الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. 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

Impact de la compensation série sur les systems de protection des lignes de transports d'énergie électrique

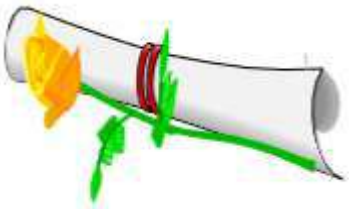
Proposé et dirigé par,

Dr : DINE Mohamed

Préparé et présenté par,

M. : ROUIBAH Mohamed

M. : SABOUR Ahmed



REMERCIEMENTS

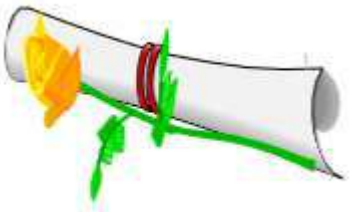
Nous tenons à remercier tout premièrement Allah le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.

Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à mon encadreur Dine mohamed pour avoir d'abord proposé ce thème, pour suivi continuel tout le long de la réalisation de ce mémoire et qui n'a pas cessée de nous donner ses conseils et ses orientations.

Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants surtout Sbaa Karim ,Mr Abdi ,notre prof KABACHE NADIR , Mlle A.Abadi , Mlle Hamidia et le chef de département Génie électrique qui a contribué à notre formation Par ailleurs, Nos remerciements à tous les membres du jury qui ont accepté de juger notre travail.

En fin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à Mr Madjid Aliouane ,Lakrout aek,Mr ABACI MOHAMED, et tous les collègues du travail

Rouibah mohamed



DEDICACE

Je dédiée ce travail à:

Ma Mère,

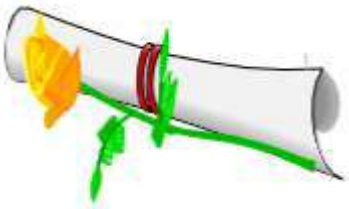
A mon Père ,

A Ma Femme et mes enfants,

A tous mes amis de groupe sonelgaz,

A tous les étudiants de promotion 2018/2019

Rouibah mohamed



REMERCIEMENTS

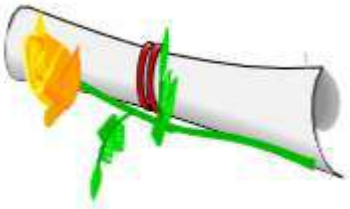
Nous tenons à remercier tout premièrement Allah le tout puissant pour la volonté, la santé et la patience, qu'il nous a donné durant toutes ces longues années.

Ainsi, nous tenons également à exprimer nos vifs remerciements à mon encadreur Dine mohamed pour avoir d'abord proposé ce thème, pour suivi continuel tout le long de la réalisation de ce mémoire et qui n'a pas cessée de nous donner ses conseils et ses orientations.

Nos remerciements vont aussi à tous les enseignants surtoutSbaa Karim ,Mr Abdi , Mlle A.Abadi , Mlle Hamidia et le chef de département Génie électrique qui a contribué à notre formation Par ailleurs, Nos remerciements à tous les membres du jury qui ont accepté de juger notre travail.

En fin, nous tenons à exprimer notre reconnaissance à Mr SABOUR MUSTAPHA ,ABACI MOHAMED et tous les collègues du travail

SABOUR AHMED



DEDICACE

Je dédiée ce travail à:

Ma Mère,

A mon Père ,

A Ma Femme et mes enfants,

A tous mes amis de groupe sonelgaz,

A tous les étudiants de promotion 2018/2019

SABOUR AHMED

Tables des Matières

Liste des Figures..... viii
Liste des Tableaux..... xii
Liste des Abréviations..... xiii
Liste des Symbole..... xvi
Introduction Générale..... 1

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

I.1. Introduction :..... 3
I.2. Structure de Réseaux Electrique :..... 3
I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion :..... 3
I.2.2. Réseaux de répartition :..... 3
I.2.3. Réseaux de distribution :..... 4
I.2.3.1. Réseaux de distribution à moyenne tension :..... 5
I.2.3.2. Réseaux de distribution à basse tension :..... 6
I.3. Nouveau Domaines de Tension..... 6
I.3. 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 :..... 7
I.4.1.2.1. Formes des Courts-circuits :..... 8
I.4.1.2.2. Durée des Cour-circuits :..... 8
I.4.1.2.3. Courant de Court-circuit :..... 8
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 :..... 9
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 :..... 12
I.4.3. Les surcharges :..... 12
I.4.4. Les oscillations :..... 12
I.4.5. Les déséquilibres :..... 12
I.5. Protection de Réseaux Electrique :..... 13
I.5.1. Système de Protection :..... 13

a). Définition : 13
b). Système de Protection : 13
c). Contraintes supplémentaires pour la Protection : 13
I.5.2. Qualité principale d'un Système de Protection : 14
I.5.2.1. Rapidité : 14
I.5.2.2. Sélectivité : 14
a). Sélectivité ampèremétrique : 14
b). Sélectivité chronométrique : 14
c). Sélectivité logique : 16
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 : 21
II.3.1.2. Relais à temps dépendant (inverse) : 21
II.3.2. Protection par relais à maximum de courant directionnelle : 21
II.4. Protection différentielle : 22
II.4.1. Protection différentielle longitudinale : 22
II.4.2. Protection différentielle transversale équilibrée : 23
II.4.3. Protection différentielle courant utilisant comme support des faisceaux hertziens ou des fibres optiques : 24
II.5. Protection de distance : 25
II.5.1. Principe de base : 25
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 : 28
II.5.3.3. Caractéristique Mho : 29
II.5.3.4. Caractéristique Quadrilatérale: 32
II.5.3.5. Caractéristique Lenticulaire: 32
II.5.3.6. Autres Caractéristiques: 33

II.5.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance :..... 33
II.5.4.1. Zone 1 :..... 33
II.5.4.2. Zone 2 :..... 34
II.5.4.3. Zone 3 :..... 34
II.5.4.4. Zone 4 :..... 35
II.5.5. Les erreurs de mesure dans la protection de distance :..... 36
II.5.5.1. Variation des impédances le long de la ligne :..... 36
II.5.5.2. Influence du couplage mutuel dans les lignes à double circuit :..... 37
II.5.5.3. Influence du rapport R/X :..... 38
II.5.5.4. Effets de la résistance de l'arc de défaut :..... 39
II.5.5.5. Erreurs des réducteurs de courant :..... 39
II.5.5.6. Influence de la charge :..... 39
II.6. Protection des lignes de transport en utilisant les liens de communication :..... 40
II.6.1. Comparaison de phase :..... 40
II.6.1.1. Protection à support de transmission haut fréquence :..... 41
II.6.1.2. Protection à support de transmission BF :..... 42
II.6.2. Comparaison de direction :..... 43
II.6.2.1. Protections à zone réduite :..... 43
II.6.2.2. Protections à zone étendue :..... 43
II.7. Conclusion :..... 44

CHAPITRE III : Généralité sur la compensation de l'énergie réactive

III.1 Introduction.....45
III.2 Exploitation d'un réseau électrique.....45
III.3 Compensation de la puissance réactive..... . 46
III.4 Principe de la compensation.....47
III.5 Les méthodes de la compensation traditionnelle..... 49
III.5.1 Compensation traditionnelle shunt..... 49
III.5.2 Compensation traditionnelle série..... 55
III.5.2.1 Les effets de la compensation série sur lessystèmesélectro Energétique..... 59
III.5.2.2 Les avantages de la compensation série..... 61
III.6 Comparaison entre la compensation série et la compensation shunt.....61
III.7conclusion 61

Chapitre VI Protection des lignes de transport d'énergie électrique avec compensation Série

IV.1.Introduction……62

IV.2.Protection du condensateur série……62

IV2.1.Principe de fonctionnement de la varistance (MOV)…… . 64

IV.3. Problème associé à la compensation série dans la protection des lignes électriques ..… 65

IV.3.1. Phénomène d'inversion d'amplitude de tension ……66

IV.3.2. Phénomène d'inversion de courant…… 67

IV.3.3. L'impact de la compensation série sur l'estimation de la distance de défaut..... ...68

IV.3.4. Le phénomène de résonance sous synchrone…… 70

IV.3.4.a.L'emplacement du compensateur série…… 71

IV.3.4.b. Algorithme de calcul de l'impédance de défaut…… 72

IV.4. Simulation…… 73

IV.4.1. Réseau d'étude…… 73

IV.4.2 Logiciel utilise…… 75

IV.5. Evaluation des performances de l'algorithme…… 75

IV.5.1. Calcul de l'impédance de défaut…… 78

IV.5.1.1. Résultats de simulation :…… 79

IV.6. Interprétation des Résultats…… 92

IV.7.Conclusion : …… 92

Conclusion générale : …… 93

Liste des Abréviations

$\boldsymbol{HT}$, : Haute Tension.

$\boldsymbol{BT}$, : 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.

$\boldsymbol{Z_{CC}}$: Impédance de Court Circuit.

$\boldsymbol{R_{Défaut}}$: Résistance de Défaut.

$\boldsymbol{\varphi_{Charge}}$: Angle de Charge.

$\boldsymbol{P}$: Puissance Active.

$\boldsymbol{Q}$: Puissance Réactive.

$\boldsymbol{X_1, X_2 \text{ et } X_0}$: Réactance Directe, Inverse et Homopolaire.

$\boldsymbol{R_1, R_2 \text{ et } R_0}$: Résistance Directe, Inverse et Homopolaire.

$\boldsymbol{Z_1, Z_2 \text{ et } Z_0}$: Impédance Directe, Inverse et Homopolaire.

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

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

$\boldsymbol{\rho}$: Résistance spécifique de la terre.

$\boldsymbol{R_E}$: Résistance de terre.

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

$\boldsymbol{\delta_U}$: Erreur angulaires des transformateurs de tension.

$\boldsymbol{\delta_I}$: Erreur angulaires des transformateurs de Courant.

$\boldsymbol{f_{max}}$: La fréquence maximum.

$\boldsymbol{f_0}$: La fréquence de coupure.

$\boldsymbol{V_{Source}}$: La tension de la source.

$\boldsymbol{R_{Source}}$: La résistance de la source.

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

$\boldsymbol{C_{Source}}$: La capacitance de la source.

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

$\boldsymbol{K_1}$: La 1ère pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

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

$\boldsymbol{K_2}$: La 2ème pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage.

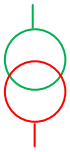
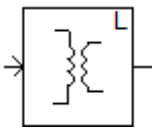
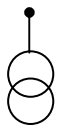
$\boldsymbol{TD}$: Valeur de réglage de Multiplicateur de Temps.

$\boldsymbol{I}$: Courant de Défaut.

$\boldsymbol{I_P}$: Valeur de réglage de courant d'excitation.

$\boldsymbol{A, B, K, p}$: 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

Liste des figures

Figure I.1 : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique…… 05

Figure I.2 : différents formes des Courts-circuits……8

Figure I.3 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique…….……15

Figure I.4 : Principe de la sélectivité chronométrique……15

Figure .I.5 : Principe de la sélectivité logique…….……..….16

Figure.I.6 : Fiabilité d'une protection…….…….…..…….17

Figure .I.7 : 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

pour un angle……22

Figure II.5 : Protections différentielles longitudinal 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 (Protection

Différentielle DIFL du constructeur GEC Alsthom)……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. ……27

Figure II.11 : Caractéristique purement réactive……28

Figure II.12 : Caractéristique purement impédante……29

Figure II.13 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle)……30

Figure II.14 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne passe par le centre du cercle)……31

Figure II.15 : Caractéristique Quadrilatérale……32

Figure II.16 : Caractéristique Lenticulaire……32

Figure II.17 : Autres Caractéristiques utilisées……33

Figure II.18 : Caractéristique des la Zone 1 Mho……34

Figure II.19 : Caractéristique des trois Zones Mho……35

Figure II.20 : Zones de la Protection de distance ……36

Figure II.21 : Ligne à double circuit (double terne)……37

Figure II.22 : Effet de la résistance de l'arc……39

Figure II.23 : Empiétement de la charge……40

Figure II.24 : Principe de fonctionnement de la protection à comparaison de phase P10 du constructeur GEC Alsthom……42

Figure II.25 : Protections à zone réduite……43

Figure II.26 : Protections à zone étendue [23][13]……44

Figure III 1 :puissance transités entre deux réseaux ……45

Figure III.2 : circuit sans compensation : (a) schéma unifilaire

(b) représentation de Fresnel…….……..…48

Figure III.3 circuit avec compensation : (a) schéma unifilaire

compensateur synchrone……..……...48

Figure III.4: schéma d'alimentation d'un réseau électrique avec

une compensation série ……..……50

Figure III.5 : Différents types de compensateur shunt……..51

Figure III.6 : Représentation du couplage des condensateurs (étoile ou triangle)..52

Figure III.7 :Modèle en p d'une ligne de transport…….53

Figure III.8 : principe de compensation shunt

, (a) sans compensation,(b) avec compensation……55

Figure III.9 : Principe de la compensation série,

(a) sans compensation, (b) avec compensation……56

Figure II.10 : Caractéristique P(δ) d'un réseau compensé série avec des valeurs de la capacité de condensateur variable……..57

Figure III.11 : schéma d'alimentation d'un réseau électrique

avec une compensation série……58

Figure III.12 : impact de la compensation série sur la stabilité de la tension…….59

Figure III.13 : impact de la compensation série sur la stabilité angulaire……...60

Figure IV.1 : Classification des systèmes de protection du condensateur série……62

Figure.IV.2 : Caractéristiques tension-courant du MOV……..…….……..65

Figure. IV.3 : Phénomène d'inversion de tension sur une ligne

avec compensée série…….……..…66

Figure.IV.4 : Phénomène d'inversion de courant sur une ligne

avec compensée série……..……..67

Figure.IV.5 : Caractéristiques élémentaires de la première zone

d'un relais MHO pour une ligne de transmission avec compensation

série placé au milieu……..…..……..69

Figure.IV.6 : Caractéristiques élémentaires de la première zone

d'un relais MHO pour une ligne de transmission avec

compensation série placé à l'extrémité de la ligne…….……..70

Figure.IV.7 : Effet de la résonance sous-synchrone sur le relais MHO…….……..71

Figure.IV.8 : Différents emplacements du compensateur série

dans le réseau électrique……..…….....72

Figure.IV.9 : Réseau considéré pour l'étude…….…….…….74

Figure.IV.10 : Réseau simulé sur Simulink-Matlab…….……75

Figure.IV.11a : Tensions des trois phases de la ligne en défaut

au jeu de barres A…….…….…….76

Figure.IV.11b : Courants des trois phases de la ligne en défaut

au jeu de barres A…….…….…….76

Figure.IV.12.a : la chute de tension à travers le compensateur série

de la phase en défaut (phase a)…….…….77

Figure.IV.12.b : le courant dans le MOV……..…..77

Figure.IV.12.c : Energie dans le MOV……78

Figure.IV.13 : Caractéristique d'un relais de protection MHO……..……..79

Figure IV.14 Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé

à 75 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut ((a)

: Rf= 0.01 Ω, ((b) : Rf= 10 Ω ……...……..……..80

Figure IV.15 :Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé

à 115 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut ((a)

: Rf= 0.01 Ω ((b) : Rf= 10 ……..……...…….81

Figure IV.16 :Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé

à 145 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut ((a)

: Rf= 0.01 Ω,(b) :Rf= 10 Ω……..…….82

Figure IV.17 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé situé

à 75 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut ((a)

: Rf=0.01 Ω, (b) : Rf = 10 Ω ……83

Figure IV.18 :Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé situé

à 115 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut ((a)

: Rf=0.01 Ω, (b) : Rf= 10 Ω……...…….……84

Figure IV.19:Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé situé

à 145 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut ((a)

: Rf=0.01 Ω, (b) : Rf= 10 Ω……..85

Figure IV.20 :Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre

situé à 75 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut

(a) : Rf=0.01 Ω, (b) : Rf = 10 Ω……..……..86

Figure IV.21 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre situé à 115 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut (a) : Rf=0.01 Ω, (b) : Rf = 10 Ω ……..…..…….87

Figure IV.22 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre situé à 145 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut (a) : Rf=0.01 Ω, (b) : Rf= 10 Ω…….……..88

Figure IV.23 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 75 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut (a) : Rf=0.01 Ω, (b) : Rf= 10 Ω ……...…….…….89

Figure IV.24 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 115 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut (a) : Rf=0.01 Ω, (b) : Rf=10 Ω ……..…….……..90

Figure IV.25 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 145 km du jeu de barre A pour une valeur de résistance de défaut (a) : Rf=0.01 Ω, (b) : Rf= 10 Ω…….……91

Listes des tableaux

Tableau.I.1 : Tableau des domaines de tension **…….……..…..06**

Tableau .I.2 : Les niveaux essentiels de tension en Algérie (SONELGAZ)**……..…..…..07**

Tableau I-3 Exemple d'Analyse statistique des défauts sur un réseau HT**…….10**

Tableau I-4 Exemple d'Analyse statistique des défauts sur les équipements HT**…….…11**

Tableau II.1 : Réglage du rapport R/X **……..……38**

Tableau IV.1: Equation de calcul de l'impédance de défaut**…….……..73**

Tableau IV.2 : Paramètres du réseau**……...……74**

Introduction générale :

L’énergie électrique occupe une place très importante dans toutes les branches de l’économie moderne et de la vie courante. La consommation de l’énergie électrique augmente considérablement. Il est admis d’une manière générale, que depuis le début du dix-neuvième siècle l’énergie électrique consommée dans le monde double en moyenne tous les dix ans. Le rôle des systèmes d’énergie électrique est de fournir aux utilisateurs le produit électricité au moindre coût dans des conditions de qualité et de sécurité satisfaisantes.

La mise à jour des réseaux de transport traditionnelle se fait généralement par la construction de nouvelles lignes de transport pour augmenter le transit de puissance pour satisfaire la demande en énergie électrique. Malheureusement cette mise à jour devient extrêmement difficile en raison de pressions économiques et environnementales.

La solution de ces problèmes passe par l’amélioration du contrôle des systèmes électriques déjà en place depuis quelques années. Il faut doter ces systèmes d'une certaine flexibilité leur permettant de mieux s'adapter aux nouvelles exigences. Le développement des dispositifs de compensation a ouvert des nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques. Ainsi, les transits de puissance sont mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui a permis d'augmenter les marges de stabilité ou de tendre vers les limites thermiques des lignes.

Plusieurs techniques de compensation traditionnelle du réseau ont été utilisées. Cela comprend la technique de compensation shunt qui consiste en un groupe de condensateurs en parallèle avec l'inductance équivalente de la ligne de transport qui intervient sur la tension à chaque barre, par contre la compensation série consiste en un groupe de condensateurs en série avec l'inductance équivalente de la ligne de transport qui intervient sur l'impédance équivalente de la ligne de transport. L’importance de la compensation série dans le but d'améliorer la capacité de transport des lignes, a été reconnue et n'a fait que croître au cours des dernières années.

Toutefois, en raison de la complexité accrue due à l'interaction de la compensation série dans le système de transmission, les transitoires superposés à la tension de fréquence fondamentale et les formes d'onde des courants (en particulier celles des défauts de court-circuit) peut être considérablement différentes de celles des systèmes n'utilisant pas des

dispositifs de compensation et il en résultera des changements rapides dans paramètres système tels que l'impédance de ligne et l'angle de puissance.

Dans notre travail ,nous intéressons particulièrement à l'étude de l'impact de la compensation série sur les systèmes de protection des lignes de transport d'énergie électrique).

Cette étude est structurée en quatre chapitres

Au premier chapitre nous exposons l'architecture générale du réseau de transport, ainsi que les différents types de défauts sur le réseau et leurs systèmes de protection.

Le deuxième chapitre portera sur l'étude globale des systèmes de protection des lignes de transports d'énergie électrique et à l'étudier d'une façon générale des différents types de défauts dans le réseau de transport et leurs conséquences.

Le troisième chapitre est consacré à la présentation de la compensation de l'énergie réactive et ses effets sur les systèmes électro-énergétique .

Dans le dernier chapitre nous avons présenté la modélisation et simulation des protections des lignes de transports de l'énergie électrique en présence d'une compensation série en utilisant le logiciel MATLAB SIMULINK.

Enfin, nous clôturons nôtre travail par une conclusion générale dans laquelle on résume les résultats obtenus.

CHAPITRE I

GENERALITE SUR LES DEFAUTS DANS LES LIGNES DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE

I.1. Introduction

Le risque d'apparition d'un incident sur le réseau n'est pas nul car il est lié à de nombreux paramètres aléatoires. Le risque du court-circuit est le plus fréquentalors que les autres défauts du réseau qui se produisent tel que la coupure d'une phase, la surcharge, l'instabilité, la surtension etc… sont moins fréquents.

Les défauts peuvent se produire entre conducteurs, entre conducteurs et la terre, ou être dus à la détérioration du milieu isolant, qu'ils soient détruits par une contrainte exagérée ou une action physique ou qu'ils soient traversés accidentellement par des objets métalliques ou conducteurs. Dans tous ces cas, le défaut se produit en un point bien défini du réseau et peut donc être éliminépar le fonctionnement de la protection (disjoncteurs, fusibles …). De tels défauts d'isolement affectent la stabilité normale du réseau. De plus, la dissipation d'énergie étant localisée, il peut en résulter des dommages importants à l'emplacement du défaut. Ces deux actions sont directement liées à l'amplitude du courant de défauts et à sa durée.

I.2. Structure de Réseaux Electrique :

I.2.1. Réseaux de transport et d'interconnexion [1][2][3]:

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,
- ✓ Réseaumaillé.

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 **[1][3]**.

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 **[4][5].**

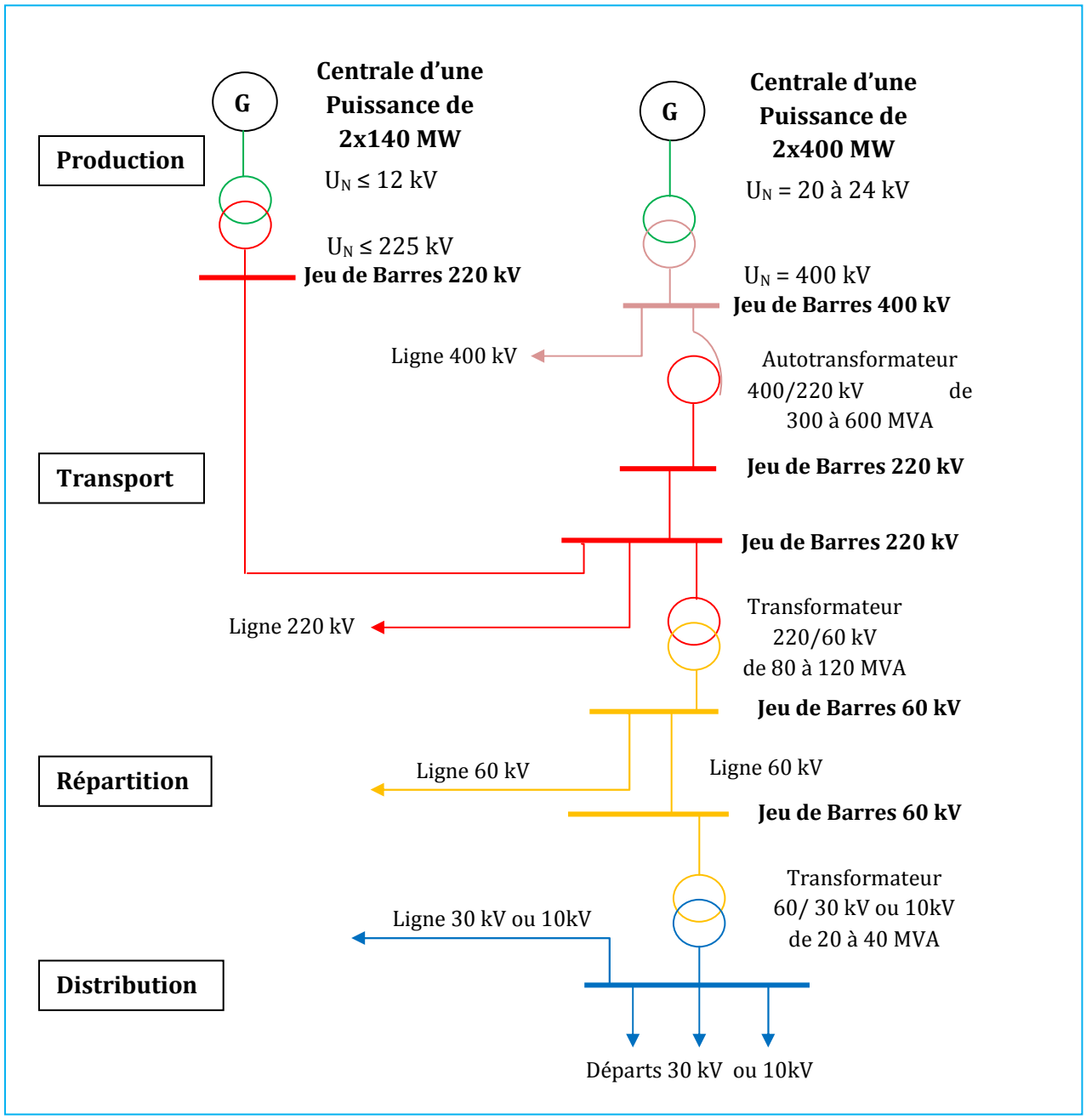


Figure I.1 : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique.

