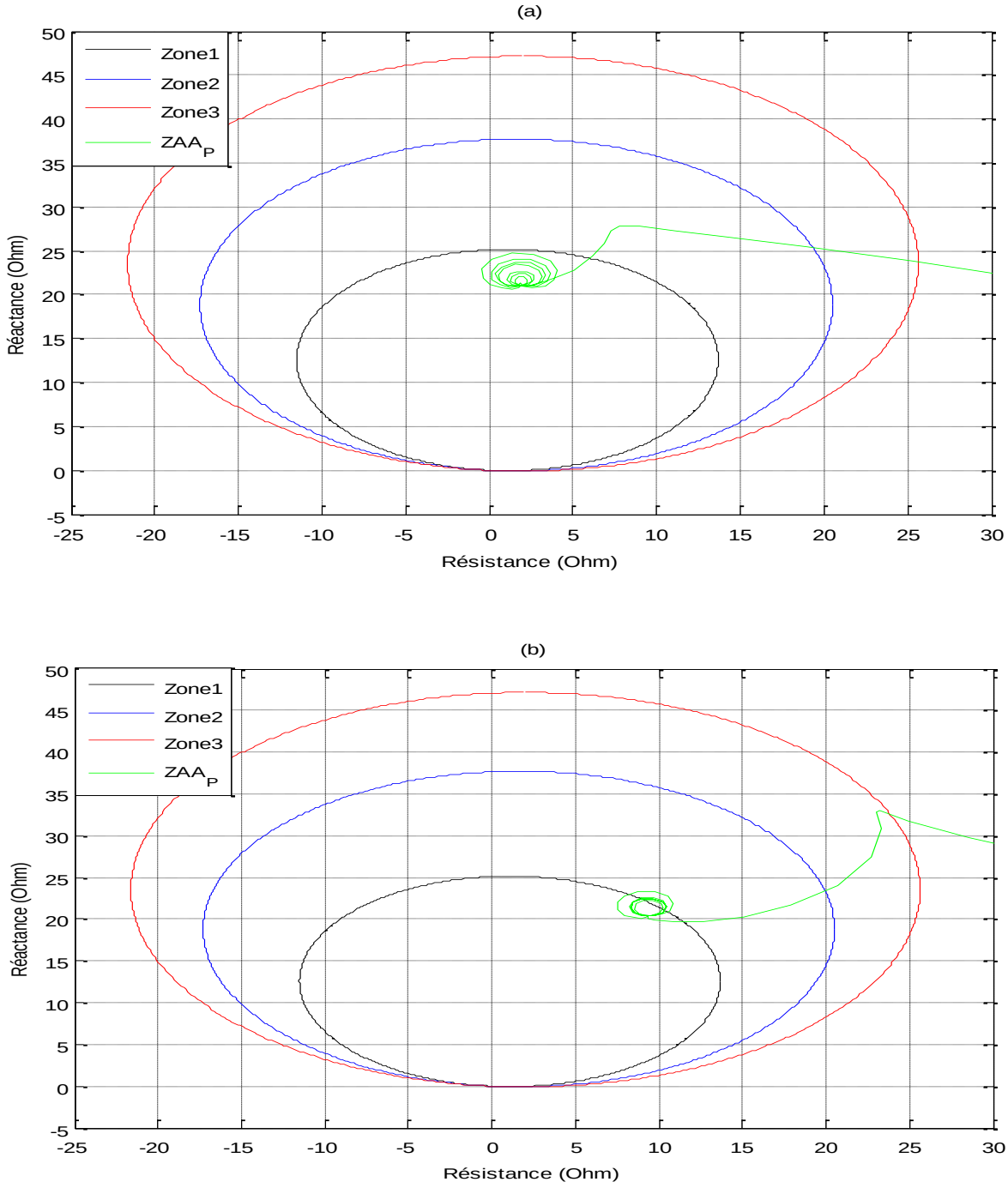


Figure IV.20 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 70 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : Rf=0.01 Ω, (b) : Rf=5 Ω).