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.

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

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 [6].

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

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

I.4. les différents types de défautdu réseau électrique :

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 **[3][8].**

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 :

Les courts-circuits sont caractérisés par leur forme, leur durée et l'intensité du courant.

a) formes des courts-circuits :

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

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

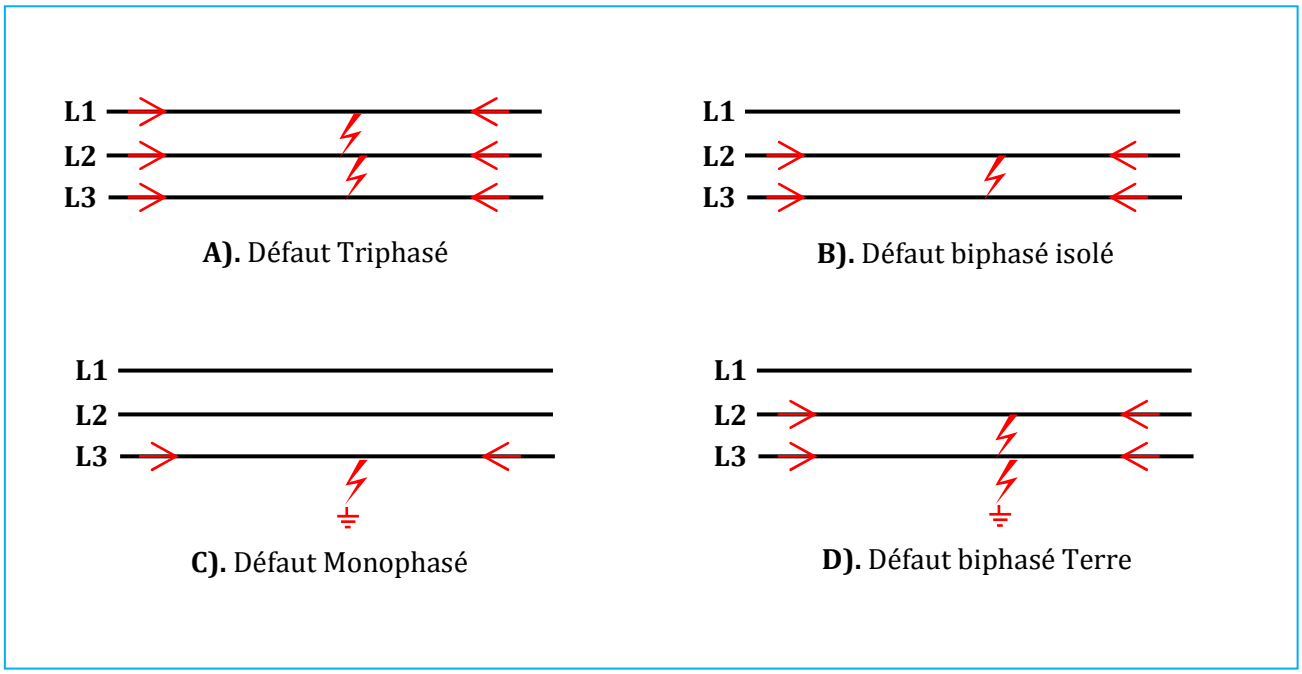


Figure I.2 :différents formes des Courts-circuits.

b)duree des cour-circuits[3] [9] [10]:

- ✓ **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-circuits 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 [9] :

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 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 en fonction des 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

En plus des statistiques énoncés aux tableaux I.1 et I.2**[10]**ci dessous, on peut mentionner que dans 70% des cas pour les lignes aériennes à haute tension, le ré-enclenchement de lignes est effectué avec succès. D'autre part, il est intéressant de signaler que les défauts non équilibrés peuvent évoluer en défaut triphasé s'ils ont une certaine durée, par exemple 0,8 *à* 1 seconde, pour les conducteurs à l'air libre.

Le tableau I-3 Donne un exemple d'Analyse statistique des défauts sur un réseau HT.

Tableau I-3 Exemple d'Analyse statistique des défauts sur un réseau HT

Type de défauts	Pourcentage du total (%)
Phase Terre	8 3
Biphasé isolé	9
Biphasé terre	*5*
Triphasé isolé	1.5
Isolé Terre	1.5

Le tableau I-4 Donne un exemple d'Analyse statistique des défauts sur les équipements haute tension.

Tableau I-4 Exemple d'Analyse statistique des défauts sur les équipements HT.

Équipement	Pourcentage du total (%)
Lignes aériennes et câbles	70
Transformateur de puissance	20
Ensemble d'alternateurs / transformateurs	6.5
Appareillage de coupure et jeux de barre	3.6

Les défauts à la terre affectent moins la stabilité du réseau que les défauts entre phases, en particulier si le courant de défaut à la terre est limite, c'est – à dire si le réseau n'est pas effectivement mis la terre et en de nombreux points. Même si le courant est limité, une élimination rapide s'impose lorsque le défaut se situe dans un transformateur ou une machine. La détection des défauts à la terre est facilitée par leur nature déséquilibrée.

Dans le cas des défauts. Biphasés, le choc sur le réseau est proportionnellement plus important mais encore leur nature déséquilibrée facilite la détection.

Les défauts triphasés infligent au réseau le choc le plus important, particulièrement lorsqu'ils se produisent à proximité d'un jeu de barres et un fonctionnement rapide des systèmes de protection est souhaitable. Ces défauts sont sensiblement équilibrés; il est difficile, pour des courants de défauts peu élevés, de les distinguer des courants de charge. Le couplage entre conducteurs à haute tension et circuits à basse tension, tels que certains circuits de télécommunication, peut causer des problèmes de perturbations par induction (courant et tension). Les défauts impliquant une ou deux phases et la terre ont des effets très importants à ce point de vue.

Des défauts peuvent se produire simultanément en différents points, en général sur des phases différentes mais peu fréquemment, et dans ce cas, surtout sur les réseaux à neutre isolés ou mis à la terre. Les défauts par rupture de conducteurs peuvent se produire mais rarement. Cela survient assez souvent par la chute de branches ou d'arbres. Tous ces défauts peu fréquents n'ont pas de conséquence particulièrement grave mais posent en général des problèmes difficiles de protection. Les défauts entre spires se produisent sur les enroulements des machines ou des transformateurs. Ces défauts peuvent donner naissance à des courants très importants dans la partie défectueuse et détériorer le matériel. Il est souhaitable de les éliminer rapidement. Les défauts entre spires peuvent n'entraîner qu'un courant relativement faible dans le circuit de raccordement, ce qui rend leur détection parfois difficile, Des défauts de circuits magnétiques de transformateurs peuvent se produire en raison d'une rupture de l'isolation du noyau et entraîner une circulation de courant de Foucault très importante.

I.4.2. Les Surtension :

On distingue différents types de surtension telle que :

- ✓ Les surtensions de manœuvres.
- ✓ Les surtensions de foudre.
- ✓ Les surtensionslentes.

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.

Lechoix 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 eteffectuaient 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 :

- Elles ne doivent pas limiter la souplesse d'utilisation du réseau protégé en interdisant certains schémas d'exploitation (réseaux bouclés, maillés, radiaux).
- 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][11][12][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 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 Ampéremétrique :

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.3**) 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).

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.

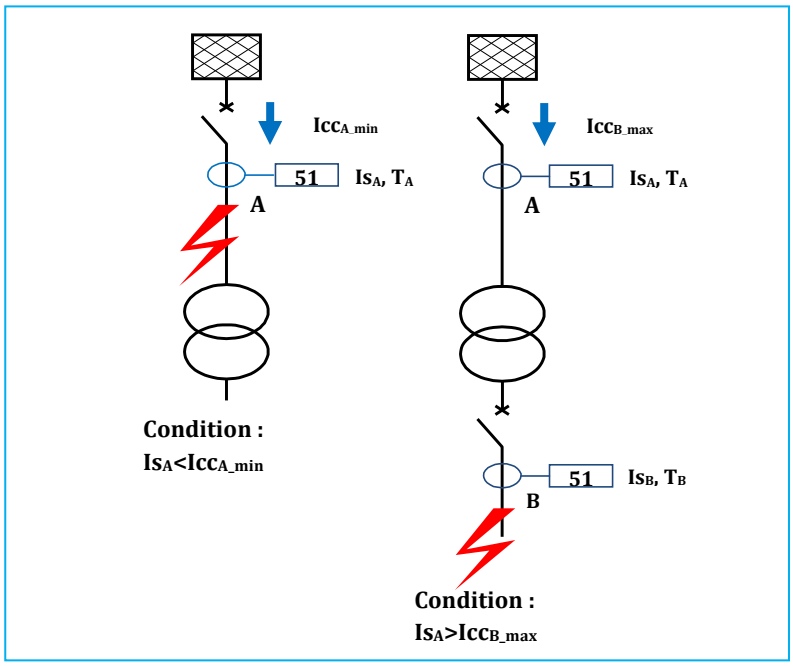


Figure I.3 : Fonctionnement d'une sélectivité ampèremétrique.

Ainsi, sur le schéma (**Figure I.3**), 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'intervallede sélectivité.

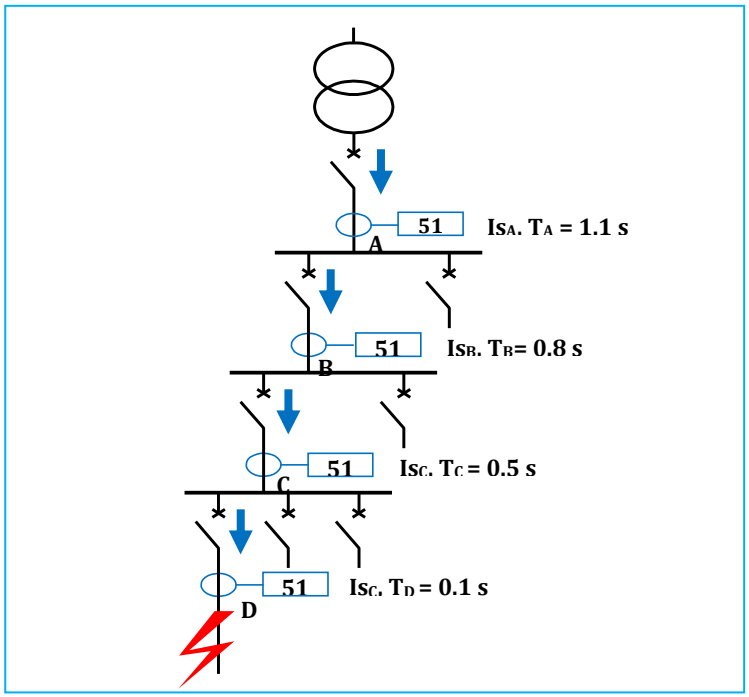


Figure I.4 : Principe de la sélectivité chronométrique.

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.5**).

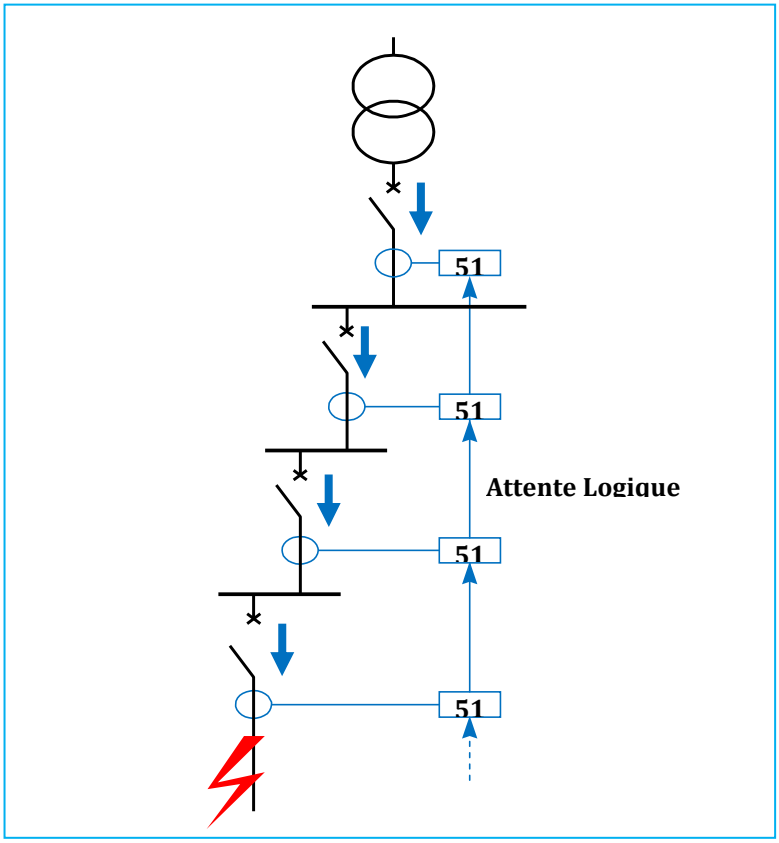


Figure I.5 : Principe de la sélectivité logique.

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 maximum de courant 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 ordred'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 due 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 due 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.

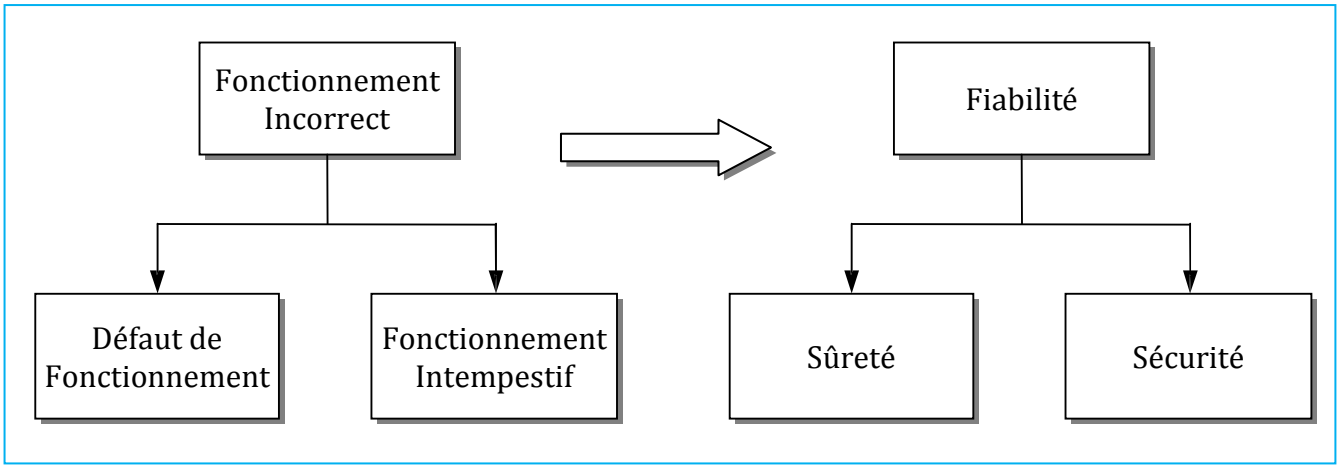


Figure I.6 : Fiabilité d'une protection.

On peut améliorer la fiabilité en associant plusieurs protections, mais, comme on peut le voir sur la (**Figure I.5)**, sûreté et sécurité sont deux exigences contradictoires (**Figure I.7**).

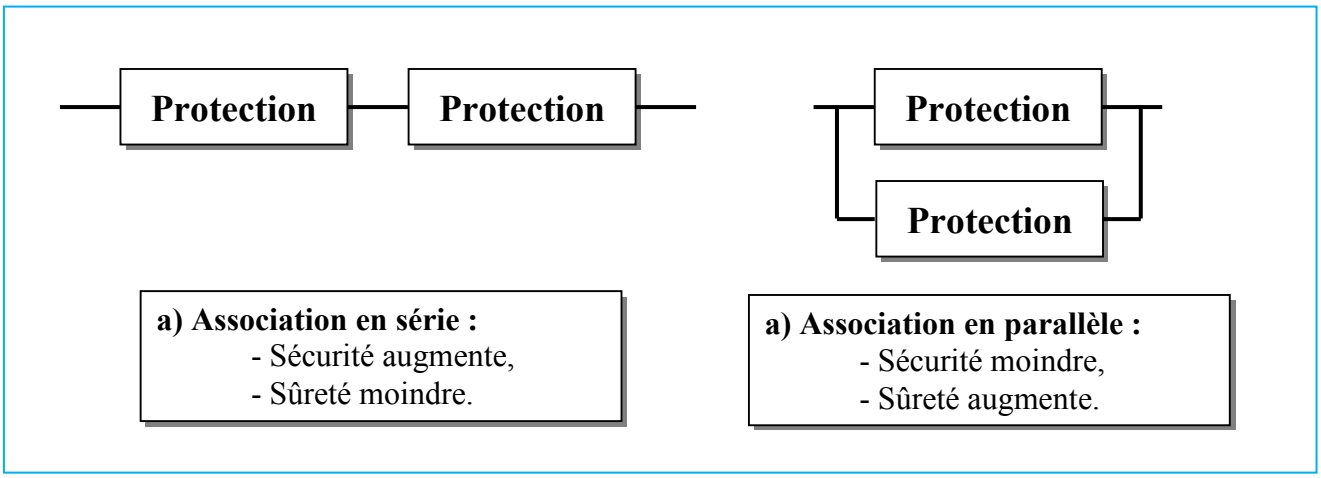


Figure I.7 : Association de protection.

I.6 Conclusion :

Ce chapitre présente la structure typique du réseau 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.

CHAPITRE II

GENERALITE SUR LES SYSTEMES DE PROTECTION DES LIGNES DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE

II.1. Introduction :

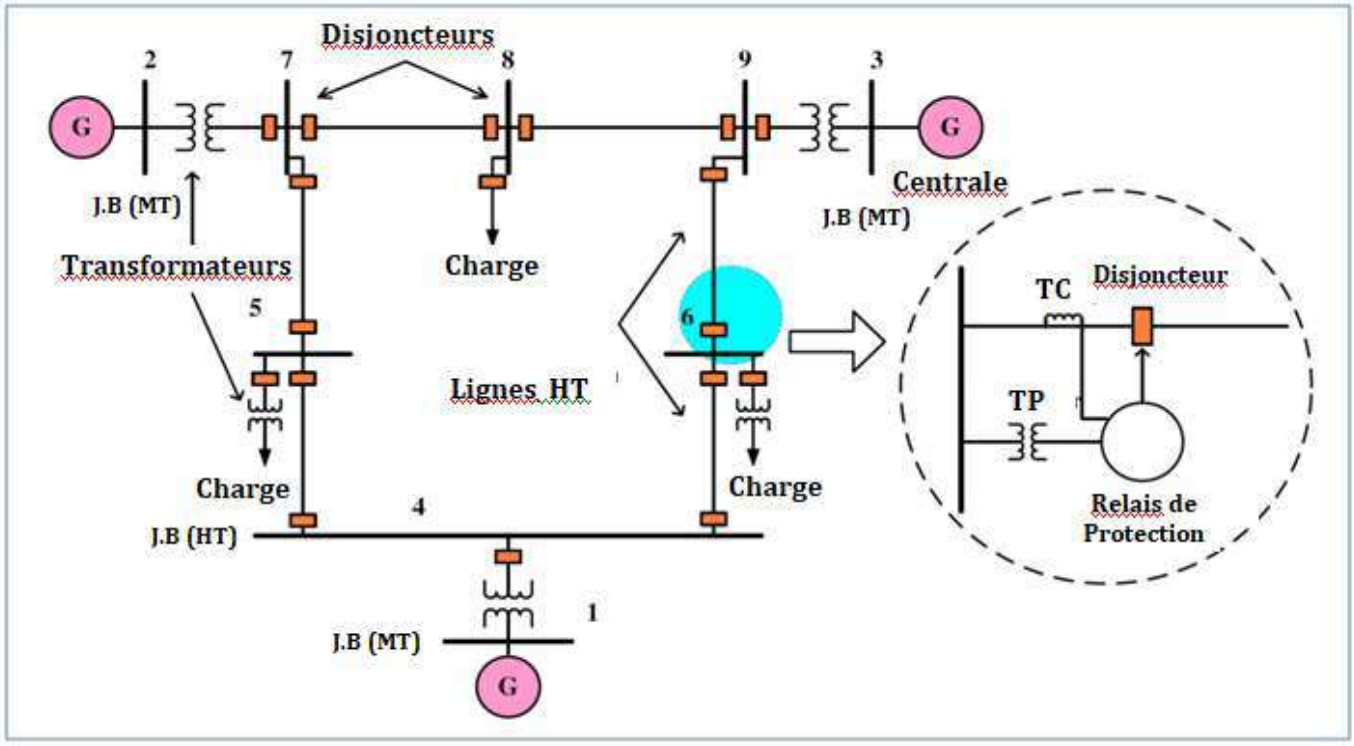
Les défauts de type court-circuit sur les lignes de transport de l'électricité sont relativement fréquents, ils sont causés par : des coups de foudre, des arbres mal élagués, des grues et des engins de grande hauteur travaillant au voisinage, vent, pollution…etc.

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 :

En plus des performances que doivent avoir les relais, il faut savoir les placer correctement pour les rendre plus efficaces. Pour atteindre cet objectif, on découpe le réseau industriel en zones délimitées par les positions des organes de coupure.

La **Figure II.1** montre une disposition caractéristique des zones de protection, correspondant respectivement à des sections de ligne, des jeux de barres, des transformateurs et des machines. Ces zones se recouvrent pour ne laisser aucun point de l'installation sans protection **[11].**



FigureII.1 : Leszonesdeprotectiond'unréseauélectrique.

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

II.3.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle [9]:

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.

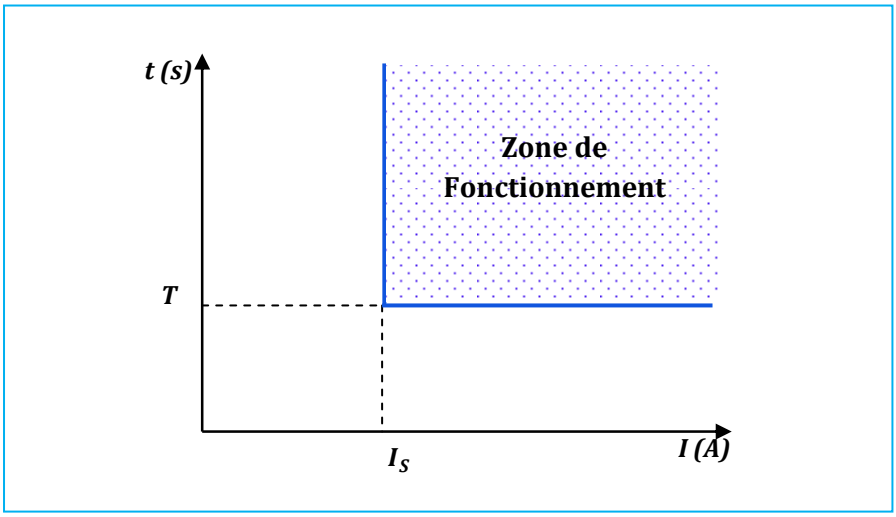


Figure II.2 : Protection à temps indépendant temporisé.

$\boldsymbol{I_S}$**:** 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.

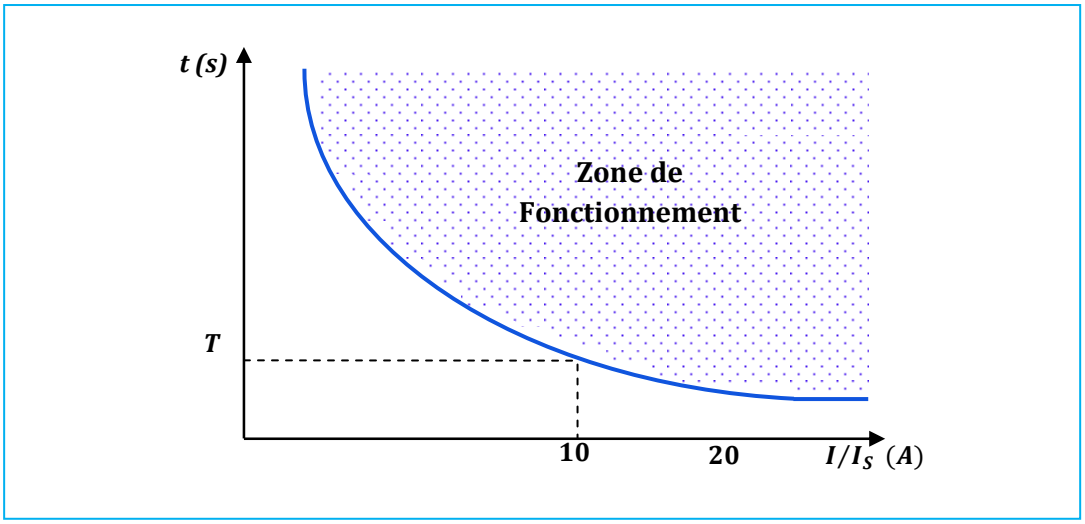


Figure II.3 : Protection à temps dépendant.

I_S**:** Seuil de fonctionnement en courant correspondant à l'asymptote verticale de la courbe.

T**:** Temporisation pour $10I_S$**.**

II.3.2. Protection par relais à maximum de courant directionnelle [9] :

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 caractéristiqueθ, 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 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 : $\boldsymbol{\varphi_1 = \beta_1 + 90°}$.