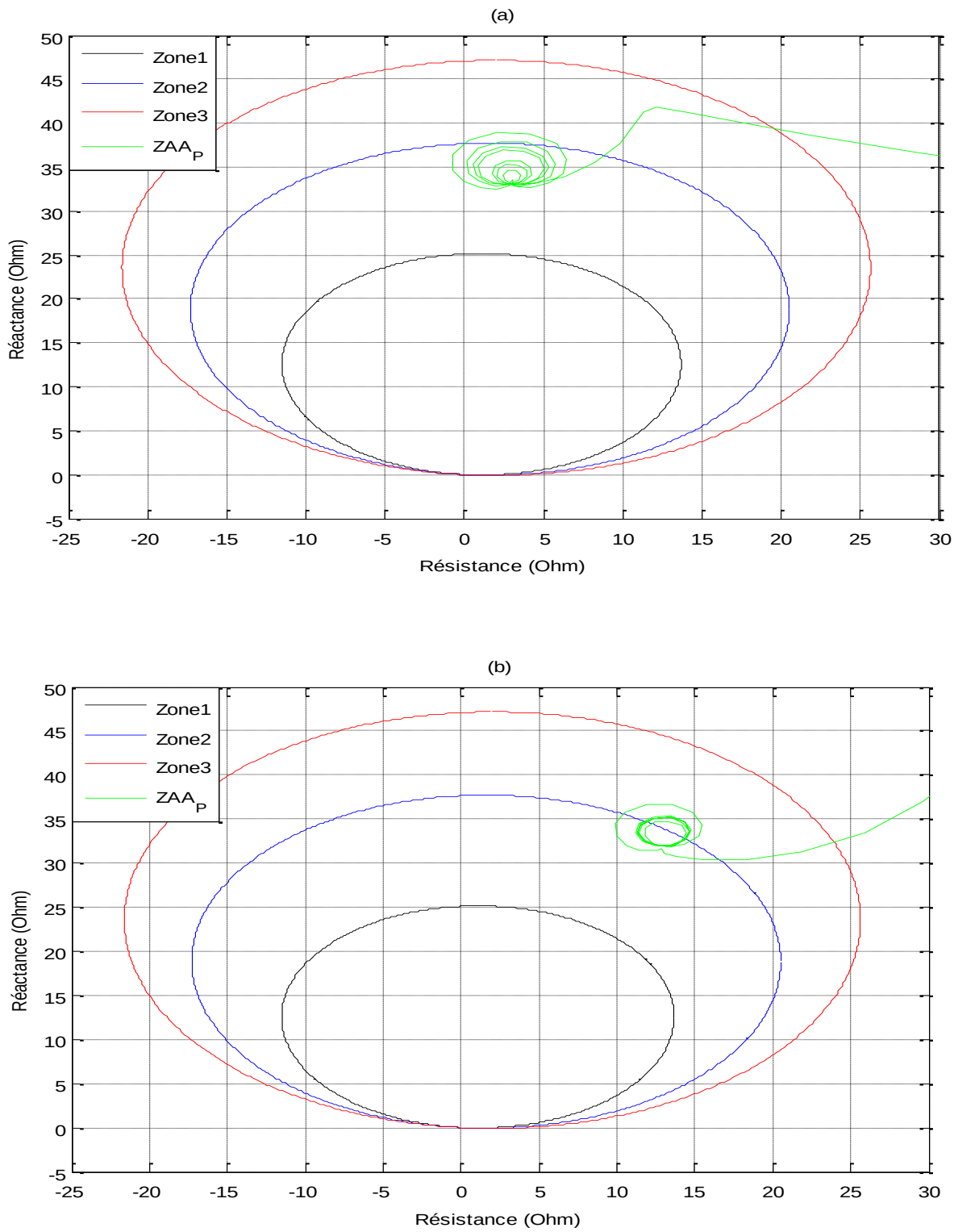


Figure IV.21 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 110 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : Rf=0.01 Ω, (b) : Rf=5 Ω).

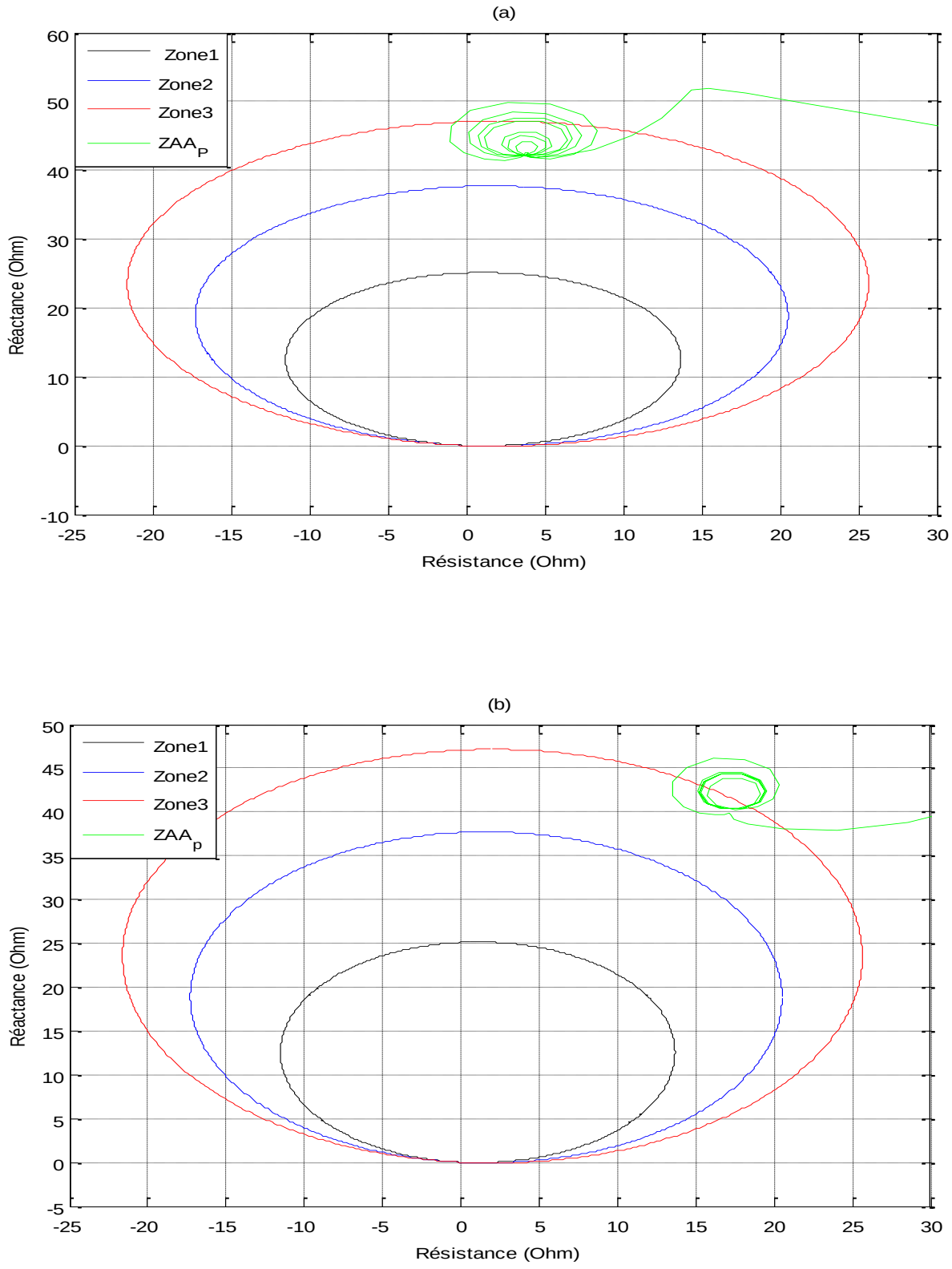


Figure IV.22 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 140 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : Rf=0.01 Ω, (b) : Rf=5 Ω).

IV.5.Interprétation des Résultats

D'après les résultats obtenus nous avons remarqué que notre relais assure parfaitement la détection pour tous les défauts dans ces trois zones de protection pour des résistances inferieur à cinq ohms. Cependant, dès que la valeur de la résistance de défaut dépasse les cinq ohms on a remarqué que l'impédance apparente calculé par le relais est déplacé de sa zone de protection désigné à l'autre zone du relais par exemple le défaut est dans la zone 1 est le relais le détecte dans la zone 2, si en augmente la résistance de défaut d'avantage le défaut passe de la zone 2 a la zone 3 jusqu'à sortir complétement des zones de protection du relais. A la fin on peut conclure que le relais MHO trouve des difficultés à protéger la ligne électrique à double circuit pour des défauts à faible courant (une grande valeur de la résistance de défaut) même si la l'effet mutuelle est pris en considération lors de la construction du relais ce phénomène est connue sous le non under-reach.