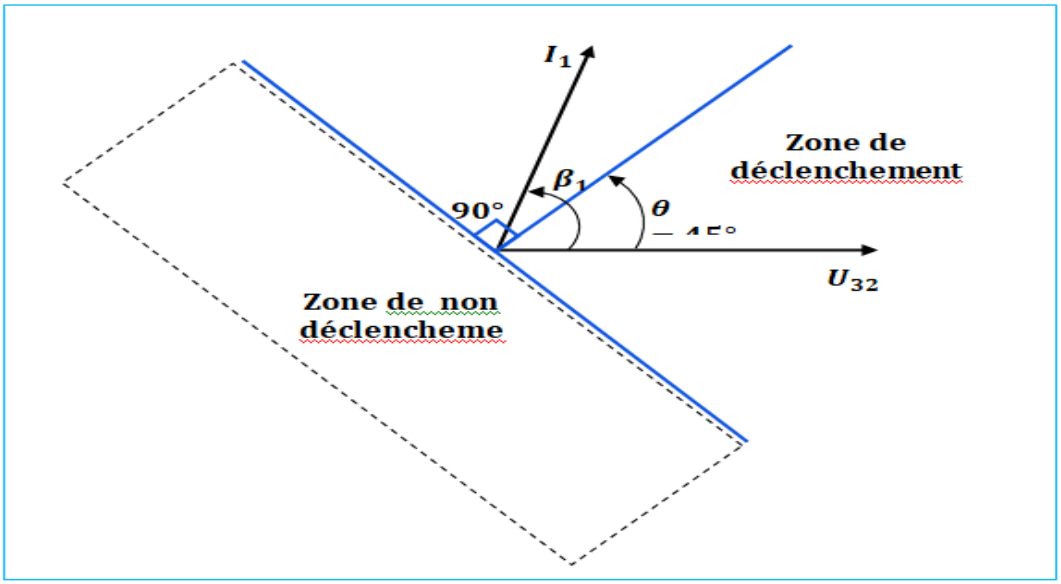


Figure II.4 : Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle $\theta = 45°$.

II.4. Protection différentielle [12]:

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

II.4.1. Protection différentielle longitudinale :

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

Pour effectuer cette protection, on installe des deux côtés de la ligne des transformateurs de courant (TC) dont on fait la connexion de leurs enroulements de tel sorte que les courant secondaires $\boldsymbol{I_A}$ 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:

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

Dans ce cas, la protection ne doit pas fonctionner car le seuil de fonctionnement (I_F) est choisi pour qu'il soit supérieur au courant déséquilibré.

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

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

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

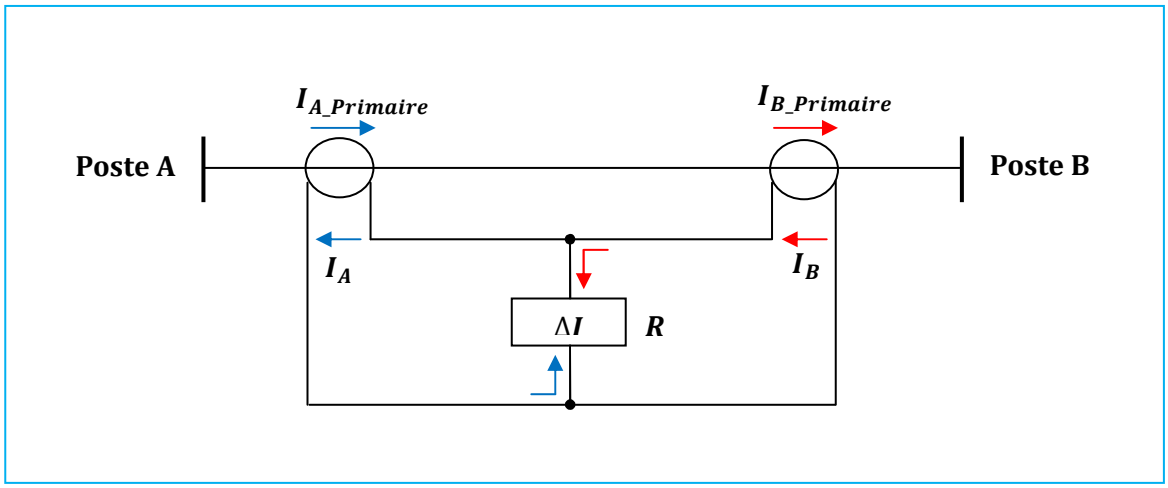


Figure II.5 : Protections différentielles longitudinale d'uneligne à 2extrémités.

II.4.2. Protection différentielle transversale équilibrée :

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

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

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

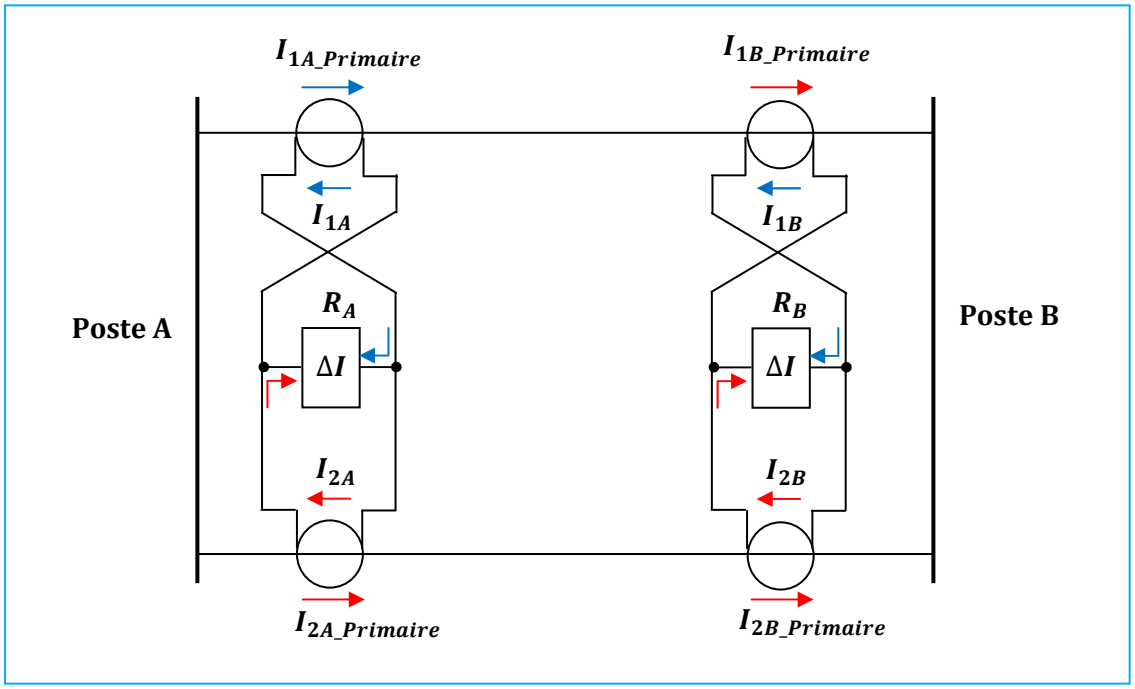


Figure II.6 : Protections différentielles transversale de 2lignes en parallèle.

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

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

II.4.3. Protection différentielle courant utilisant comme support des faisceaux hertziens ou des fibres optiques [11]:

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.

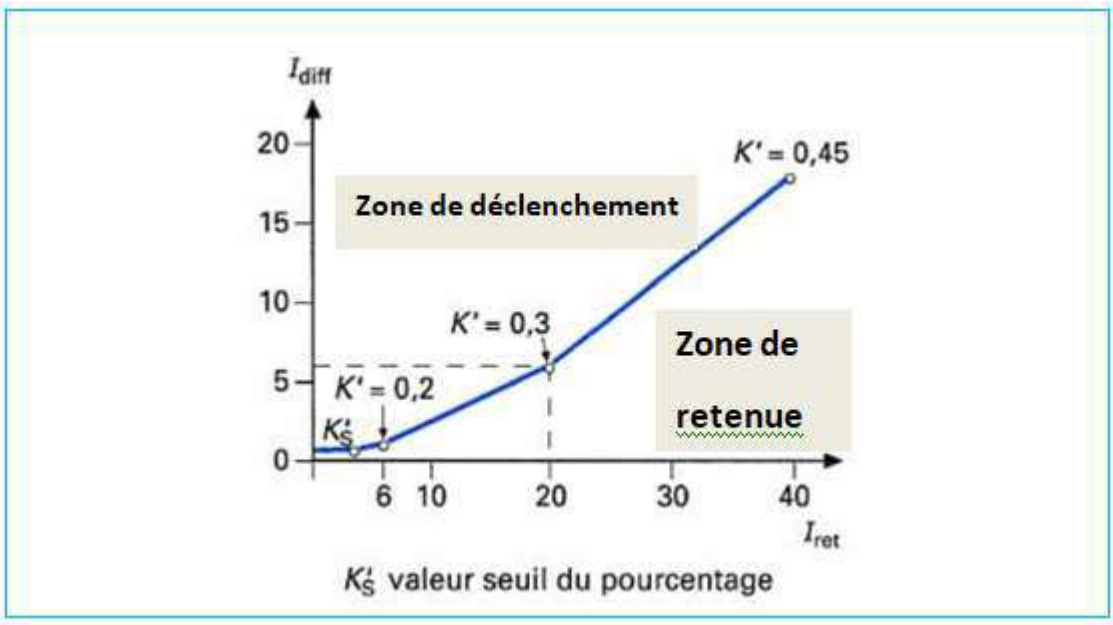


Figure II.7 : Caractéristique du relais différentiel à pourcentage (Protection Différentielle DIFL du constructeur GEC Alsthom).

II.5. Protection de distance :

II.5.1. Principe de base [13]:

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).**

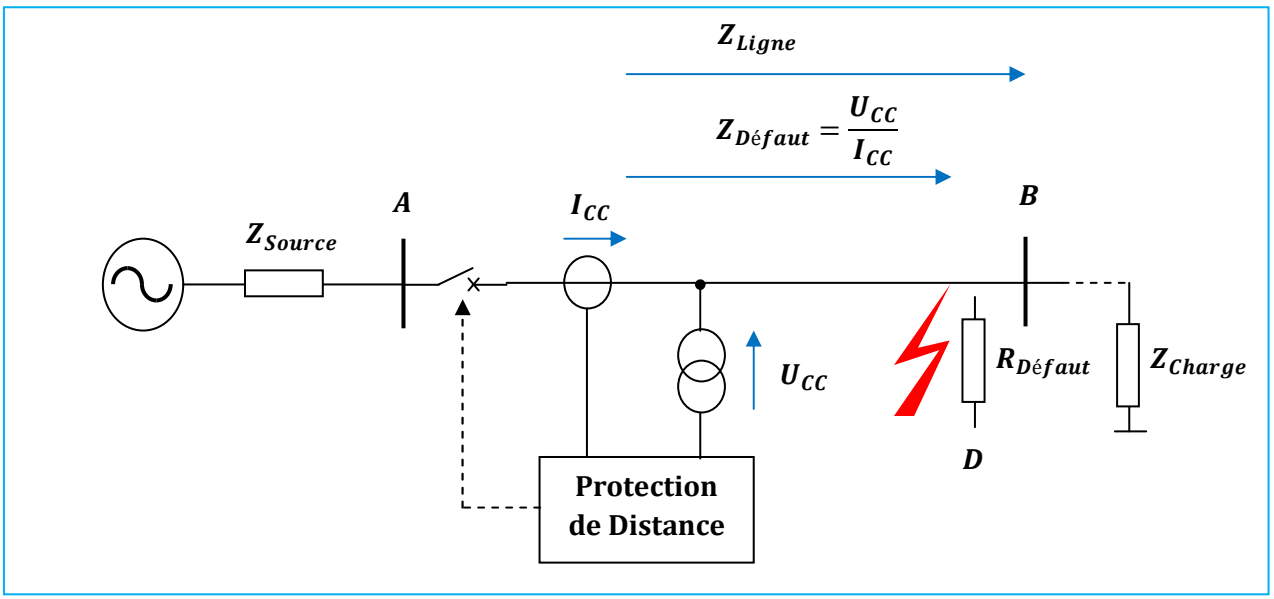


Figure II.8 : Principe de base du fonctionnement.

II.5.2. Diagramme d'impédance [14]:

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.

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

L'angle entre le courant et la tension correspond à l'angle de charge φ_{Charge}(**Figure II.9**).

Elle est dépendante du rapport entre la puissance active et réactive.

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

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

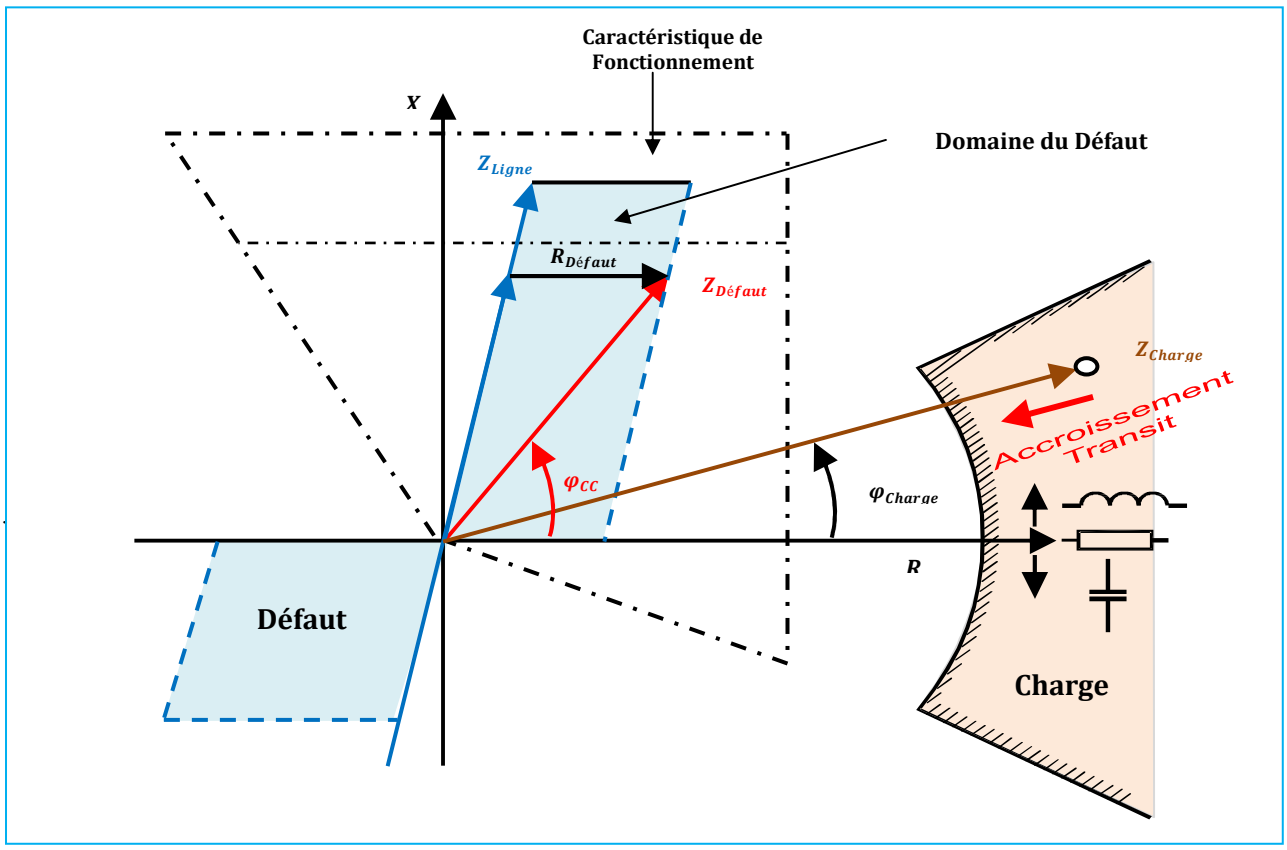


Figure II.9 : Impédance de court-circuit et de charge (transit).

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.

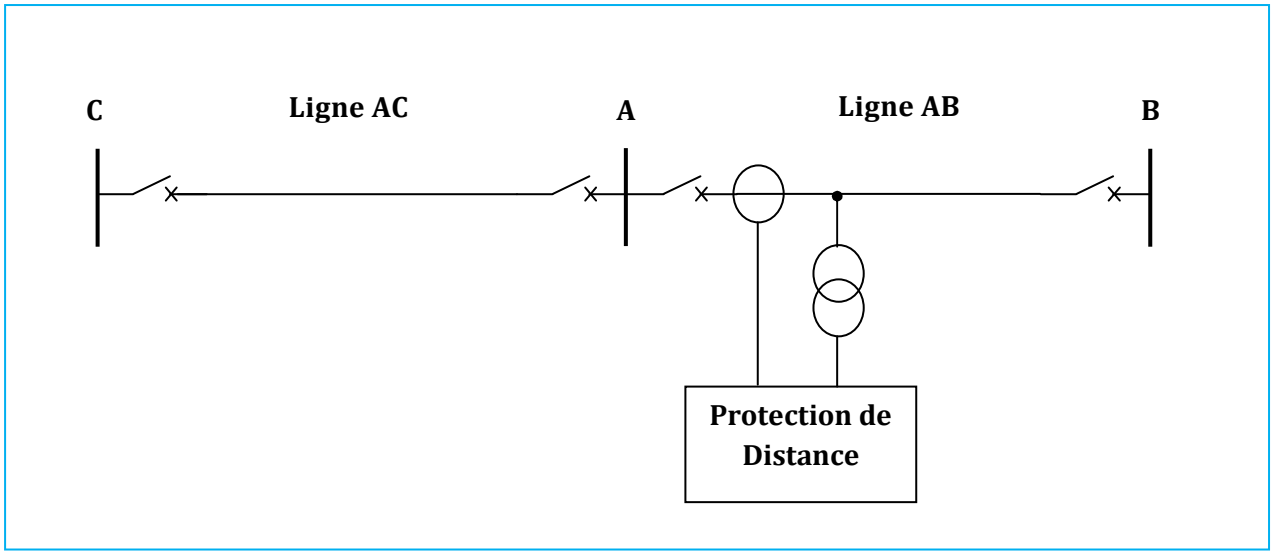


Figure II.10 : Protection de Distance.

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 à 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 elle est très sensible aux synchronisations de générateur et n'est pas directionnelle. Elle est du fait idéal pour les protection Phase–Terre **[15-16].**

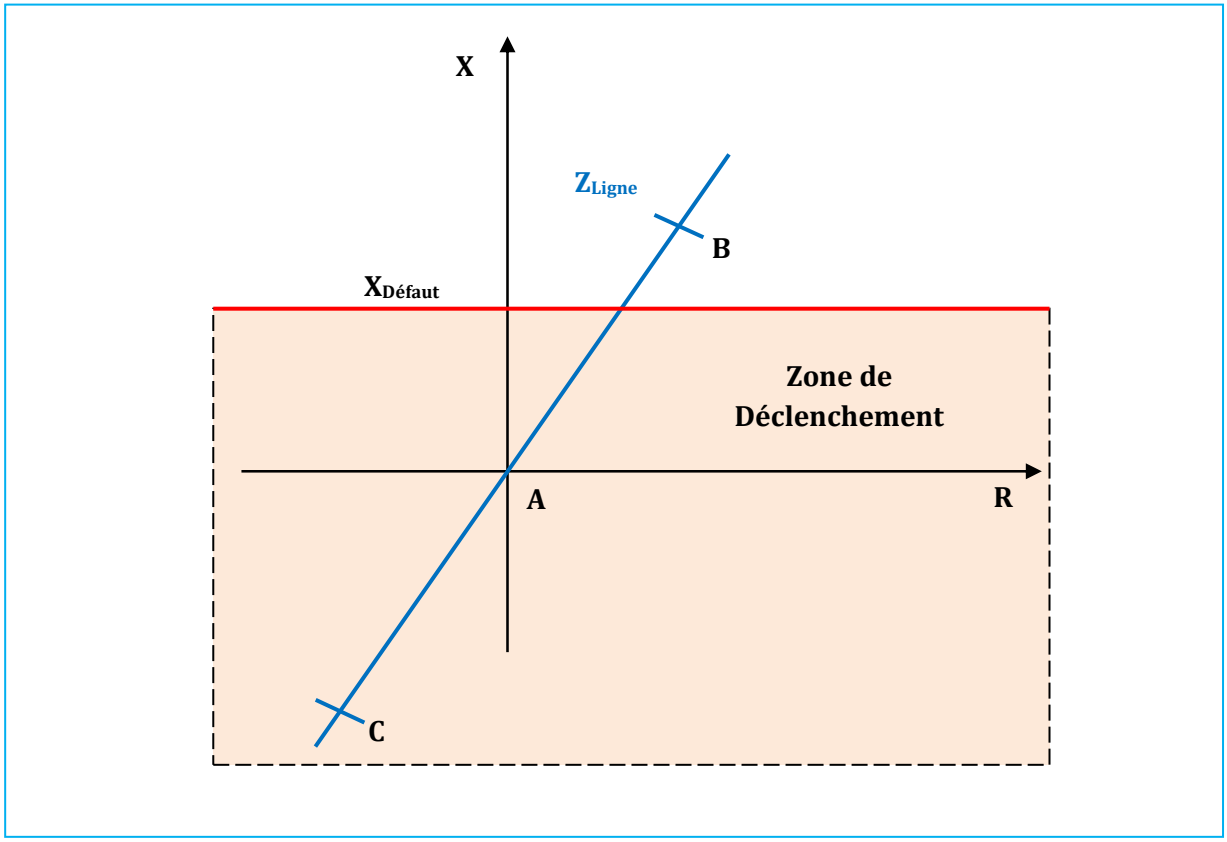


Figure II.11 : Caractéristique purement réactive.

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*** **[17]**. 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 **[18].**

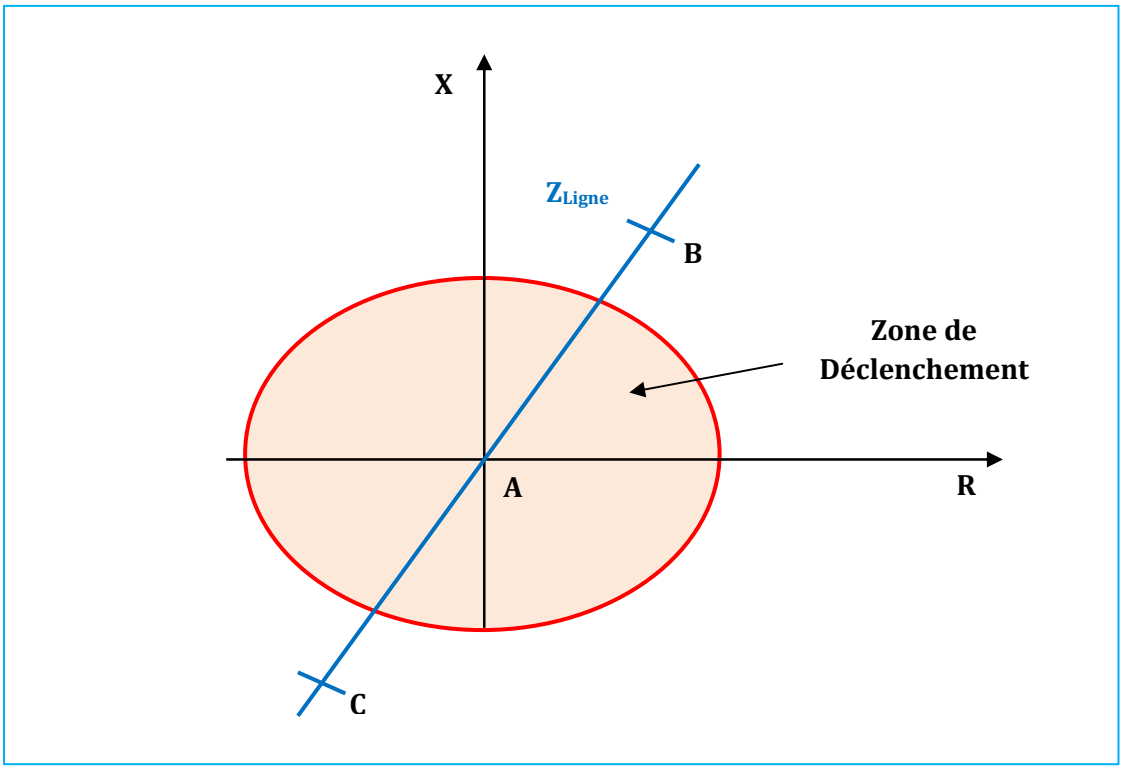


Figure II.12 : Caractéristique purement impédante.

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 polarisésont 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 **[15]**.

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 **[18].**

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.