IV.6.Conclusion :

Ce chapitre est consacré à l'étude des problèmes associer à la protection des lignes électrique à double circuit où on a vu l'impact de la résistance de défaut et l'effet mutuelle sur l'estimation de la distance de défaut et à l'aide du programme de simulation MATLAB _Simulink on évaluer les performances de l'algorithme de calcul de l'impédance de défaut développé pour assurer la bonne fonctionnement des systèmes de protection. Les cas de test couvrent la plupart des conditions anormales incluant le déséquilibre de la ligne, les variations de la résistance du défaut et de paramètres du réseau. Tous les tests appliqués révèlent des résultats acceptables et une exécution prometteuse pour toutes les situations.

Conclusion Générale

Ce projet porte sur l'étude de la protection des lignes de transport d'énergie électrique à double circuit contre les différentes perturbations auxquelles il peut être soumis tels que les courts-circuits.

Les objectifs de ce travail ont été assignés et pris en charge à travers ces quatre chapitres constituant ce mémoire :

Dans le premier chapitre nous avons caractérisé la structure, l'architecture et l'exploitation du réseau électrique, l'étude des différents types des défauts notamment les courts-circuits et leurs origines et leurs conséquences sur le système électrique, afin de préserver le système de ces perturbations, il est nécessaire d'équiper le réseau par un système de protection approprié.

En effet, pour assurer la protection du réseau électrique, une étude des différents types de protection a été présentée dans le deuxième chapitre. Nous avons présenté en premier, le principe de fonctionnement de la protection à maximum de courant avec ces différentes caractéristiques à temps constant et à temps inverse. La description et les principes de fonctionnement de la protection différentielle et la protection de distances sont présentés par la suite. Enfin, la présentation et la description des différentes caractéristiques et réglages des zones de protection de distance, les erreurs de mesure dans la protection et ces fonctions supplémentaires.

Le troisième chapitre, traite la structure et la conception d'un relais de protection numérique. Les principaux modules internes du modèle de relais numérique sont présentés dans ce troisième chapitre. Ces modules sont : le module de mesure analogique, module de filtrage, module de conversion analogique-numérique (CAN), module de l'algorithme d'estimation des quantités des phases et le module de logique de relais (Microprocesseur).

Conclusion Générale

Le dernier chapitre est consacré à la modélisation et la simulation de la protection des lignes de transport d'énergie électrique à double circuit, nous avons utilisés le logiciel Matlab afin de réaliser un modèle de protection de distance en utilisant les caractéristiques d'un relais MHO.

Différents test on été effectués sur une ligne électrique à double circuit. Ces tests comprends tous les types de défaut possibles (monophasé, biphasé avec et sans terre et triphasé) et à différentes endroits de la ligne (70%, 110% et 140%) pour définir les limites des zones de fonctionnement et le comportement de la protection. Les résultats d'essai confirment la validité et l'efficacité de l'approche proposée.

Finalement, nous espérons que notre travail sera fort utile pour l'amélioration des connaissances des étudiants et constituera une étape pour aborder une étude plus approfondie sur la simulation des protections de réseau électriques par l'utilisation du logiciel de simulation MATLAB et d'autre logiciel.

Références Bibliographiques

[1] G. RAMI,**« Contrôle de tension auto adaptatif pour des productions décentralisées d'énergies connectées au réseau électrique de distribution »**. Ph. D. Thesis, INP Gronoble, 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] Groupe Sonelgaz, XD, **« Guide Technique de Distribution »**, Document technique de GroupeSONELGAZ, 1984.

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

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

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

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

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

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

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

[14] R. LADJEROUD, **« Protection Adaptative par Relais à Minimum d'Impédance »**, Mémoire de Magistère en Génie Electrique, Université M'Hamed BOUGARA, Boumerdes, 2006.

[15] L. G HEWITSON,M. BROWN, R. BALAKRISHNAN,**« Guide de la protection des équipements électriques »**, Paris : Dunod, 2007.

[16] G. ZIEGLER, **« Numerical Distance Protection, Principe and Application »** Third Edition, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München, 2008.