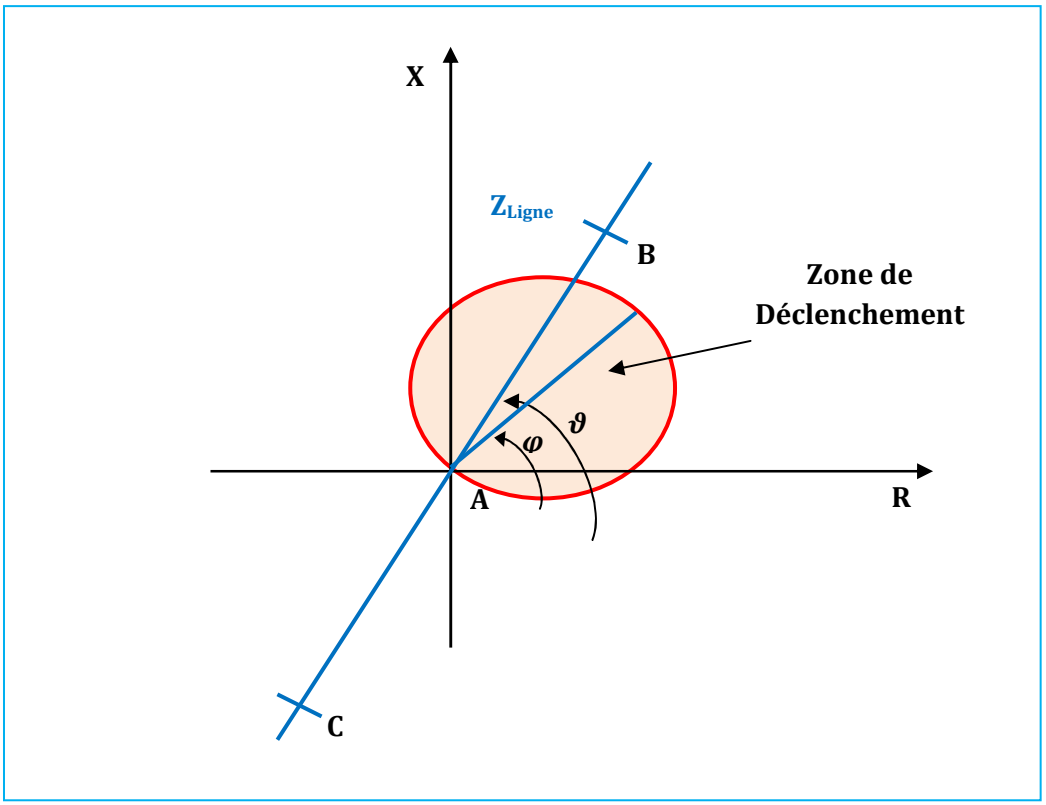


Figure II.13 : Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle).

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 **[17]**.

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 :

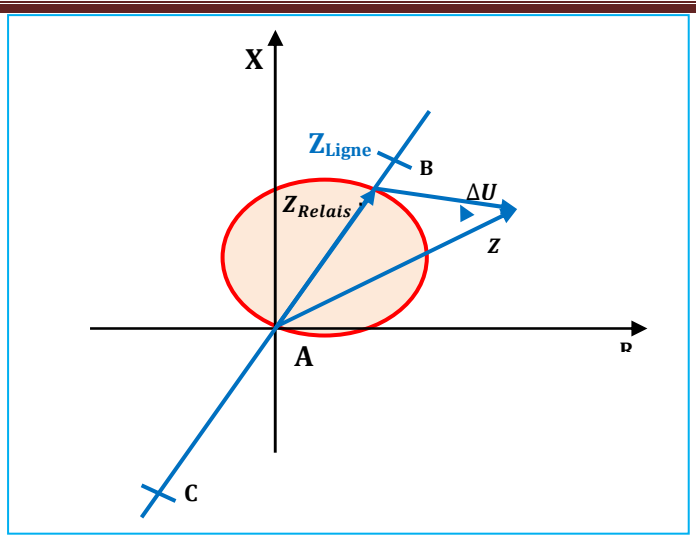
$$\Delta \boldsymbol{U} = (\boldsymbol{Z_{Relais}} \times \boldsymbol{I}) - (\boldsymbol{Z} \times \boldsymbol{I}) \qquad \text{(II.5)}$$

Avec :

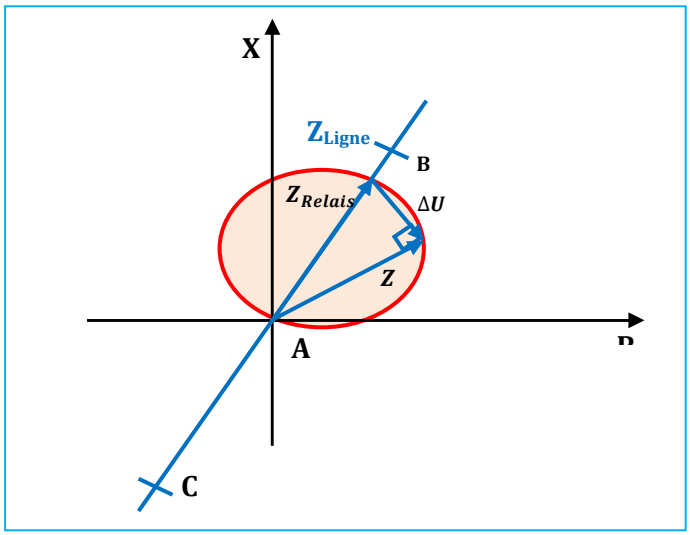
$\boldsymbol{Z_{Relais}}$: L'impédance sur la ligne à partir de laquelle le relais déclenche.

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

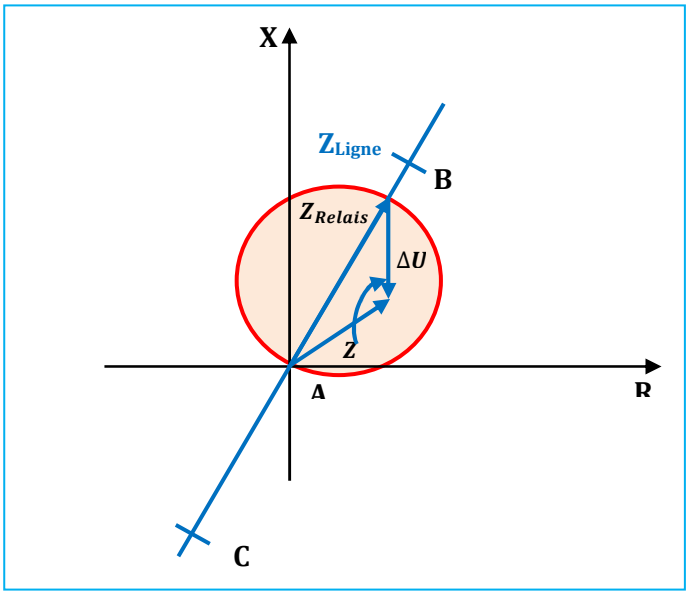
Si l'angle entre $\Delta \boldsymbol{U}$et $\boldsymbol{Z} \times \boldsymbol{I}$est inférieur à 90° alors$\boldsymbol{Z}$ est en dehors du cercle, s'il est égal à 90° $\boldsymbol{Z}$ est sur le cercle et s'il supérieur à 90° $\boldsymbol{Z}$ est dans cercle **(Figure II.14)[18].**



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 **[17]**. 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 **[18].**

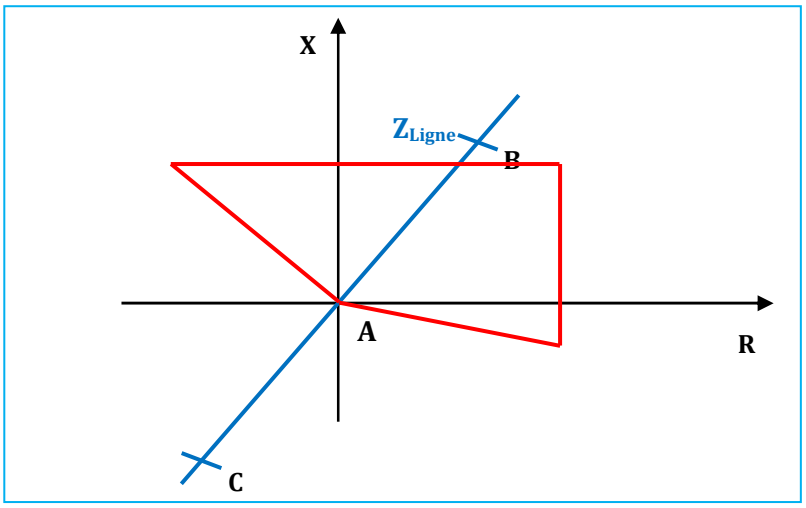


Figure II.15 : Caractéristique Quadrilatérale.

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.

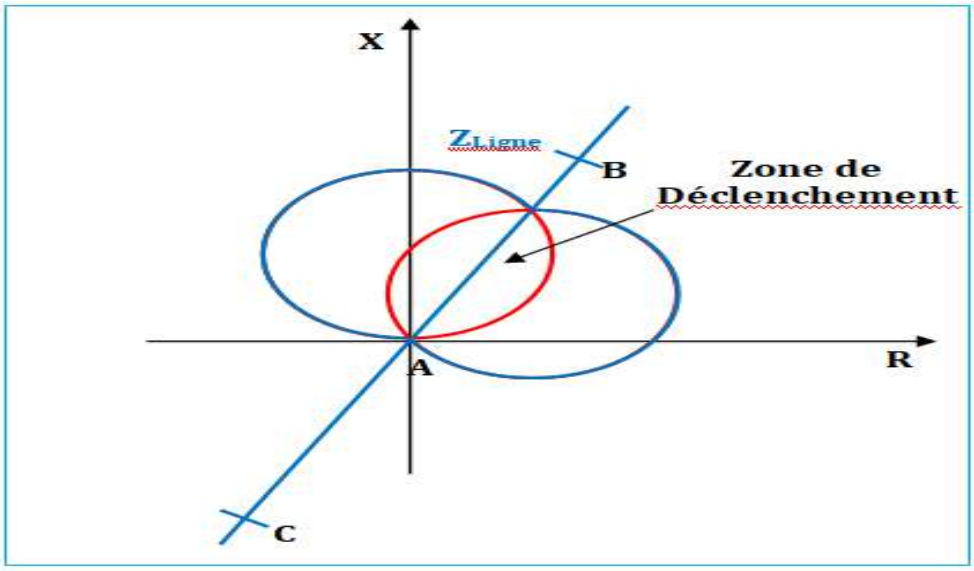


Figure II.16 : Caractéristique Lenticulaire.

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**) **[11].**

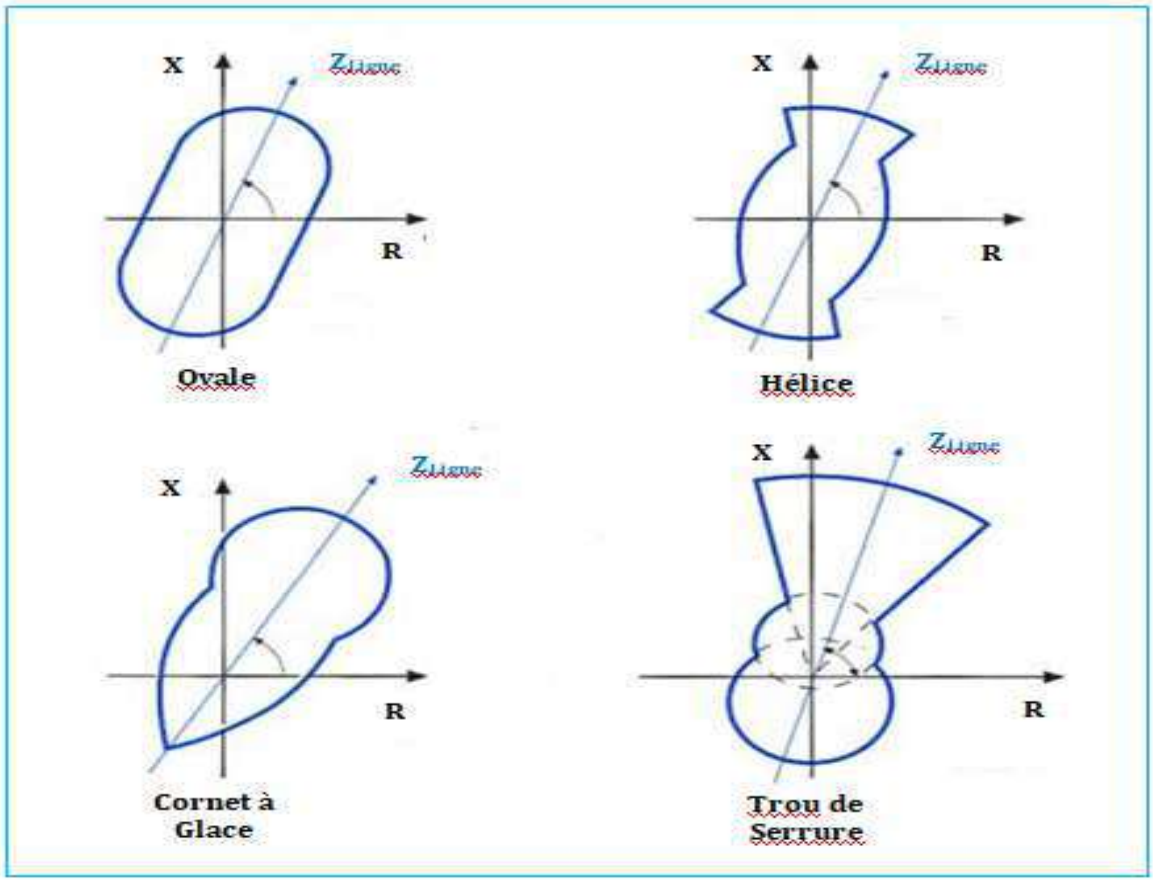


Figure II.17 : Autres Caractéristiques utilisées.

II.5.4. L'application de la zone de protection dans les relais de distance [13]:

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, 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.

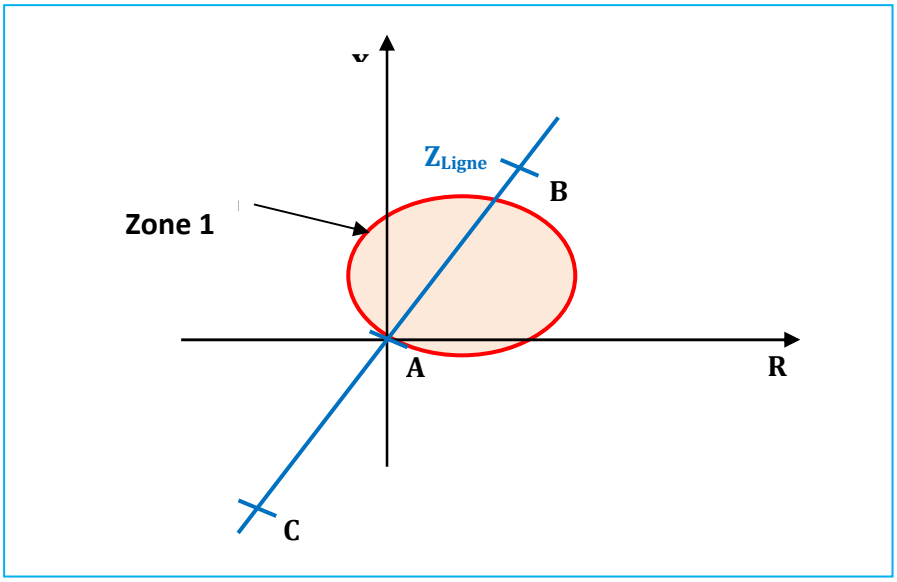


Figure II.18 : Caractéristique de la Zone 1 Mho.

Cet élément de mesure nomme 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 Siemen) 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**).

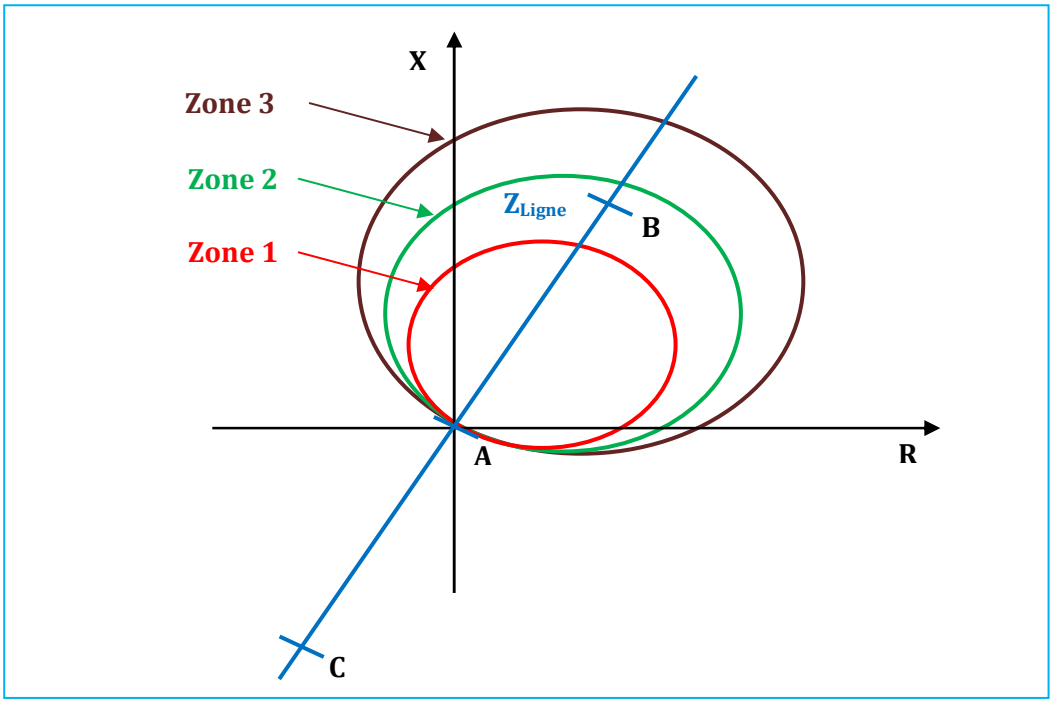


Figure II.19 : Caractéristique des trois Zones Mho.

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 **[22]**.

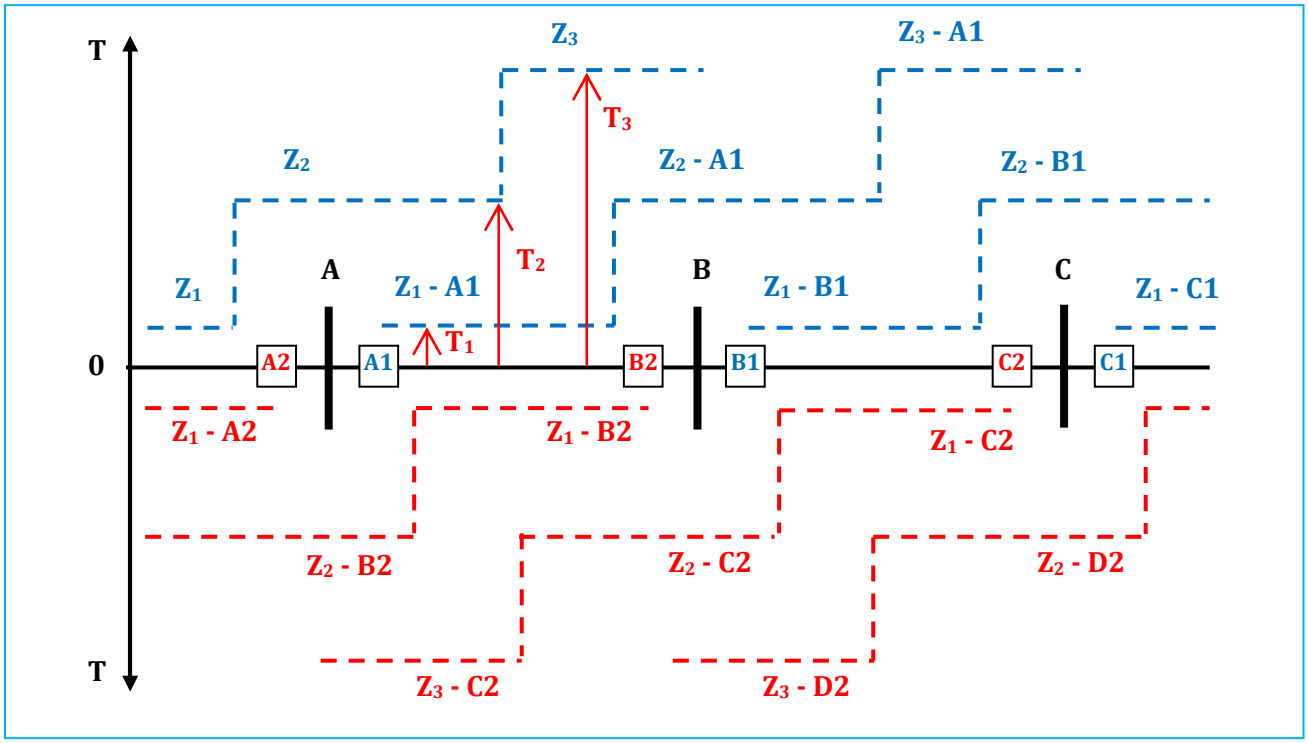


Figure II.20 : Zones de la Protection de distance[22].

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

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 **[12]**:

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 **[19][12].**

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 **[8]**.

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.

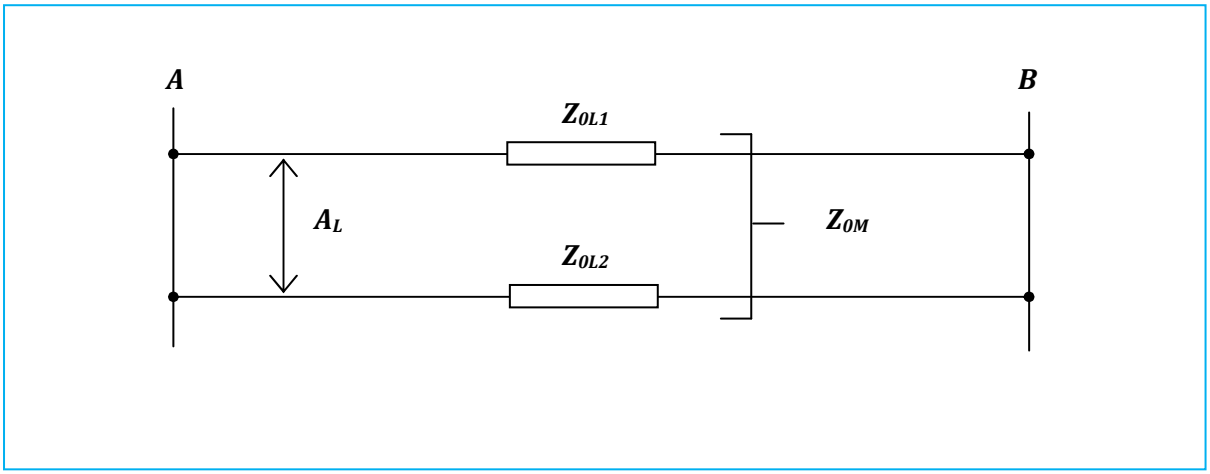


Figure II.21 : Ligne à double circuit (double terne).

L'impédance mutuelle homopolaire de la ligne à double circuit sans fils de garde est donnée par l'équation suivante **[14]**:

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

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.6.5.3. 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 **[14].**

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 **[8].**

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 **[14].**

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 [13]:

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.

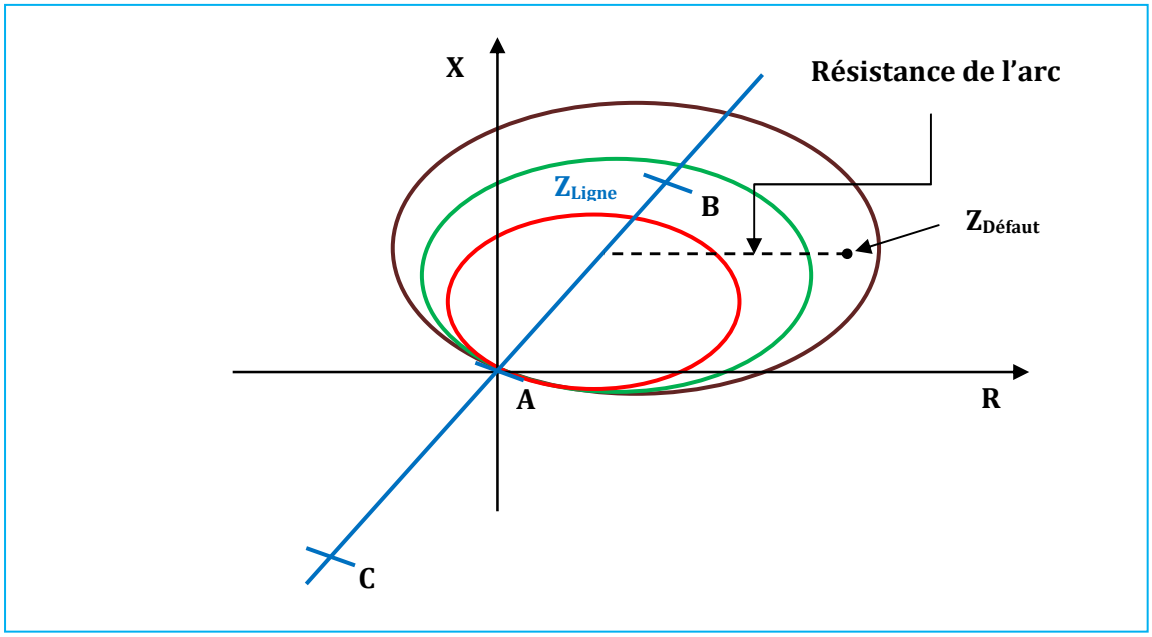


Figure II.22 : Effet de la résistance de l'arc.

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 **[20][12].**

II.5.5.6. Influence de la charge [13]:

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.