[17] GE Digital Energy, **« Line Protection with Distance Relay »,** Article : Art14.

[18] J.G. ANDRICHAK, G.E. ALEXANDER, « Distance Relay Fundamentals », GE Power Manager.

[19] G. ZIEGLER, **« Numerical Distance Protection, Principe and Application »**Fourth Edition, Siemens Aktiengesellschaft, Berlin und München, 2011.

[20] Alsthom, **« Network Protection and Automation Guide: Protective Relays, Measurement and Control »**, Second Edition, 2011.

[21] M. PETARD. **« Généralités sur la Protection des réseaux d'énergie Electrique: Relais de protection »**, EDF, 1961.

[22] Guide for Application of Current Transformers: used for Protective Purposes C37.110 IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 14, N°, 1, January 1999.

[23] J.L. BLACKBURN, **« Protective relaying. Principles and applications »**, New York Basel, Marcel Dekker Inc. Distribué en France parLibrairie Lavoisier (1987).

[24] Newcombe, et al. «**Protective Relay Application Guide»**, 1975, Scolor Press.

[25] **« Site Internet EDF partie protection HTB/HTA »**, Année 2008.

[26] Dj. LABED,**« Production Décentralisée et Couplage au Réseau »** Thèse Doctorat D'Etat, Université Mentouri Constantine, Année 2008.

[27] S.G. AQUILES PEREZ, **« Modeling Relays For Power System Protection Studies »**, Ph. D. Thesis, University of Saskatchewan Saskatoon, Saskatchewan, Canada, 2006.

[28] T. BOUTHIBA, **« Contribution au Développement de nouvelles techniques pour la protection des lignes de transport THT contre les surtensions de manœuvre et les défauts électriques »**, Thèse de Doctorat, USTO, 2004.

[29] Melle F.Z. ELMEZOUAR & MelleA. RAOUDl. **« La protection Numérique d'une Ligne Haute Tension »**, Thèse Ingénieur d'Etat ; Université DjillaliLiabes de Sidi Bel Abbès, Promotion 2008-2009.

[30] R. C. JAEGER, **« Tutorial: Analog Data Acquisition Technology »**, IEEE Micro,February 1982.

[31] P. G. McLaren, K. Mustaphi, G. Benmouyal, S. Chano, A. Girgis, C. Henville, M.Kezunovic, L. Kojovic, R. Marttila, M. Meisinger, G. Michel, M. S. Sachdev, V. Skendzic, T. S. Sidhu, and D. Tziouvaras, **« Software Models for Relays »**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 12, April 2001, pp. 238-45.

[32] Dr. Hamid H. Sherwali and Eng. Abdlmnam A. Abdlrahem, **« Simulation of numerical distance relays »**, Al-Fatah University, Tripoli-Libya.

[33] H. A. ELEKERMI, **« Localisation des Défauts dans les Lignes de Transport en utilisant les Valeurs Instantanées des Signaux »**, Mémoire de Magistère, USTO, 2008.

[34] SIEMENS AG, **« Protection de Distance 7SA6 V. 4.6 »**, 7SA6 Manuel, 2004.

[35] ABBACI Mohamed et KHOUAS Ahmed **« étude des différents types de protection des lignes HT»,** Mémoire de Master, université de Médéa, 2014.

[36] Dine mohamed**«Localisation des Défauts dans les Lignes de Transport d'énergie électrique à double circuit »,** Mémoire de Magister, U.S.T.O Oran, 2010.

[37] M. Saha, K. Wikstrom, J. Izyokowski, and E. Rosolowski, **«New accurate fault location algorithm for parallel lines»,** in Proc. 7th Int. Conf. Developments Power Syst. Protection , Amsterdam, Netherlands, 2001, pp. 407–410.

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

[39] Izykowski, J.; Rosolowski, E.; Saha, M, **«Adaptive digital distance algorithm forparallel transmission lines»,** IEEE Bologna Volume 2, Issue , 23-26 June 2003 Page(s):6 pp.

[40] BehnamMahamedi and JianGuo Zhu, **«Unsynchronized Fault Location Based on theNegative-Sequence Voltage Magnitude forDouble-Circuit Transmission Lines»,**IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL. 29, NO. 4, AUGUST 2014.

[41] lelogicielMatlab-Simulink, Toolbox, version 7.4.