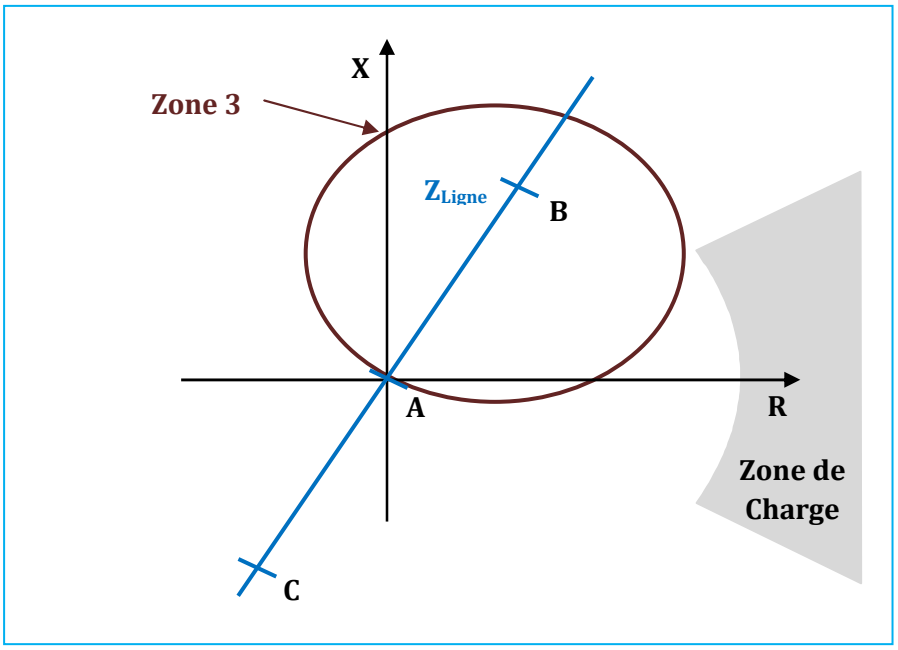


Figure II.23 : Empiétement de la charge.

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 [11] :

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$\boldsymbol{I_i}$ **:**

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

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 $\boldsymbol{\theta = 180° - \alpha}$comprise entre 150° et 120° ($\boldsymbol{30° \leq \alpha \leq 60°}$) .

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.

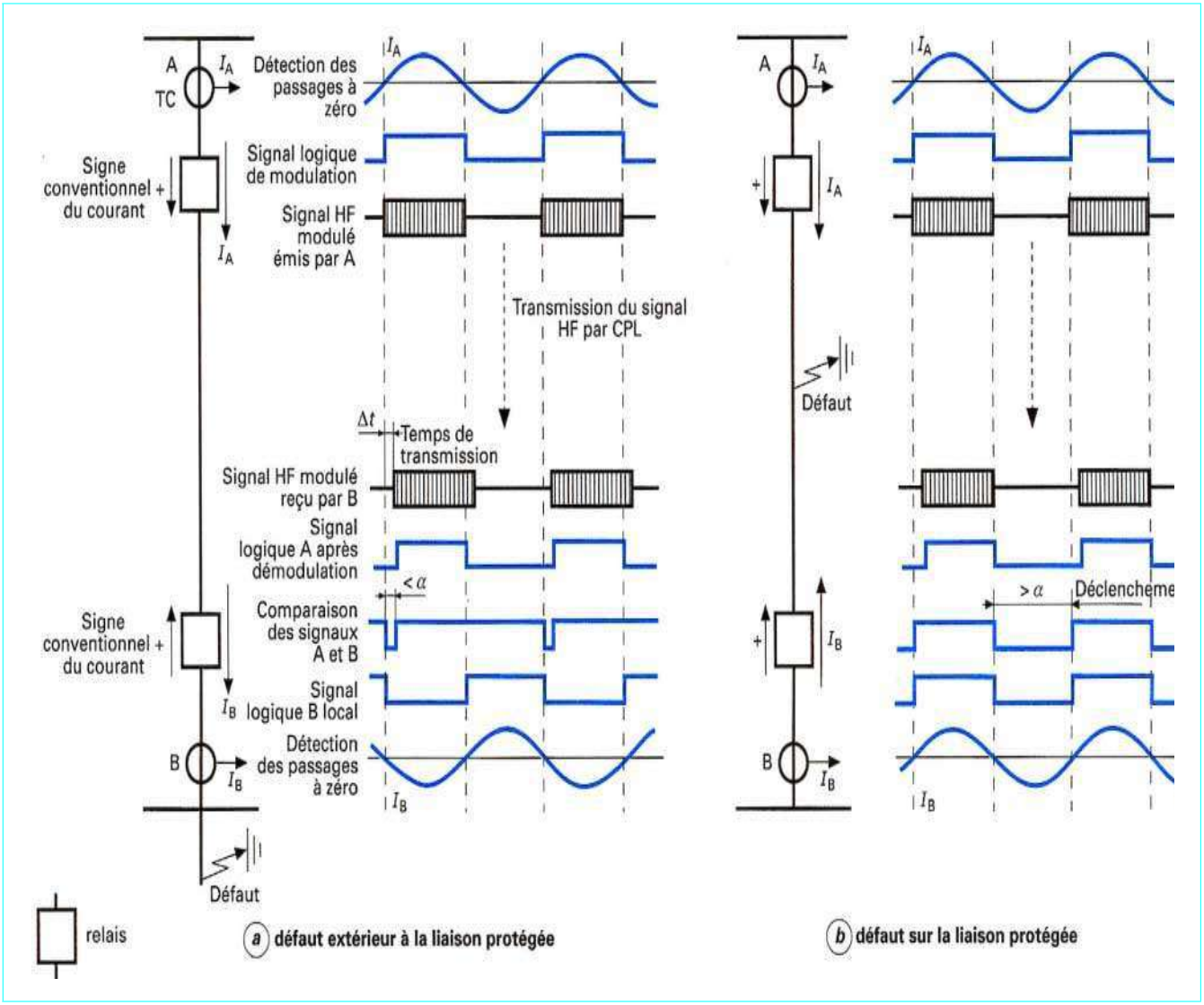


Figure II.24 : Principe de fonctionnement de la protection à comparaison de phase P10 du constructeur GEC Alsthom.

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.

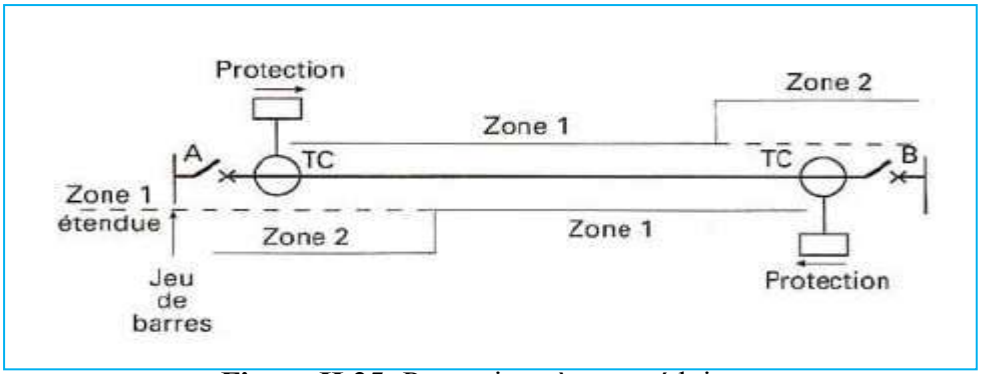


Figure II.25 : Protections à zone réduite.

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 **[21][11].**

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.

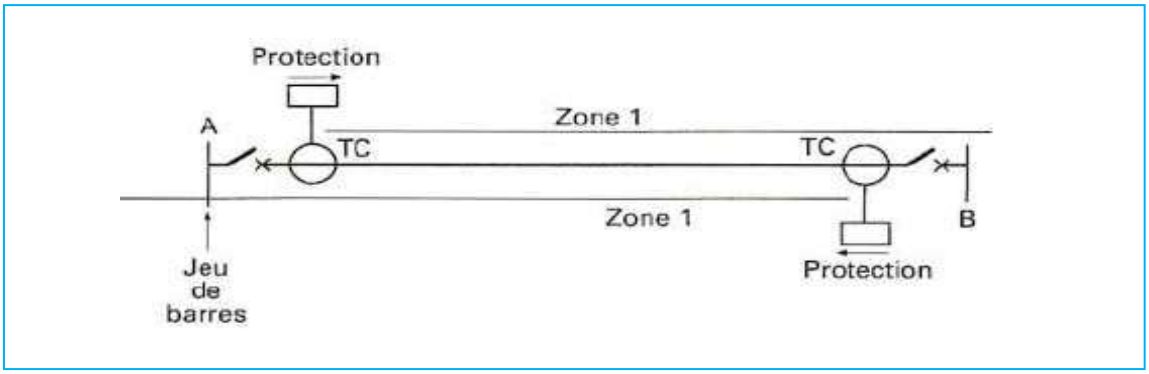


Figure II.26 : Protections à zone étendue [21][11].

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 :

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.

CHAPITRE III

GENERALITE SUR LA COMPENSATION DE L'ENERGIE REACTIVE

III.1 Introduction :

Les bouleversements récents apparus dans le domaine de la fourniture d'électricité ont placé les exploitants des réseaux de transport face à des nouvelles opportunités mais également à de nouveaux défis. Ils proviennent principalement de la forte augmentation des transferts d'énergie entre régions et/ou entre pays, des effets de la dérégulation, de considérations politiques, économiques et écologiques en ce qui concerne la construction des nouvelles lignes **[23]**.

Techniquement, il est possible de remédier au manque de capacité de transport en créant des nouvelles lignes et/ou des nouveaux générateurs. Dans la pratique, pour diverses raisons, cela n'est pas toujours réalisable, ni souhaitable. La création des nouvelles lignes et/ou l'extension des postes existants peuvent se révéler trop coûteuses et demander des délais trop longs.

L'obtention des nouveaux droits de passage peut être difficile voire impossible à obtenir.

Enfin, l'impact sur l'environnement prend de plus en plus d'importance et doit être sérieusement pris en compte dans les procédures de développement du transport d'électricité.

Ce chapitre est dédié à la compensation de l'énergie réactive qui peut aider à s'affranchir de ces contraintes, dans tous les cas où il est nécessaire de transporter des grandes quantités d'énergie sur de longues distances ou lors de la mise en place de liaisons entre pays ou entre régions. C'est une alternative très favorable du point de vue technique, économique et environnemental.

III.2 Exploitation d'un réseau électrique :

La puissance active P, transitée entre deux réseaux de tensions V1 et V2 présentent un angle de transport δ (déphasage entre V1 et V2) et connectés par une liaison d'impédance X (Figure III.1), est donnée par l'équation suivante **[24]** :

$$P = \frac{V_1 V_2}{X} Sin\ \delta \qquad \text{(III-1)}$$

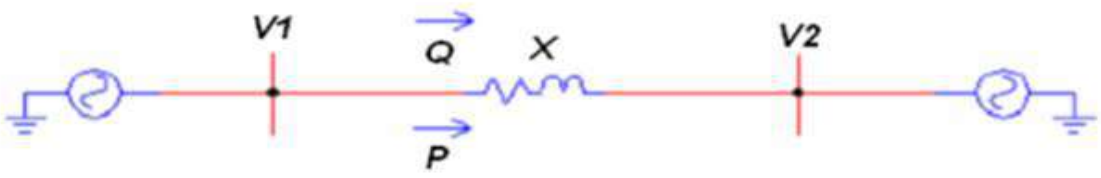


Figure III. 1 :puissance transités entre deux réseaux.

L'équation (III-1), montre qu'il est possible d'augmenter la puissance active transitée entre deux réseaux, soit en maintenant la tension des systèmes, soit en augmentant l'angle de transport entre les deux systèmes, soit en réduisant artificiellement l'impédance de la liaison.

III.3 Compensation de la puissance réactive :

Un réseau électrique est défini comme un ensemble d'appareils destinés à la production, au transport, à la distribution à partir de la centrale de génération jusqu'aux centrales industrielles, commerciales et résidentielles.

Le transport de cette énergie se fait sur les conducteurs tels que les lignes aériennes et les câbles souterrains.

Afin que l'énergie électrique soit utilisable, le réseau de transport et de distribution doit satisfaire les exigences suivantes:

- Assurer au client la puissance dont il a besoin.
- Fournir une tension stable dont les variations ne dépassent pas ± 10% de la tensionnominale.
- Fournir une fréquence stable dont les variations ne dépassent pas ± 0.5%.
- Fournir l'énergie à un prix acceptable.
- Maintenir des normes de sécurité.
- Veuillez à la protection de l'environnement.

Dans toute installation électrique alimentée en courant alternatif, la puissance consommée se décompose en:

- Puissance active qui se transforme en puissance mécanique et en chaleur.
- Puissance réactive nécessaire à l'excitation magnétique des récepteurs inductifs (tels que les moteurs, les transformateurs …etc.).

La consommation excessive, pour une centrale industrielle de l'énergie réactive, entraîne des dépenses élevées.

Pour réduire ces dernières, il faut agir sur le cosϕ de l'installation. En effet, dés qu'il y a diminution du cosϕ, le courant de charge d'une centrale électrique et des postes de transformation augmente, malgré que la puissance distribuée reste la même. C'est pourquoi le cosϕ, caractérisant la puissance installée, est souvent appelé facteur de puissance.

En Algérie, le facteur de puissance est considéré normal s'il atteint 85% à 90%, des que le facteur de puissance est faible dans une entreprise consommant de l'énergie électrique, l'entreprise paye une amende et lorsque ce facteur est élevé, elle reçoit une prime. Donc, l'amélioration du cosϕ est une tâche extrêmement importante pour l'économie.

Le consommateur devrait donc soit payer la part de la puissance réactive correspondante, soit prévoir une installation de compensation de la puissance réactive. En principe, il est possible d'agir sur le facteur de puissance en intervenant sur la puissance active, en pratique on fait varier la puissance réactive soit en la diminuant, soit en l'augmentant, ce réglage s'appelle évidemment la compensation.

La puissance réactive est définie par la formule (III-2)

$$Q = U.I.\sin \Phi \qquad \text{(III-2)}$$

Φ : étant le déphasage entre le courant et la tension

III.4 Principe de la compensation :

Le fonctionnement du réseau dans des bonnes conditions de la qualité, de sécurité et d'économie implique une maîtrise de l'évolution de son état électrique.

Le maintient d'une tension correcte nécessite de la part du dispatcher, des ajustements de la production d'énergie réactive par un dialogue avec les centrales. Dans ces conditions, la coordination des divers moyens de réglage est délicate. Il en résulte des variations de tension importantes entres heures creuses et heures pleines.

Ces variations peuvent être gênantes et il peut dans certains cas en résulter un risque d'auto dégradation du plan de tension qui peut conduire à un effondrement partiel ou total du réseau.

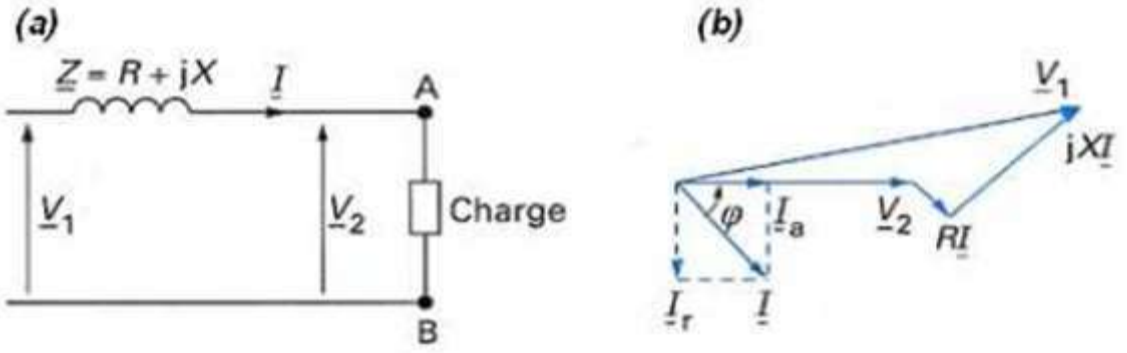
Sans disposition particulière, la puissance réactive consommée par les charges et le réseau provient essentiellement des alternateurs. Le transit de cette puissance à travers les éléments du réseau produit non seulement des chutes de tension mais aussi des pertes actives et réactives par effets joule.

La chute de tension et les pertes par effet de joule dans un réseau électrique sont données par les équations (III.3), (III.4)**,[25][29]** :

$$\Delta U\% = \frac{P.R+Q.X}{U^2} \times 100 \quad \text{(III-3)}$$

$$\Delta P = \Delta\, 3.I^2.R = \frac{S^2}{U^2}.R = \frac{P^2+Q^2}{U^2}.R = \frac{P^2}{U^2}.R + \frac{Q^2}{U^2}.R \quad \text{(III-4)}$$

La **figure III.2** présente un circuit monophasé non compensé et son schéma de fresneldes courant et des tensions



I_a : composante active du courant

I_r : composante réactive du courant

Figure III.2 :circuit sans compensation (a) schéma unifilaire
(b) représentation du fresnel.

On peut réduire ces perturbations de tension ainsi que les réactions dues auxcharges asymétriques et aux harmoniques, en évitant le transport de la puissance réactive etla produire autant que possible là où elle est consommée et cela est possible en installantdes dispositifs appelés les compensateurs réactives (Figure II.3) [11].

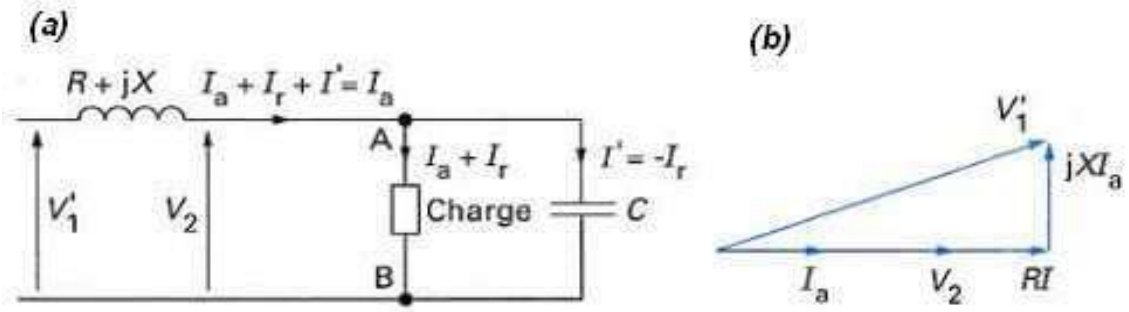


Figure II.3: Circuit avec compensation : (a) schéma unifilaire,
(b) représentation de Fresnel.

Les caractéristiques idéales pour un système quelconque de compensation sont les suivantes:

- Réponses instantanées à des variations brusques des charges.
- Réponses indépendantes pour chaque phase de manière à ce que les variations des charges équilibrées et déséquilibrées sur les phases soient atténuées.

Le principe de la compensation serait donc, selon la demande du réseau, de fournir de la puissance réactive ou de l'absorber.

En analysant la nature de la puissance réactive, on peut conclure que la puissance réactive est une chose très importante pour les réseaux électriques (en courant alternatif).

On distingue les sources principales et les sources complémentaires (ou secondaire)

1- Les sources principales : sont destinées pour la production de la puissance active et la puissance réactive, ce sont les générateurs des centrales électriques qui produisent ces puissances.
2- Les sources complémentaires (ou secondaire) : sont des installations électriques destinées pour la compensation du surplus ou des déficits de la puissance réactive dans les réseaux électriques et pour des différents réglages dans ces régimes de fonctionnement.

Leur puissance installée et leur emplacement sont en relation directe avec des critères d'ordinaire technique et technico-économique. Les installations électriques sont installées dans des sous stations directement ou sous formes de consommateur.

III.5 Les méthodes de la compensation traditionnelle :

La compensation traditionnelle peut être classée en deux grandes catégories :

- Compensation traditionnelle shunt.
- Compensation traditionnelle série.

III.5.1 Compensation traditionnelle shunt :

La compensation parallèle (shunt) consiste à enclencher des condensateurs shunt et/ou des inductances shunt connectés entre les phases du réseau et la terre en général par le biais de disjoncteurs à différents endroits sur le réseau pour modifier l'impédance des lignes, dans le but de maintenir des niveaux de tension acceptables suivant l'état de charge du réseau.

Parmi les moyens de compensations traditionnelle shunt de l'énergie réactive on a:

- ✓ Compensateursynchrone.
- ✓ Inductance.
- ✓ Batterie de condensateur.

a) Compensateur synchrone :

Il peut être assimilé à un moteur synchrone fonctionnant à vide, c'est à dire que son arbre n'est pas soumis à aucun couple résistant, qui serait peut-être considéré comme charge. Le stator est branché au réseau à un courant triphasé, sur le rotor est enroulée une bobine d'excitation. On peut donc considéré que le compensateur synchrone consomme une très faible quantité de puissance active égale aux pertes par échauffements dans ces enroulements du stator et par frottement (FigureIII.4) **[27].**

Il existe deux régimes de fonctionnement pour le compensateur synchrone :

- ➢ Consommation de la puissance active et fourniture de la puissance réactive au réseau, un tel régime est appelé régime de surexcitation donc le compensateur synchrone injecte de la puissance réactive dans le réseau.
- ➢ Consommation de la puissance active et réactive, un tel régime est appelé un sous excitation donc le compensateur consomme de la puissance réactive.

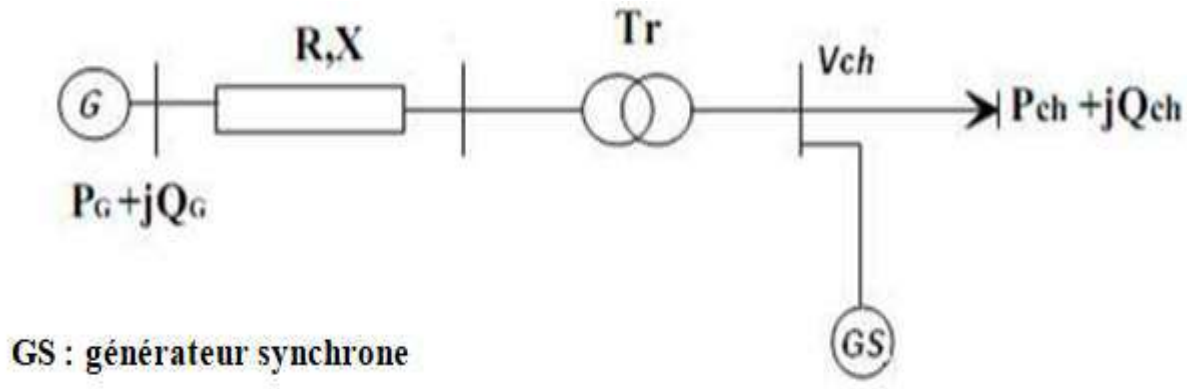


Figure III.4 : schéma d'alimentation d'un réseau avec compensateur synchrone.

b) Inductance :

Les inductances sont utilisées pour compenser la puissance réactive fournie par les lignes (THT) et les réseaux de câbles souterrains en heures creuses et lors de manœuvre de mise sous tension. Elles sont branchées soit directement, soit au secondaire d'un transformateur et permettant une limitation des surtensions **[28].**

c) Batterie de condensateur :

Les batteries de condensateurs sont actuellement le moyen le plus économique et le plus simple de production d'énergie réactive.

Les batteries de condensateurs peuvent être implantées en trois modes différents **[26] :**

- **Globale :** La batterie est raccordée en tête d'installation et assure une compensation pour l'ensemble de l'installation.
- **Partielle :** par secteur, au niveau du tableau de distribution.
- **Individuelle :** La batterie est raccordée directement aux bornes de chaque récepteur de type inductif.

La figure III.5, présente les différents modes de la compensation traditionnelle shunt.

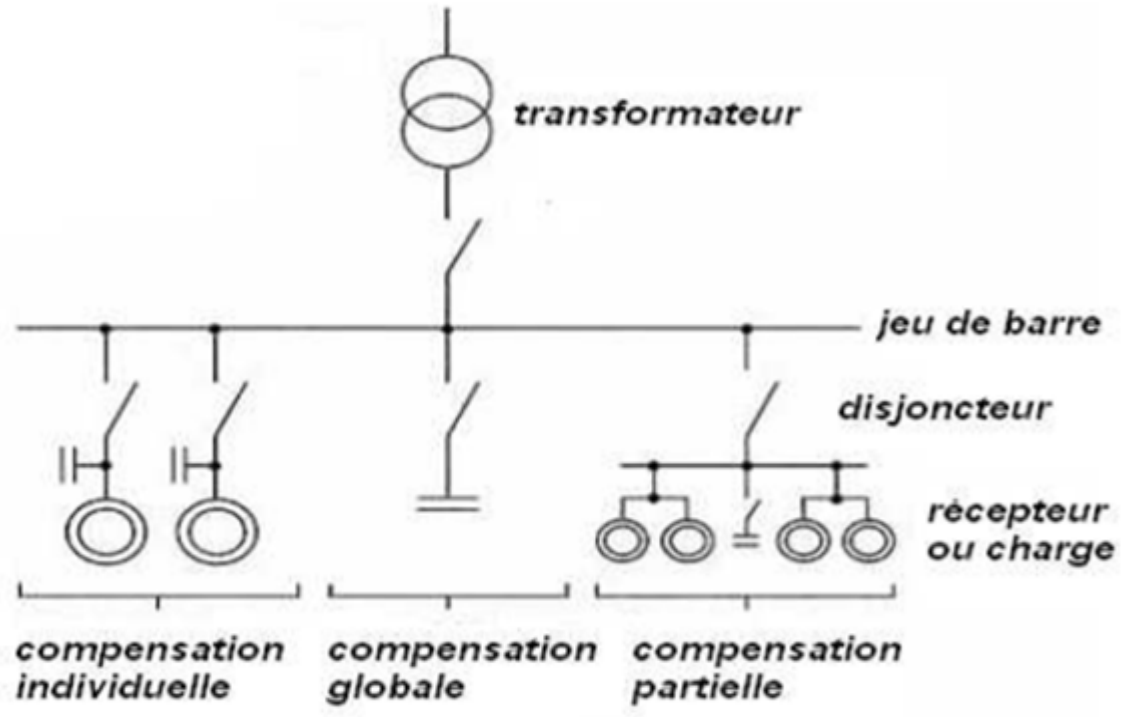


Figure III.5 : Différents types de compensateur shunt.

La variation de la puissance réactive des condensateurs peut être obtenue par le branchement ou le débranchement des condensateurs. Cette action est obtenue par une combinaison dans la connexion des condensateurs (Fig. III.5).

La puissance réactive générer par une batterie de condensateur est donné par l'équation suivante :

$$Q_c = \frac{U^2}{X_c} \qquad \text{(III-6)}$$

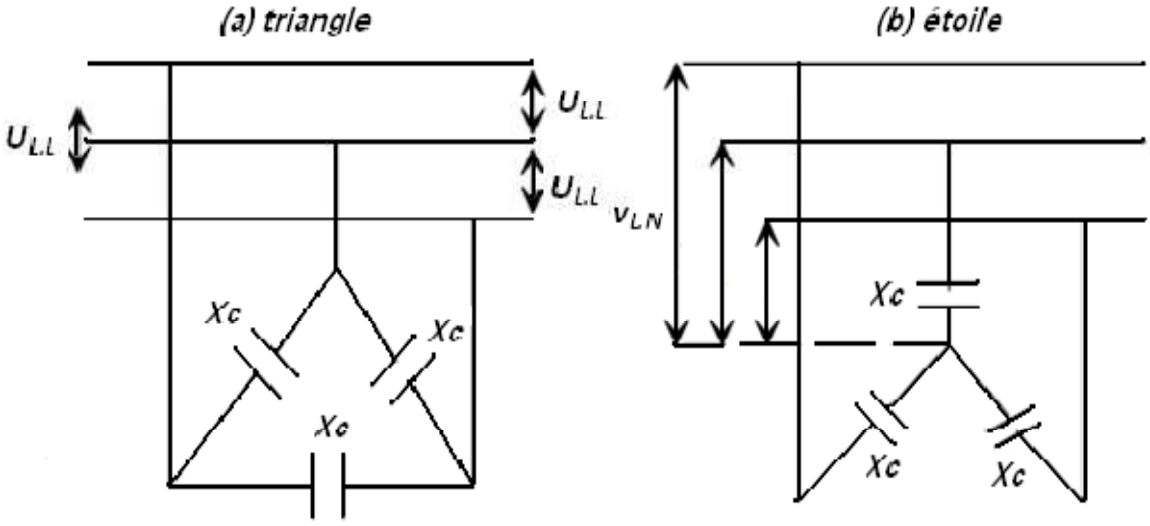


Figure III.6 : Représentation du couplage des condensateurs (étoile ou triangle).

Dans le cas d'un couplage triangle on a :

$$Q_c(\Delta) = 3.\frac{U_{LL}^2}{X_c} \qquad \text{(III-7)}$$

Et dans un couplage étoile on aura :

$$Q_c(Y) = 3.\frac{V_{LN}^2}{X_c} = 3\,.\ \frac{\frac{U_{LL}{}^2}{\sqrt{3}^2}}{X_c} = \frac{U_{LL}^2}{X_c} \qquad \text{(III-8)}$$

D'après les équations (III-7) et (III-8), on conclut que la puissance réactive produit par des batteries de condensateurs en couplage triangle est trois fois supérieure que la puissance réactive générée par un couplage étoile :

$$Q_c(\Delta) = 3.Q_c(Y) \qquad \text{(III-9)}$$

Ces éléments permettent de compenser les réseaux en puissance réactive et de maintenir la tensiondans les limites contractuelles.

Cette technique de compensation est dite passive, car elle fonctionne en tout ou rien. C'est-à-dire qu'elle est soit en service, par exemple lorsqu'une inductance ou bien un condensateur shunt est enclenchés, soit complètement hors service lorsque l'inductance ou bien le condensateur est retirés. Lorsqu'elle est en service, aucune modification des inductances ou des condensateurs n'est effectuée pour essayer de contrôler la tension ou l'écoulement de puissance.

Une ligne de transport d'énergie électrique HT, peut être modélisée par un schéma en π représenté par la figure III.7**[30].**

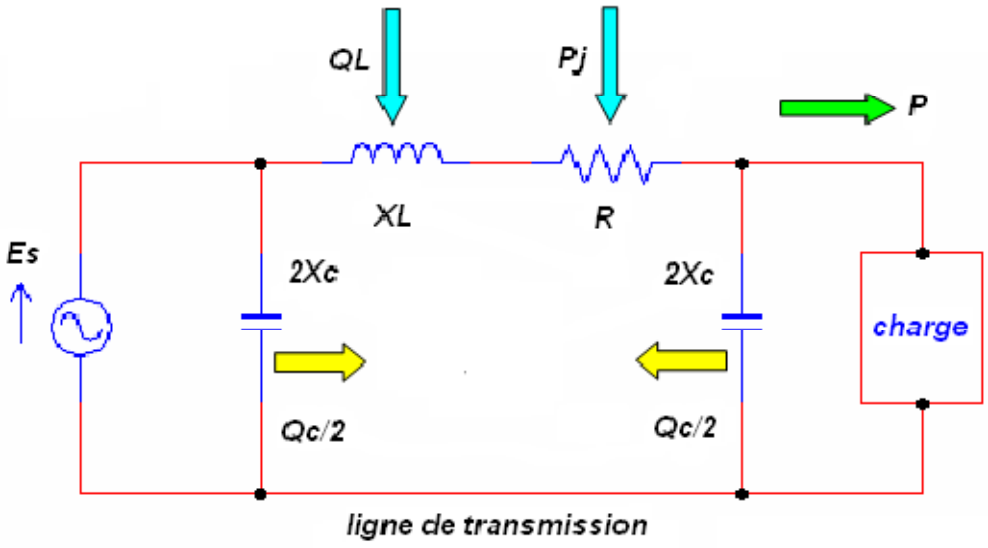


Figure III.7 :Modèle en p d'une ligne de transport.

Lorsque le réseau n'est pas ou peu chargé conduit à une impédance très élevée de la charge, la tension sur la ligne a tendance à monter considérablement (effet Ferranti). Cette augmentation de tension est d'autant plus importante que le réseau est exploité à tension élevée et que les lignes sont longues.

Pour réduire la tension en bout de ligne, il faut augmenter artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne en diminuant sa capacité shunt. Des inductances shunt sont enclenchées à différents postes sur le réseau. Cependant, lorsque le réseau est fortement chargé, dans ce cas l'impédance de la charge est très basse et la tension a tendance à diminuer sur le réseau. Pour compenser cet effet, il s'agit de diminuer artificiellement l'impédance caractéristique de la ligne pour la rendre égale, ou la plus près possible, de l'impédance de la charge. Les réactances shunt deviennent inutiles.

Pour maintenir la tension dans les limites contractuelles, le gestionnaire du réseau doit donc augmenter la capacité shunt de la ligne et connecter des condensateurs shunt dans différents postes du réseau selon la charge.

Les bancs de condensateurs vont compenser la puissance réactive absorbée par la charge et ainsi éviter la transmission de puissance réactive sur de longues distances. De même que les réactances, ces bancs de condensateurs doivent être connectés ou bien déconnectés par des disjoncteurs.

Dans le cas théorique ou la compensation est répartie sur toute la longueur de la ligne, le degré de compensation shunt d'une ligne est défini comme étant le rapport de la valeur absolue de la susceptance du compensateur par unité de longueur (Bsh) sur la susceptance de capacité de ligne par unité de longueur (Bc) :

$$K_{sh} = \frac{B_{sh}}{B_c} \text{(III-10)}$$

K_{sh} est positif si le compensateur shunt est inductif, et négatif s'il est capacitif.

La figure III.8-a, représente le digramme de Fresnel de la tension d'un réseau électrique sans compensation. La figure III.8-b, illustre l'amélioration de la tension de ce réseau après compensations shunt **[30].**

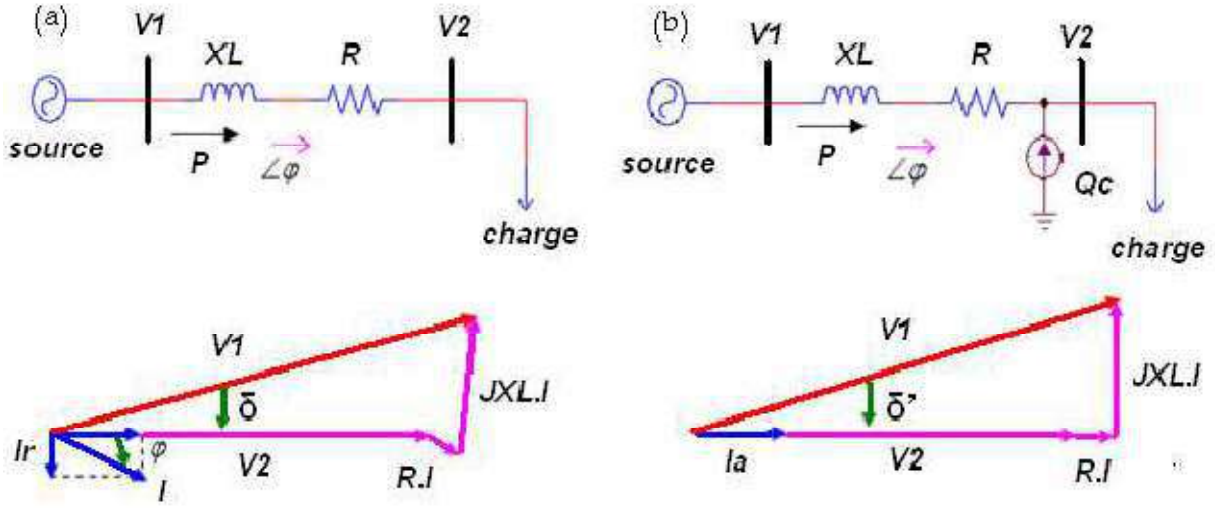


Figure III.8 : principe de compensation shunt, (a) sans compensation,(b) avec compensation.

En pratique, la compensation shunt passive est utilisée principalement pour maintenir la tension à toutes les barres du réseau à un niveau proche de la tension nominale, et ce pour les différents niveaux de charge du réseau. Il est clair que les équipements de compensation ne sont pas distribués de façon uniforme le long de la ligne comme le sont les inductances et les condensateurs du circuit équivalent d'une ligne. La compensation est localisée dans des postes qui sont répartis à des endroits stratégiques sur la ligne. Puisque la compensation n'est pas répartie d'une façon uniforme, il est impossible de maintenir la tension à sa valeur nominale en tout point de la ligne. II est donc important de bien sélectionner les endroits où la compensation shunt est installée pour éviter que la tension s'écarte trop de sa valeur nominale.

III.5.2. Compensation traditionnelle série :

L'équation (III-1), montre que la puissance active échangée entre deux systèmes peut être augmentée si l'on réduit l'impédance de la liaison. C'est ce que réalise la compensation série par l'adjonction d'un banc de condensateurs d'impédance XC en série avec la ligne.

Les condensateurs sont placés en série sur une ligne dont ils compensent partiellement la réactance, et ils diminuent la longueur électrique de la ligne. La compensation série est utilisée sur certaines lignes à haute tension à la fois très chargées et très longues**.**

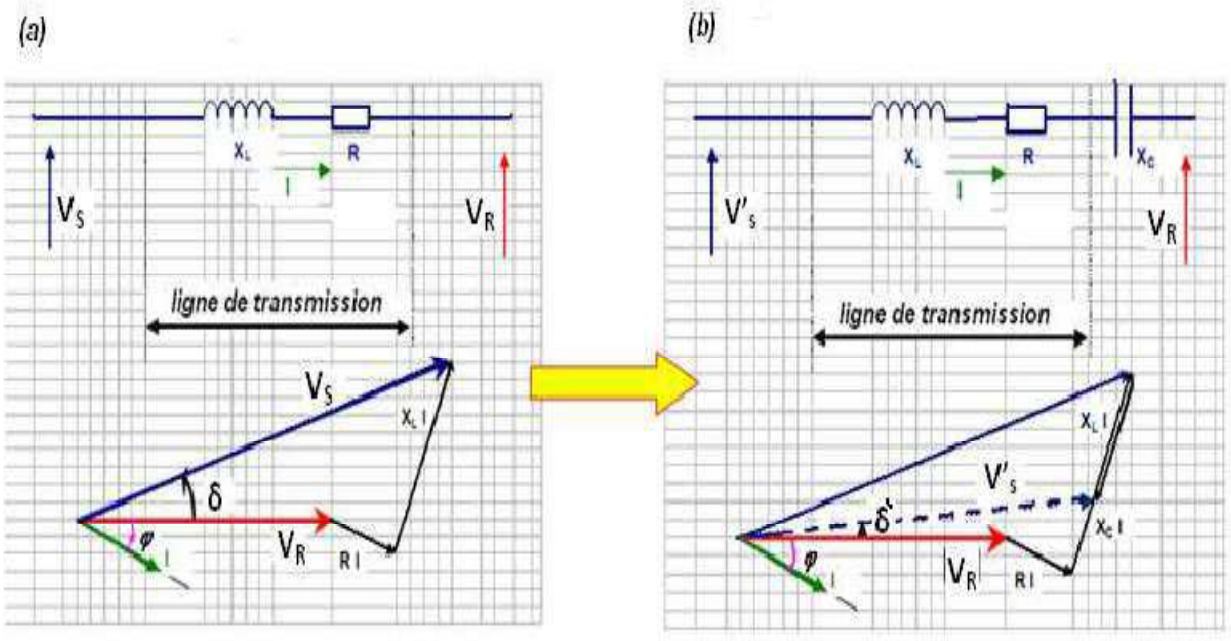


Figure III.9 : Principe de la compensation série, (a) sans compensation, (b) avec compensation.

Artificiellement l'impédance de la ligne est donc réduite de XL à (XL-XC) et le transit de puissance est augmenté. De plus, comme la montre le diagramme de Fresnel illustré sur la figure (III.10), l'angle de transport δ est réduit.

Pour transporter la puissance de façon stable il est nécessaire que l'angle de transmission, δ, soit inférieur à 90° et idéalement assez faible pour prévoir les cas d'un appel de puissance à la suite d'une perturbation sur le réseau.

En pratique, la compensation série est localisée dans des postes situés à des endroits stratégiques sur les lignes. Pour mieux comprendre son influence il est utile de considérer qu'elle est répartie uniformément sur toute la longueur de la ligne.

Dans ce cas, le degré de compensation série se définit comme étant la valeur absolue du rapportsusceptance inductive série (B_L), de la ligne par unité de longueur sur la susceptance par unité de longueur de la capacité série (B_{Se}), qui est ajoutée.

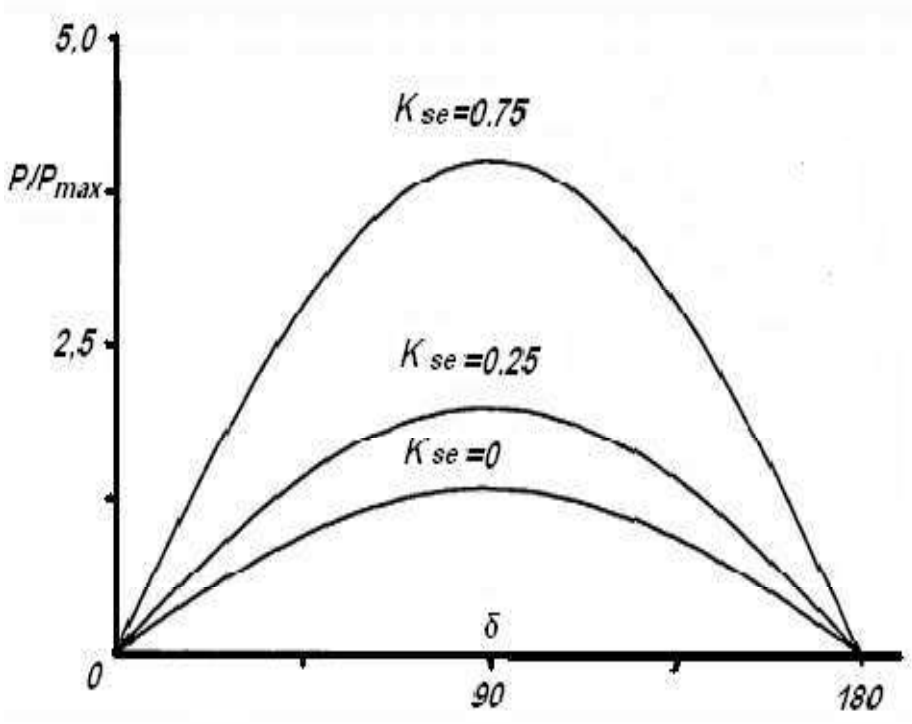


Figure II.10 : Caractéristique P(δ) d'un réseau compensé série avec des valeurs de la capacité de condensateur variable.

$$K_{se} = \frac{B_L}{B_{se}} \qquad \text{(III-11)}$$

La figure. III.10, montre la courbe de la puissance active le long de la ligne en fonction de l'angle δ pour trois valeurs différentes du degré de compensation k_{se}. Plus la valeur de k_{se} augmente, plus P/Pmax augmente, permettant ainsi un transit de puissance de plus en plus grand. Même si théoriquement, on peut réaliser une compensation de 100%, la pratique limite la compensation fixe aux alentours de 40 à 75 % pour se mettre à l'abri des risques de résonance sous synchrone.

Le phénomène de résonance est défini comme étant une réponse particulièrement élevée d'un système suite à une excitation périodique dont la fréquence correspond à la fréquence propre du système excité.

Le branchement d'une batterie de condensateur aux bornes d'une charge diminue la puissance réactive dans une ligne d'alimentation de cette charge, pour cette raison la batterie dans ce cas est considérée comme générateur de puissance réactive.

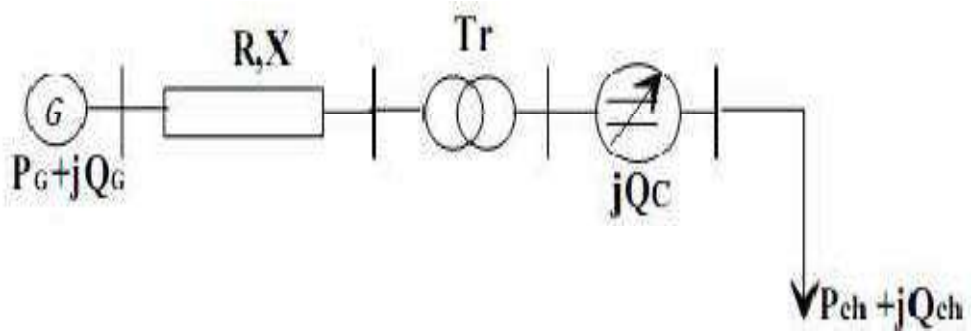


Figure III.11 : schéma d'alimentation d'un réseau électrique avec une compensation série.

Si on examine un cas simple d'une charge alimentée par une source de tension constante, à travers une ligne (FigureIII.11), on peut écrire de façon approchée, que la chute de tension dans la ligne ΔV, induite par les flux de puissance active et réactive (P et Q) appelés par la charge, est égale à **[29]** :

$$\Delta V = \frac{P.R+(Q-Q_c).X}{V} \qquad \text{(III-12)}$$

Pour une ligne THT , X > 10R

On a

$$\Delta V \approx \frac{(Q-Q_c).X}{V} \qquad \text{(III-13)}$$

C'est la circulation de réactif qui crée généralement les chutes de tension.

Tension et puissance réactive sont donc des grandeurs très liées. Ainsi, la puissance réactive se transporte mal (elle crée des chutes de tension). Cela a pour conséquence qu'au-delà d'une certaine distance, la puissance réactive fournie par les alternateurs ou les condensateurs ne peuvent pas parvenir jusqu'à l'endroit où on en a besoin.

III.5.2.1. Les effets de la compensation série sur les systèmes électro-énergétiques

La tension insérée par un condensateur série est proportionnelle et perpendiculaire au courant de la ligne. Ce qui implique que la puissance réactive fournie par le condensateur est proportionnelle au carré du courant. Il en résulte que le condensateur série à un effet d'autorégulation. Lorsque la charge du système croît, la puissance réactive produite par le condensateur série augmente également.

a) L'effet sur la stabilité de tension :

Un condensateur série est en mesure de compenser la chute de tension sur une ligne de transport due à l'inductance série. A faible charge, la chute de tension est plus faible et la tension de compensation série est plus basse. Lorsque la charge augmente et que la chute de tension devient tante, la contribution par le compensateur série augmente et la tension du système est réglée de manière correspondante. La compensation série élargit aussi la zone de stabilité de la tension en réduisant la réactance de la ligne. De cette façon, elle aide à prévenir les chutes de tension.

La figure. III.12, montre que la capacité de la puissance, s'accroît de P1 au niveau P2 plus élevé **[31].**

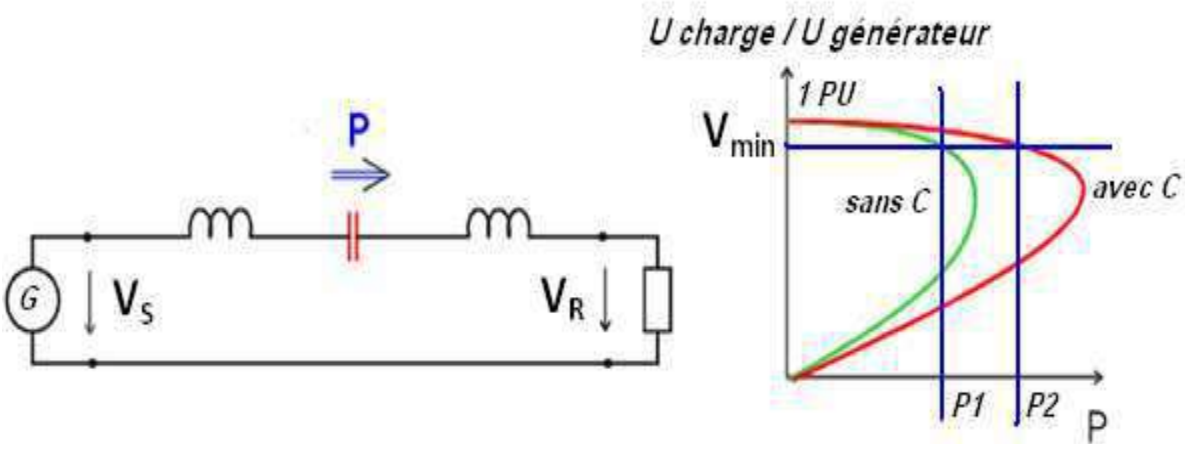


Figure III.12 : impact de la compensation série sur la stabilité de la tension.

b) L'effet sur la stabilité angulaire :

Il résulte de l'équation (III-1), que la puissance active échangée peut être augmentée en diminuant la valeur de la réactance série de la ligne. De plus, on peut montrer à l'aide de l'équation (3-1) que l'introduction d'une capacité en série avec X, permet de diminuer le déphasage δ de δ1 au niveau δ2 en conservant la même puissance

échangée, ce qui correspond à une augmentation de la stabilité angulaire de la ligne (Fig. III.13) **[31].**

La modification de la réactance à l'aide de la compensation série permet également d'optimiser le partage des courants entre les circuits parallèles, entraînant là encore une augmentation des capacités de transport de l'ensemble du réseau. De plus, cette installation peut être valorisée par la diminution des pertes actives correspondant à ce transfert d'énergie.

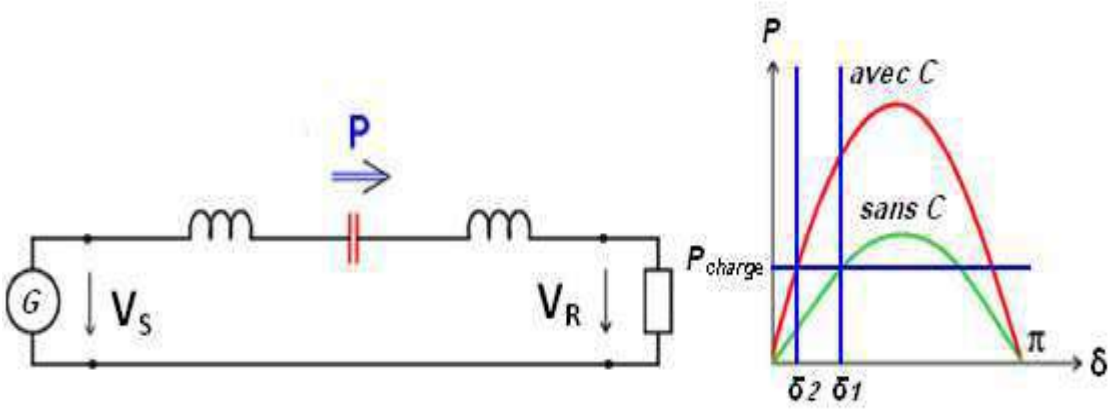


Figure III.13 : impact de la compensation série sur la stabilité angulaire.

c) Effet sur la commande du flux d'énergie :

La compensation série peut être utilisée dans les systèmes électro-énergétiques pour la commande du flux d'énergie en régime permanent. En cas de lignes de transport avec une capacité thermique suffisante, la compensation peut soulager des surcharges éventuelles sur d'autres lignes parallèles.

III.5.2.2 Les avantages de la compensation série :

La compensation série des lignes électriques apporte plusieurs avantages utiles:

- Une augmentation de la puissance active transmise par la ligne sans remise en cause de la stabilité angulaire ou de la stabilité de tension.
- Une augmentation de la stabilité angulaire et de la stabilité de la tension sans diminuer la capacité de transport.
- Une diminution des pertes dans la plupart des cas.

III.6 Comparaison entre la compensation série et la compensation shunt :

L'effet d'ajouter un condensateur en parallèle avec la ligne à pour conséquence de diminuer la chute de tension dans la ligne. Aussi pour une valeur de capacitance élevée, il est possible que la chute de tension soit neutralisée **[25]**.

Donc le rôle principal de la compensation parallèle est d'améliorer la chute de tension causée par la charge dans la ligne.

Les compensateurs série ont été utilisés avec sucés pendant des nombreuses années, pour améliorer la stabilité et les aptitudes de charge des réseaux de transport haute tension.

La compensation série est aussi utilisée pour régulariser la tension au long de la ligne lorsque la charge subit à des variations brusque **[26,28].**

Par contre leur utilisation dans les lignes longue est très fréquente. L'impédance de la ligne réduite, augmente la stabilité du réseau électrique, qui nous permet de transité des grandes puissances.

III.7.Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenter une introduction d'une manière générale sur les techniques de compensation conventionnelles (série et shunt) appliqué aux contrôle de la chute de tension ainsi les effets de la compensation série sur les systèmes électro_énergitique . Et enfin nous terminant ce chapitre par une comparaison entre la compensation série et la compensation shunt.

CHAPITRE IV

PROTECTION DES LIGNES DE TRANSPORT D'ENERGIE ELECTRIQUE AVEC COMPENSATION SERIE

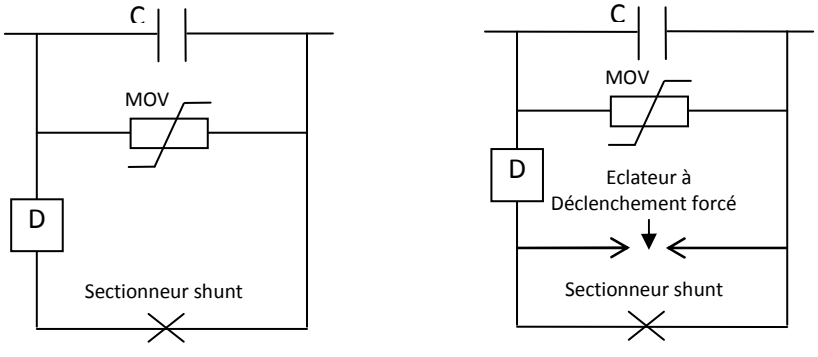
IV.1.Introduction

La réactance des lignes est une des limitations principales de la transmission de courant alternatif dans les longues lignes. Pour remédier à ce problème, la compensation série capacitive a été introduite afin de réduire la partie réactive de l'impédance de la ligne. Les dispositifs de compensation série en général sont des évolutions des condensateurs série fixes. Ils agissent généralement en insérant une tension capacitive sur la ligne de transport qui permet de compenser la chute de tension inductive.

IV.2.Protection du condensateur série

Dans les installations typiques des compensateurs séries, il existe plusieurs techniques utilisées pour protéger les condensateurs. Les tensions et courants lors d'un court-circuit sur la ligne se trouvent à des niveaux plus grands que les valeurs d'opération normaledes condensateurs. Habituellement, les bancs de condensateurs série peuvent supporter 200 % de leur valeur de tension d'opération sans affecter le diélectrique. Pour cette raison, il faut utiliser des condensateurs qui peuvent supporters des courants continus équivalents à 50% du courant maximal qui écoule pendant le défaut, ou à travers l'utilisation d'un dispositif qui limitera la surtension aux terminaux du condensateur. Actuellement, deux alternatives communes de dispositifs de protection sont utilisées :

- MOV varistance à oxyde métallique (sans éclateur) (figure IV.1.a).
- varistance avec éclateur (figure IV.1.b).



a) MOV b) MOV + éclateur

D : Circuit d'amortissement et de limitation du courant

FigureIV.1 : Classification des systèmes de protection du condensateur série.

Dans le premier schéma (figure IV.1.a), la protection des condensateurs séries est assurée par une résistance non-linéaire (varistance). Cette dernière limite les surtensions temporaires dans les condensateurs en conduisant l'excès du courant la ligne de transmission, généralement dû à des défauts. Cette conduction se produit jusqu'à que le sectionneur shunt de dérivation se ferme ou le défaut est effacé par les disjoncteurs de protection de la ligne. La tension maximale qui en résulte à travers le condensateur série dépend des caractéristiques non linéaires courant-tension du MOV et de l'amplitude du courant de la surintensité.

Le MOV est conçu avec des capacités d'absorption de courant et d'énergie compatibles avec les conditions de défaut du système d'alimentation. En plus du niveau de protection, les facteurs critiques qui déterminent les caractéristiques du MOV sont l'impédance équivalente du système d'alimentation, la durée du défaut et la séquence de fermeture du disjoncteur de protection la ligne de transmission.

La sélection de la capacité énergétique et la protection du MOV contre les contraintes excessives est un aspect important du système de protection des condensateurs série. Généralement, pour le dispositif de protection constitué d'un MOV sans éclateur, le MOV sera conçu pour résister au courant et à l'énergie associée aux défauts internes de la ligne spécifiés. Les défauts à proximité des batteries des condensateurs séries peuvent générer beaucoup plus de courant et d'énergie dans le MOV surtout si l'installation est située au bout de la ligne à proximité d'une sous-station avec un fort courant de court-circuit.

Dans le deuxième schéma (figure IV.1.b), le dispositif de protection comprend également un MOV et un éclateur à déclenchement forcé. Dans cette configuration, même si le système comporte un éclateur, le MOV limite la surtension d'une manière identique au premier schéma, tandis que l'éclateur déclenche lors des défauts plus graves pour protéger le MOV, en particulier si l'énergie dégagé dépasse l'énergie supporté par le MOV. Ce type de protection est le plus souvent appliqué pour protéger les banques de condensateur situées aux extrémités de la ligne, surtout si le courant de défaut est supérieur à 10 kA. **[25-28]-[30-31]**

IV2.1.Principe de fonctionnement de la varistance (MOV)

Dans la pratique, le compensateur séries est généralement équipé d'une varistance à oxyde métallique (MOV) pour protéger le condensateur contre les surtensions élevées. L'oxyde de zinc (ZnO) est le type de MOV le plus couramment utilisé. Normalement, lord d'un court-circuit sur la ligne, le MOV (varistance à oxyde métallique) commence à conduire immédiatement après que la tension instantanée aux bornes du condensateur dépasse le niveau de tension de protection. La résistance hautement non linéaire du MOV le rend idéal pour maintenir la tension aux bornes du condensateur dans les limites spécifiées.

La caractéristique tension-courant de la varistance est normalement approchée par l'équation exponentielle suivante:

$$i_{MOV} = P\left(\frac{v_x}{V_{REF}}\right)^q \qquad \text{(IV.1)}$$

Dans la relation ci-dessus:

i_{MOV} et $v_x$sont le courant et la tension de la varistance, respectivement;

P : courant de référence du MOV;

V_{REF} : tension de référencedu MOV: $V_{REF} = \sqrt{2} X_C I_P$;

I_p:courant de protection du MOV: $I_p = I_n$ k, k = 2 a 2.5;

q est un exposant de la caractéristique;

X_C : réactance capacitive;

I_n : courant de charge maximum.

La figure IV.2 illustre un exemple des caractéristiques tension-courant du MOV indiqué sur une échelle linéaire. On peut voir que le MOV commence à fonctionner juste après que la tension du condensateur dépasse la tension de surcharge maximale. On peut également voir que le courant à travers le MOV augmente (à mesure que la tension augmente) pour garantir que la tension du condensateur est toujours inférieure au maximum pour éviter toute surtension dangereuse.**[30.31]**

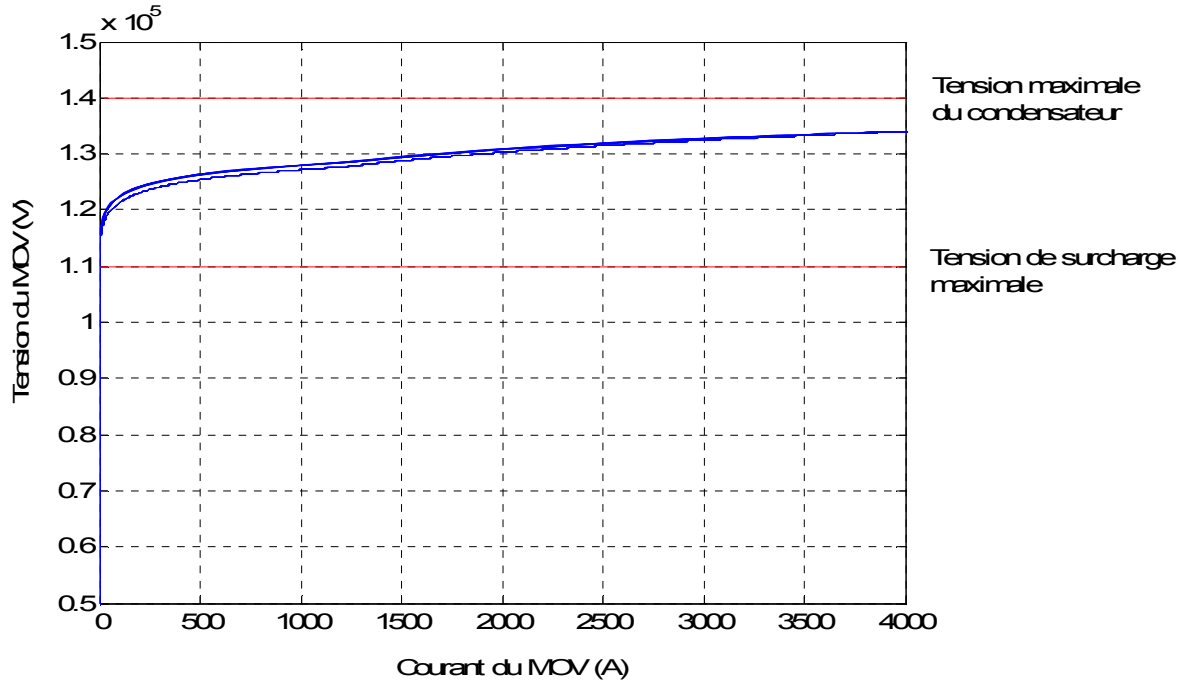


Figure.IV.2: Caractéristiques tension-courant du MOV.

IV.3. Problème associé à la compensation série dans la protection des lignes électriques

L'ajout de batterie de condensateur et leur système de protection (varistance à oxyde métallique (MOV) et éclateur), en série avec la réactance de la ligne de transmission crée certaines complexités dans le fonctionnement efficace du relais numériques de distance. Généralement, lors d'un défaut sur la ligne, le relais de distance mesure l'impédance de défaut qui est proportionnelle à la longueur de la ligne et tente de la comparez avec son impédance de référence. Si l'impédance mesurée est inférieure à l'impédance de référence, le relais de distance considère que le défaut est dans sa zone. Mais, à cause du comportement non linéaire de la varistance, l'impédance de défaut mesurée par le relais n'est pas proportionnelle à la longueur de la ligne. Par conséquent, il est difficile pour le relais de décider si le défaut est à l'intérieur ou à l'extérieur de la zone à protéger. Dans la plupart des cas, le relais considère que le défaut est en dehors de la zone à protéger pour les lignes de transmission avec compensées série**[29]**.

IV.3.1. Phénomène d'inversion d'amplitude de tension [29]

En raison de la présence du condensateur série dans le circuit, la phase de la tension peut être inversée sous certaines conditions. En d'autres termes, un changement d'angle de phase de tension de 180° peut être ressenti après que le défaut s'est produit. Cela affecterait clairement le bon fonctionnement des systèmes de protection de la ligne (relais de distance et directionnel). En raison de l'inversion de tension, les défauts peuvent être vus par le relais comme des défauts inverses.

La figure IV.3 représente un scénario dans lequel un défaut s'est produit dans la ligne après le condensateur dans la direction et la zone de protection du relais placé dans le bus A.

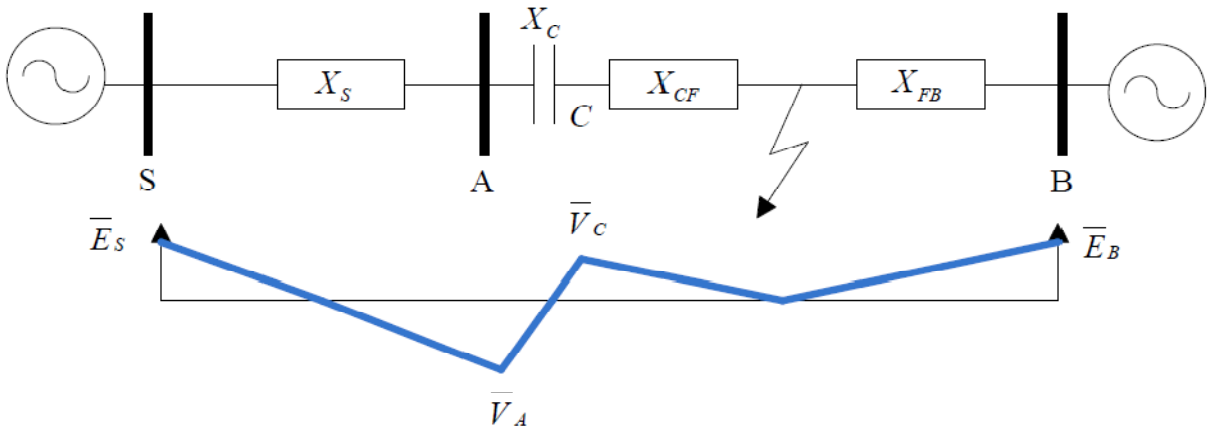


Figure.IV.3 : Phénomène d'inversion de tension sur une ligne avec compensée série.

Considérons la boucle de défaut de la source jusqu'au point de court-circuit. Il se compose de trois impédances, l'impédance de source X_S, du condensateur série X_C et l'inductance de la ligne X_{CF}.

E_S et E_B sont deux source de tension placées aux extrémités S et B respectivement. Il y a deux conditions satisfaisant à la fois qui provoqueraient une inversion de tension:

- Un : l'impédance entre le relais et l'emplacement du défaut est capacitive, alors que l'impédance globale de la boucle de défaut est inductive. Cela nécessite les conditions mathématiques suivantes :

a) $X_C > X_{CF}$ (IV.2)

b) $X_C < X_{CF} + X_S$ (IV.3)

- Deux : si le défaut est très proche du condensateur série, son système de protection (éclateur plus MOV) peut réagir, provoquant l'isolement complet de la capacité série et évitant ainsi une inversion de tension. L'amplitude de la tension aux bornes du condensateur série doit être suffisamment faible pour que son système de protection ne fonctionne pas et provoque une inversion de tension. Si V_{MAX} la tension maximale aux bornes du condensateur avant que l'éclateur (ou le MOV) soit amorcé, l'inversion de tension peut se produire si la condition suivante est satisfaite:

$$X_C \leq \left[\frac{|V_{MAX}|}{|V_{MAX}|+|E_S|}\right](X_{CF}+X_s) \qquad \text{(IV.4)}$$

IV.3.2. Phénomène d'inversion de courant

L'inversion de courant est un phénomène dans lequel le changement de l'angle de phase du courant est modifié de plus de 90◦. Cette condition se produit s'il ya un défaut dans la ligne, juste après le dispositif de compensation et le système équivalent d'un côté de défaut est capacitif et à l'autre côté du défaut est inductive comme représenté sur la figure II.25. Les courants sont approximativement déphasés de 180 degrés plutôt que d'être en phase pour ce type de défaut.

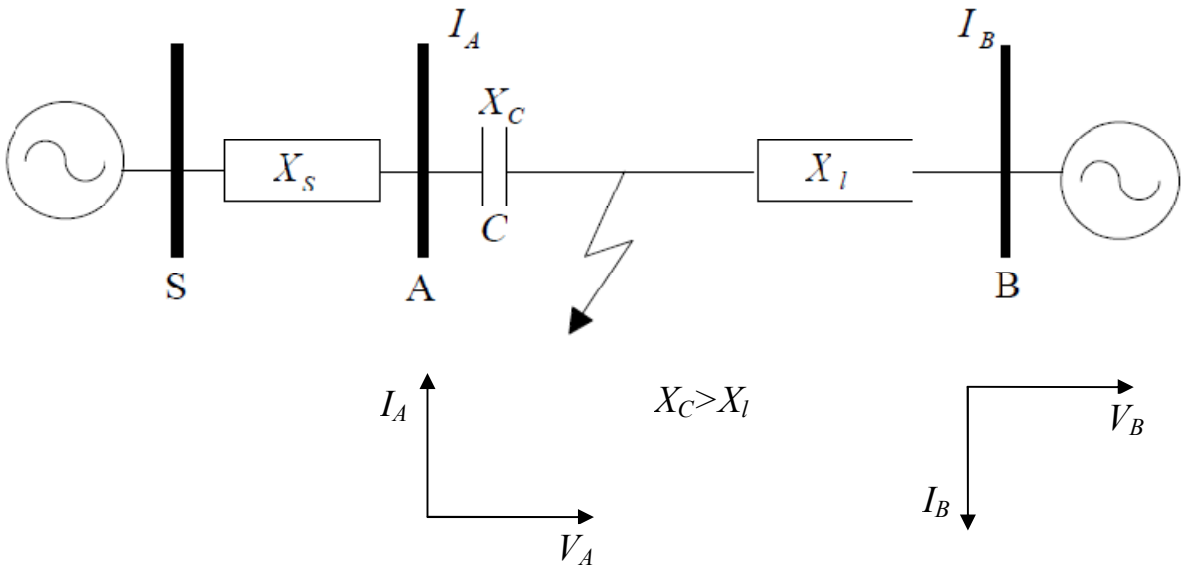


Figure.IV.4 : Phénomène d'inversion de courant sur une ligne avec compensée série.

Une inversion de courant peut se produire, si l'impédance de source X_S est inférieure à la réactance capacité X_C du condensateur. Cela peut être une condition idéale pour les défauts à haute impédance ou le courant de défaut peut être réduit en dessous du niveau de déclenchement des systèmes de protection des condensateurs série. Cependant, dans le cas d'un défaut triphasé, la

grande valeur du courant assurerait un fonctionnement rapide des systèmes de protection est empêche l'apparition du phénomène d'inversion de courant. Les systèmes de relais de protection qui utilisent uniquement le courant comme référence pour la détection de défaut seront bloqué par l'inversion de courant à moins qu'ils ne soient modifiés pour obtenir un fonctionnement fiable.

IV3.3. L'impact de la compensation série sur l'estimation de la distance de défaut

Comme mentionné précédemment, la compensation série est généralement installée pour améliorer la stabilité transitoire de la ligne de transmission et pour de nombreux autres avantages techniques et économiques. Cependant, la présence des condensateurs série perturbe le bon fonctionnement des systèmes de protection de la ligne surtout ces systèmes son constitue par des relais de distance car leur principe de fonctionnement est basé sur le calcul de l'impédance. Le condensateur série modifie l'impédance de la ligne que le relais mesure. De plus, l'estimation de l'impédance dépend de l'état du système de protection du condensateur. Premièrement, la protection du condensateur contre les surtensions (éclateur et le MOV), rendent la réactance capacitive variable. Deuxièmement, le fonctionnement de la protection du condensateur dépend de la grandeur du courant de défaut. Troisièmement, la compensation série peut se trouver dans la boucle de défaut ou non en fonction de l'emplacement de défaut et des bancs de condensateur.

Considérons une ligne de transmission avec compensation série placé au milieu, comme indiqué dans la figure IV.5. Lors d'un défaut avec courant élevé, l'amorçage de l'éclateur enlèverait le condensateur de service, et le relais mesure l'impédance de défaut correctement. Conventionnellement pour les lignes non compensées, la caractéristique de la première zone d'un relais MHO qui couvre la protection de 90% de la ligne est indiquée en trait pointillés dans la figure IV.5. Ce réglage fournirait une discrimination correcte des défauts à grande courant dans la première zone de protection même pour les lignes avec compensées série.

Par contre, pour les défauts à faible courant, l'éclateur ne réagit pas, le condensateur reste en service et la réactance capacitive sera incluse dans l'estimation de l'impédance globale. Le réglage conventionnel de la première zone du relais MHO est très grand pour cette condition est la distance estimée pour les défauts hors zone sera inexacte. La solution traditionnelle est de définir les caractéristiques de la première zone du relais MHO pour couvrir 90 % de la ligne lorsque le condensateur est en service (cercle plein dans la figure IV.5). Cependant, la couverture instantanée de la première zone chute à environ 50% de la longueur de la ligne pour les défauts à fort courant (condensateur hors service).

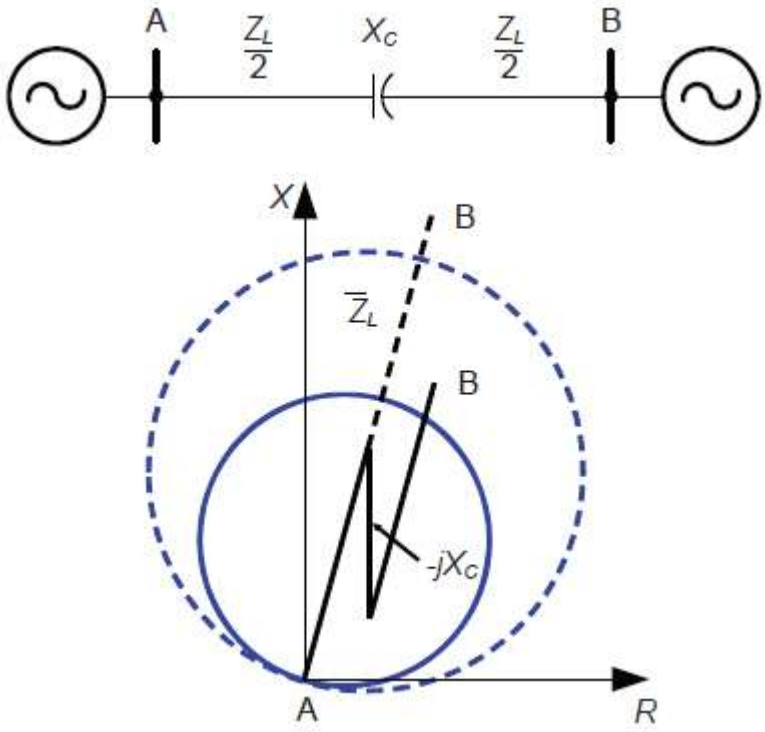


Figure IV.5 : Caractéristiques élémentaires de la première zone d'un relais MHO pour une ligne de transmission avec compensation série placé au milieu.

Considérons une ligne avec une compensation série placé à l'extrémité de la ligne, comme représenté à la figure IV.6. Dans cette figure on trouve aussi les caractéristiques élémentaires de deux zone d'un relais MHO l'un pour protéger la ligne compensée (trait plein) et l'autre(trait pointillée) pour protéger la ligne adjacente (non représentée sur la figure).Comme mentionné précédemment, lors d'un défaut à fort courant , le condensateur est effectivement retiré de la boucle de défaut en raison de l'amorçage de l'éclateur et les deux éléments MHO fonctionnent correctement. Par contre, pour les défauts à faible courant, le condensateur reste en service. Si le défaut est situé près du condensateur, il est considérée comme un défaut inverse par le relais qui protège la ligne compensé et l'impédance mesurée se situe dans les caractéristiques de la première zone du relais de protection de ligne adjacente et provoque un fonctionnement incorrect de ce relais.

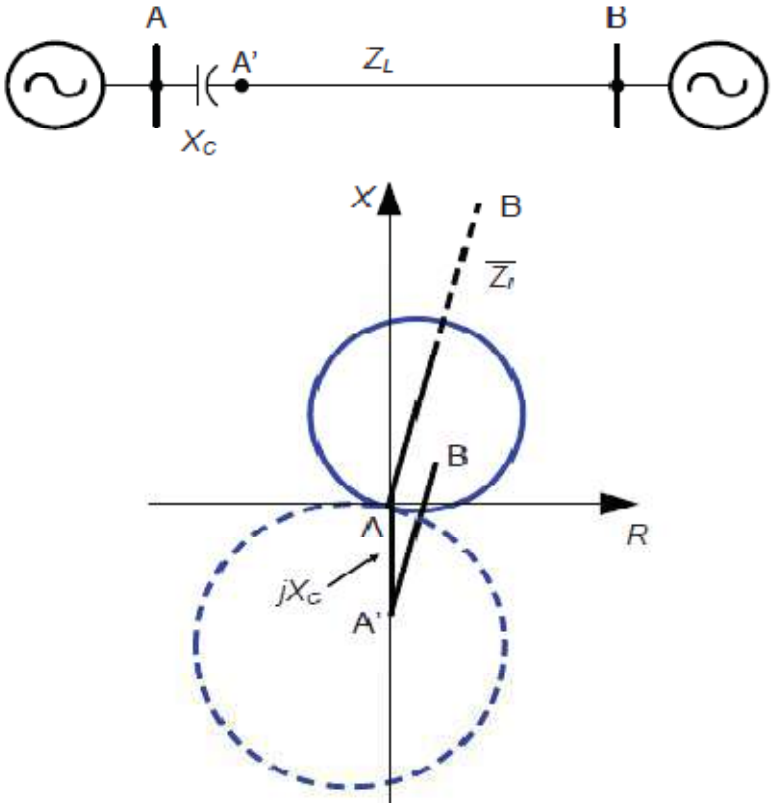


Figure IV.6 : Caractéristiques élémentaires de la première zone d'un relais MHO pour une ligne de transmission avec compensation série placé à l'extrémité de la ligne.

IV.3.4. Le phénomène de résonance sous synchrone

Le phénomène de résonance sous-synchrone (sub-synchronousresonance SSR) est un autre problème qui a un effet néfaste sur les systèmes de protection des lignes compensées. Lors d'un défaut sur la ligne, les batteries de condensateurs entre en résonance avec l'inductance du système à une fréquence inférieure à la fréquence fondamentale car les lignes électriques sont généralement compensées à des niveaux inférieurs à 75%. La fréquence de la résonance sous-synchrone se situe généralement entre 15% et 90% de la fréquence fondamentale. Cette fréquence pose des difficultés considérables si elle n'est pas prise en considération dans la conception des relais de protection.

De plus, les transitoires causé par la résonance sous-synchrones sont souvent responsables de nombreux faux déclenchement. Par raisons de démonstration, le condensateur série est situé à l'extrémité de la ligne. Les caractéristiques élémentaires de la première zone d'un relais MHO est représenté dans la figure II.28. Immédiatement après la création du défaut, la trajectoire de l'impédance traverse la caractéristique de l'élément MHO. Comme la transitoire se désintègre, la spirale d'impédance diminue jusqu'à ce qu'elle atteigne une valeur stable, après environ cinq cycles.

Par conséquent, pour empêcher le fonctionnement du relais de protection de la première zone pendant la résonance transitoire sous-synchrone, les paramètres de portée de l'élément MHO doivent être réduire davantage.

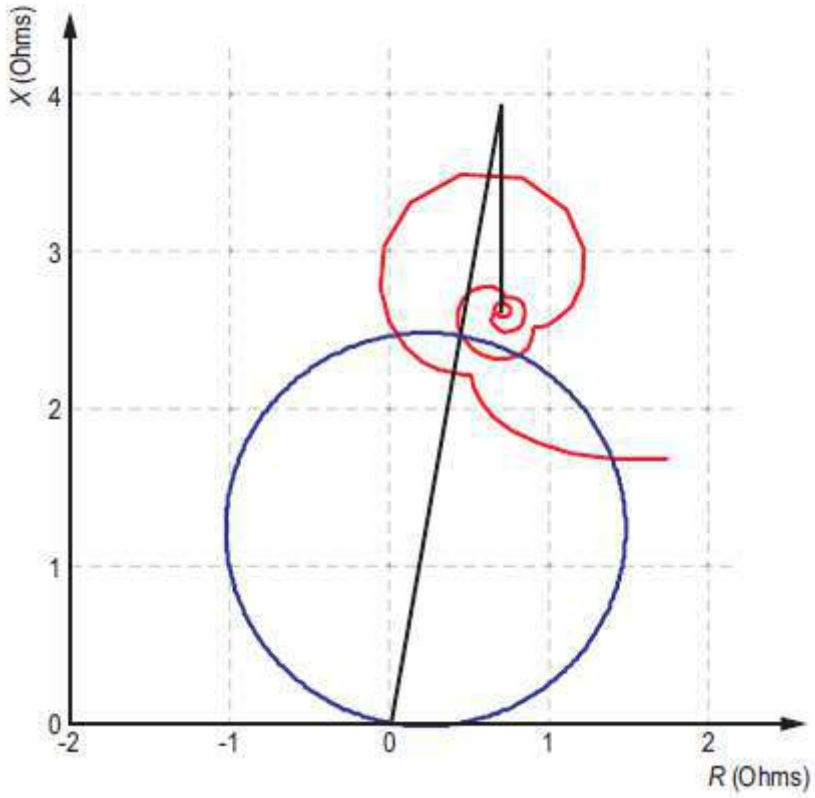


Figure IV.7 : Effet de la résonance sous-synchrone sur le relais MHO.

IV.3.4.a. L'emplacement du compensateur série

Le compensateur série et ses dispositifs de protection associés peuvent être installés à l'une ou dans les deux extrémités de la ligneau même temps, comme indiqué respectivement dans les figure IV.8.a et figure IV.8.b. Les extrémités de ligne sont des emplacements typiques du compensateur série, car il est généralement possible d'utiliser l'espace disponible dans la sous-station. Cela réduit également les coûts d'installation. Une autre possibilité consiste à installer le compensateur série au milieu de la lignefigure IV.8.c. Cette configuration est plus efficace surtout pour les lignes de transmission très longues. Par conséquent, cette étude se concentrera sur le système où le compensateur série est installé àl'extrémité de la ligne, comme représenté sur la figure IV.8.a.

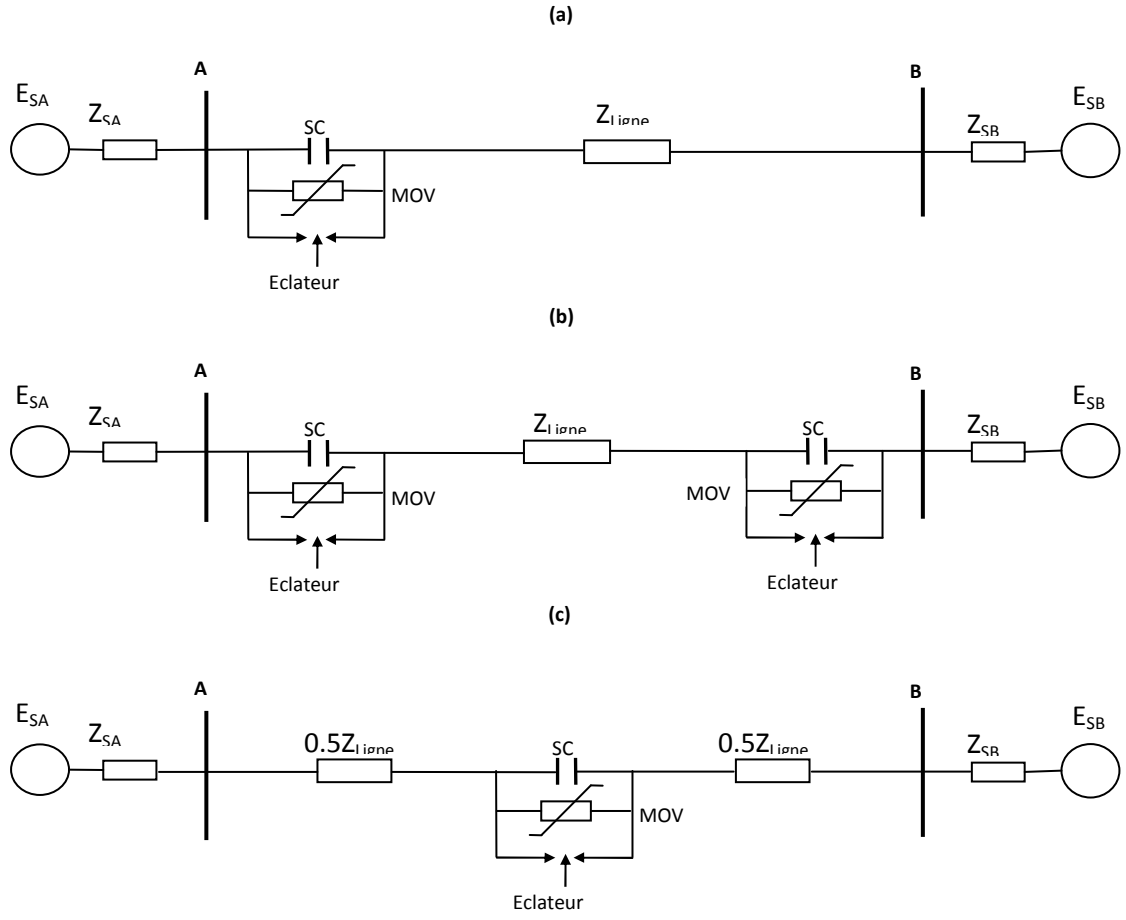


Figure IV.8: Différents emplacements du compensateur série dans le réseau électrique.

IV.3.4.b. Algorithme de calcul de l'impédance de défaut

Pour notre travail l'idée principale était de modifier les équations de calcul de l'impédance apparente de défaut d'un relais de distance est l'adapté à notre modèle de réseau en tenant compte du compensateur sérié lors de développement de ces équations. En particulier, les relais de distance de type MHO, ces relais comparent les impédances des défauts mesuré àl'impédance de réglage est détermine si le défaut est à l'intérieur ou à l'extérieur de la zone protégée. Ils émettent immédiatement un signal de déclenchement lorsque la valeur d'impédance est à l'intérieur de sa zone de protection.

Le tableau 1 indique les formules de calcul de l'impédance de la ligne en défaut pour tousles types de défaut.

Tableau IV.1: Equation de calcul de l'impédance de défaut.

Type de défaut	L'impédance de défaut
AG	$(V_A - Vc_a)/(I_A + 3kI_0)$
BG	$(V_B - Vc_b)/(I_B + 3kI_0)$
CG	$(V_C - Vc_c)/(I_C + 3kI_0)$
AB et ABG	$[(V_A - Vc_a) - (V_B - Vc_b)]/(I_A - I_B)$
AC et ACG	$[(V_A - Vc_a) - (V_C - Vc_c)]/(I_A - I_C)$
BC et BCG	$[(V_B - Vc_b) - (V_C - Vc_c)]/(I_B - I_A)$
ABC et ABCG	$(V_A - Vc_a)/(I_A)$, $(V_B - Vc_b)/(I_B)$ et $(V_C - Vc_c)/(I_C)$

Où A et B et C indique le numéro de la phase, G la terre .V et I sont les tensions et les courants des phases, k=(Z0-Z1) /Z1. Z0etZ1sontrespectivement l'impédance homopolaire et directe (positive). I_0 est le courant homopolaire.Vc_a,Vc_b et Vc_c représente les chutes de tension dans le condensateur.

IV.4. Simulation

IV.4.1. 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 l'algorithme de localisation de défauts présenté. En particulier, le modèle représentée dans la figure IV. 09. Ce modèle est composé de deux sources de 500 kV, trois lignes de transmission de 100 km et un banc de compensation série installé àl'extrémité de la ligne.

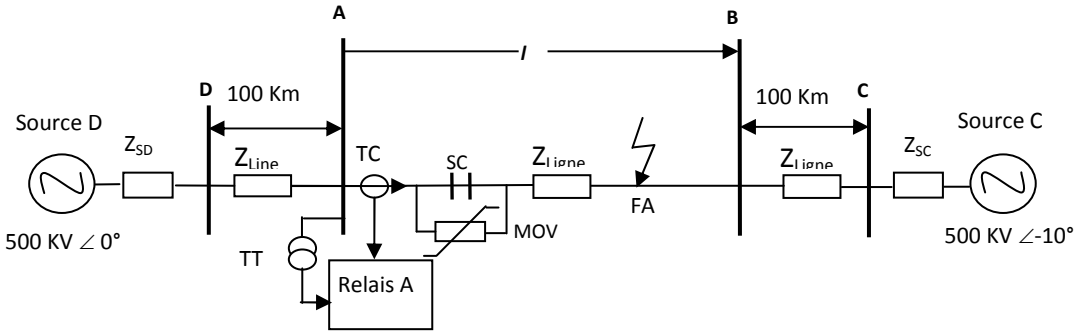


Figure IV.9 : Réseau considéré pour l'étude.

D, 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.

Composant :	Paramètres	
Ligne (DA, AB, BC)	l	100 km
	Z'_{1L}	(0.0185+j0.3766)Ω/km
	Z'_{0L}	(0.3618+j1.2277)Ω/km
	C'_{1L}	13.96nF/km
	C'_{0L}	9.22 nF/km
Compensation série	X_C	0.70 *de la réactance de la séquence positive de la ligne DC
Caractéristique du MOV: $i_{MOV} = P\left(\frac{v_x}{V_{REF}}\right)^q$	P	1.5 kA
	V_{REF}	200 kV
	q	24
Sources D (φ = 0°)	Z_{1SB}	(1.43+j16.21)Ω
	Z_{0SB}	(3.068+j28.746)Ω
Sources C (φ = -10°)	Z_{1SB}	(1.43+j16.21)Ω
	Z_{0SB}	(3.068+j28.746)Ω

IV.4.2 Logiciel utilisé

La simulation est réalisée par le logiciel Matlab-Simulink avec power Système (figure IV.10) pour régénérer les signaux tensions et courants au niveau des jeux de barres A et B (lieux des relais). L'application des algorithmes de calcul de l'impédance de défaut est réalisée par le même logiciel.

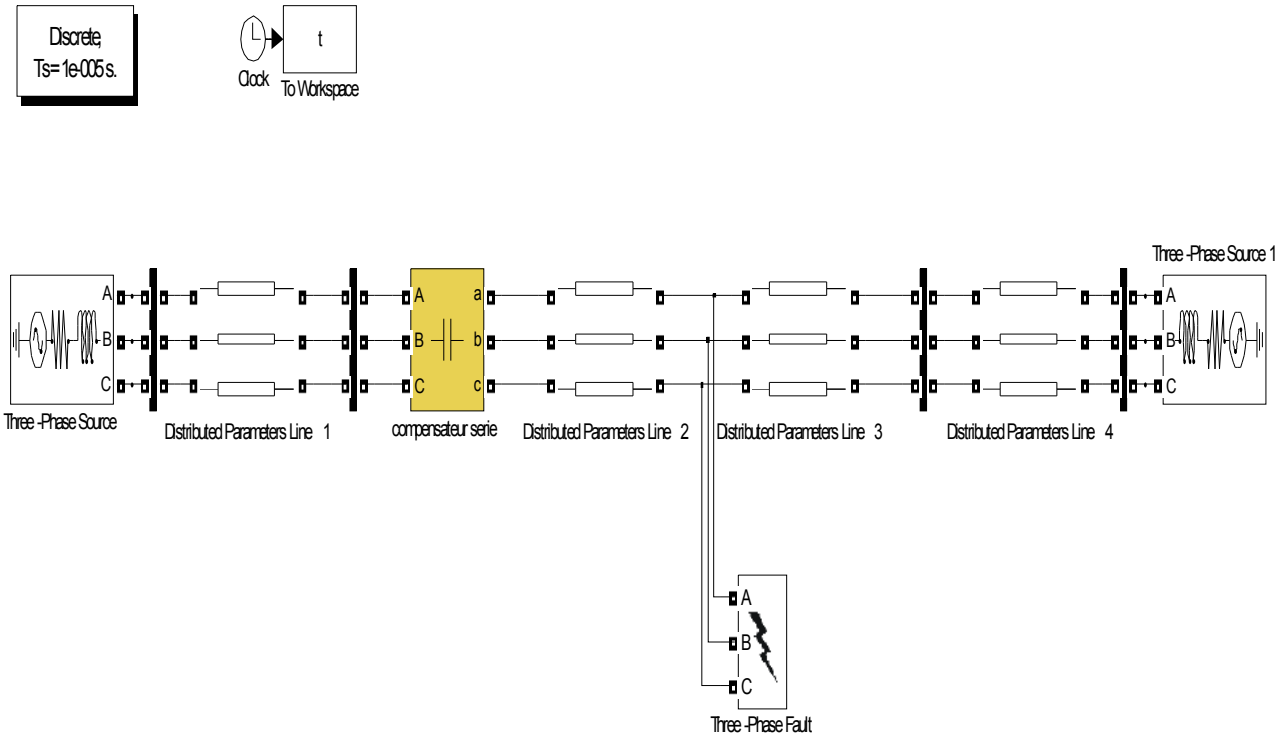


Figure IV.10 : Réseau simulé sur Simulink-Matlab.

IV.5. Evaluation des performances de l'algorithme

Pour évaluer les performances de l'approche proposée, les courants et les tensions des trois phases de la ligne compensée 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 relais 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.11a et IV.11b 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 à la terre pour une résistance de défaut (R_f=10 Ω), à une distance d = 75 km à partir du jeu de barres A.

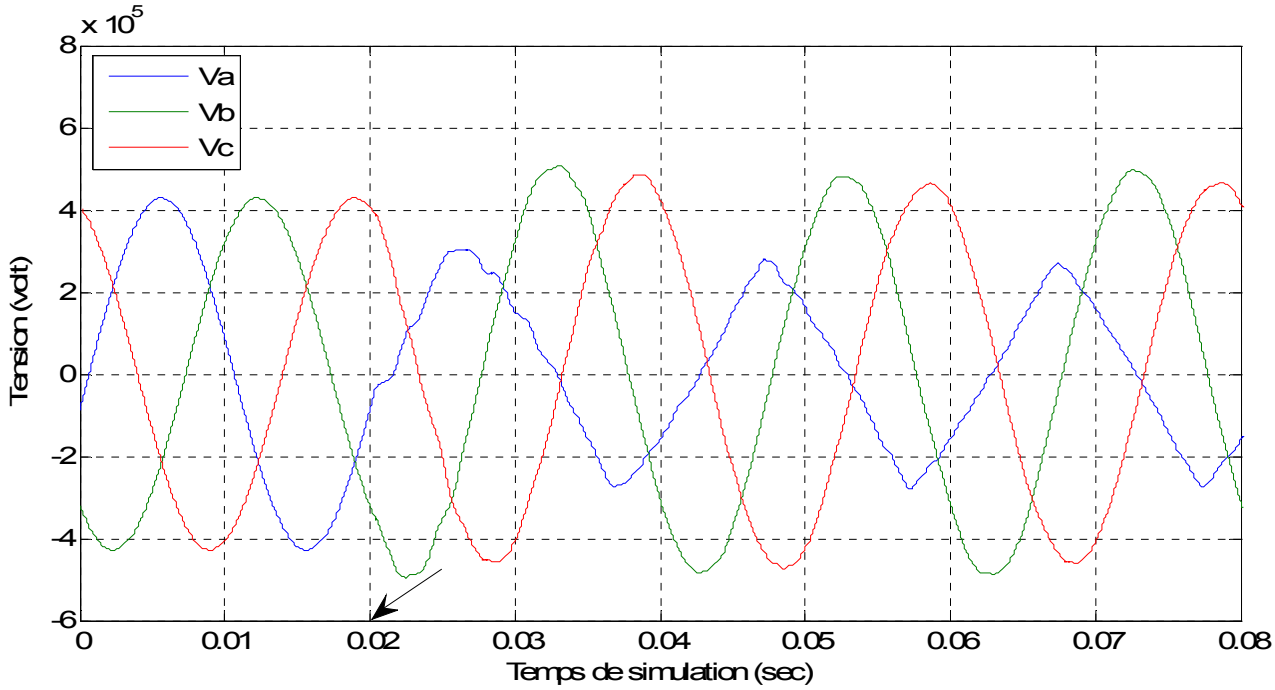


Figure IV.11a : Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

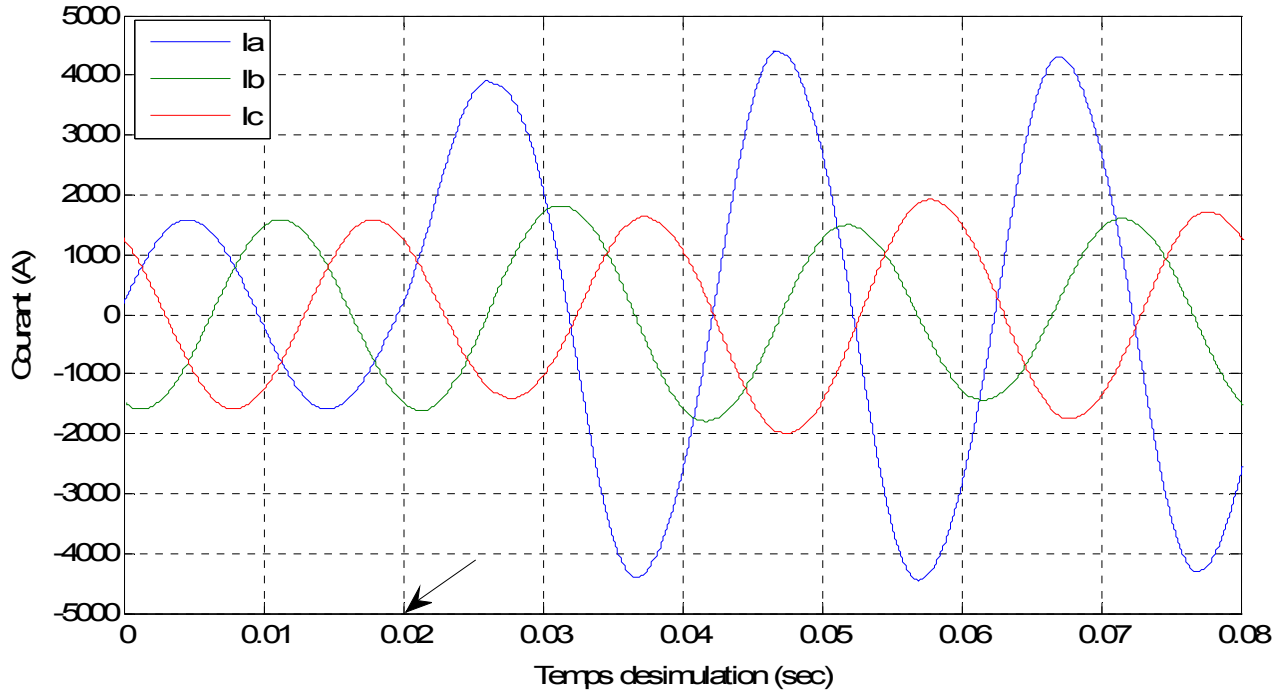


Figure IV.11b : Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A**.**

Les figures IV.12.a, IV.12.b et IV.12 c représentent respectivement la tension de la phase en défaut (phase a) à travers le compensateur série, le courant et l'énergie du MOV.

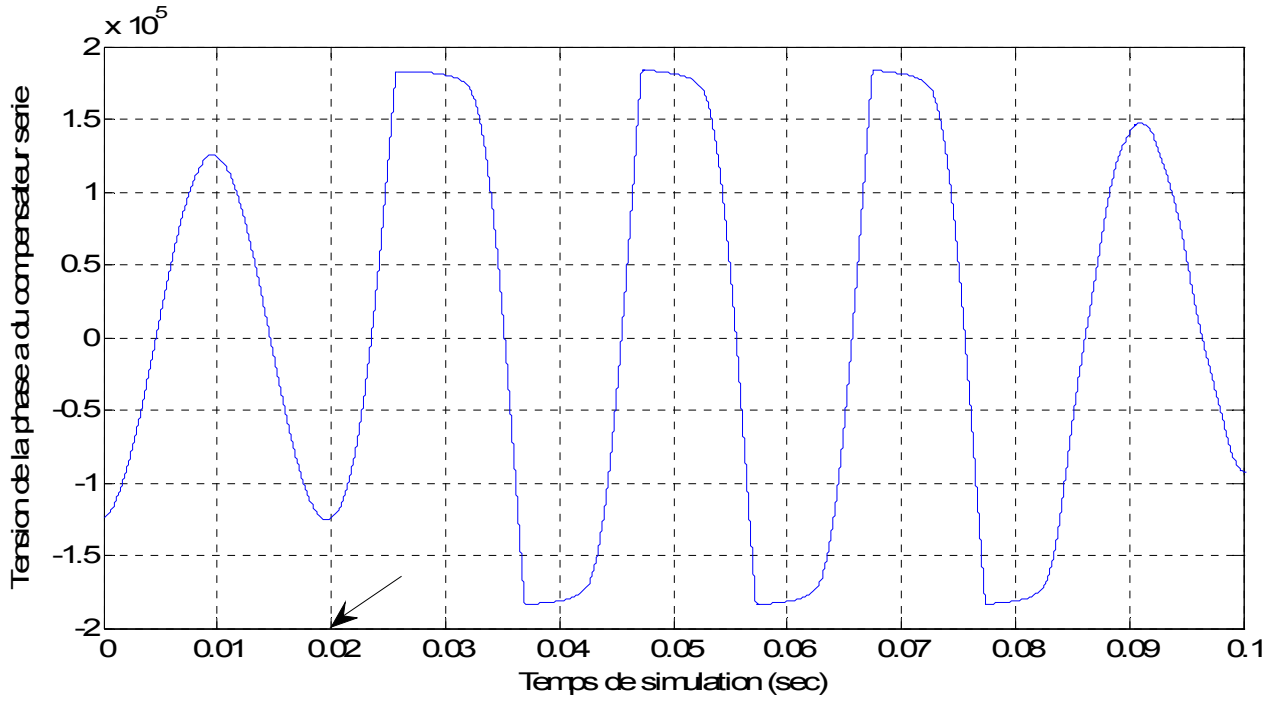


Figure IV.12.a : la chute de tension à travers le compensateur série de la phase en défaut (phase a)

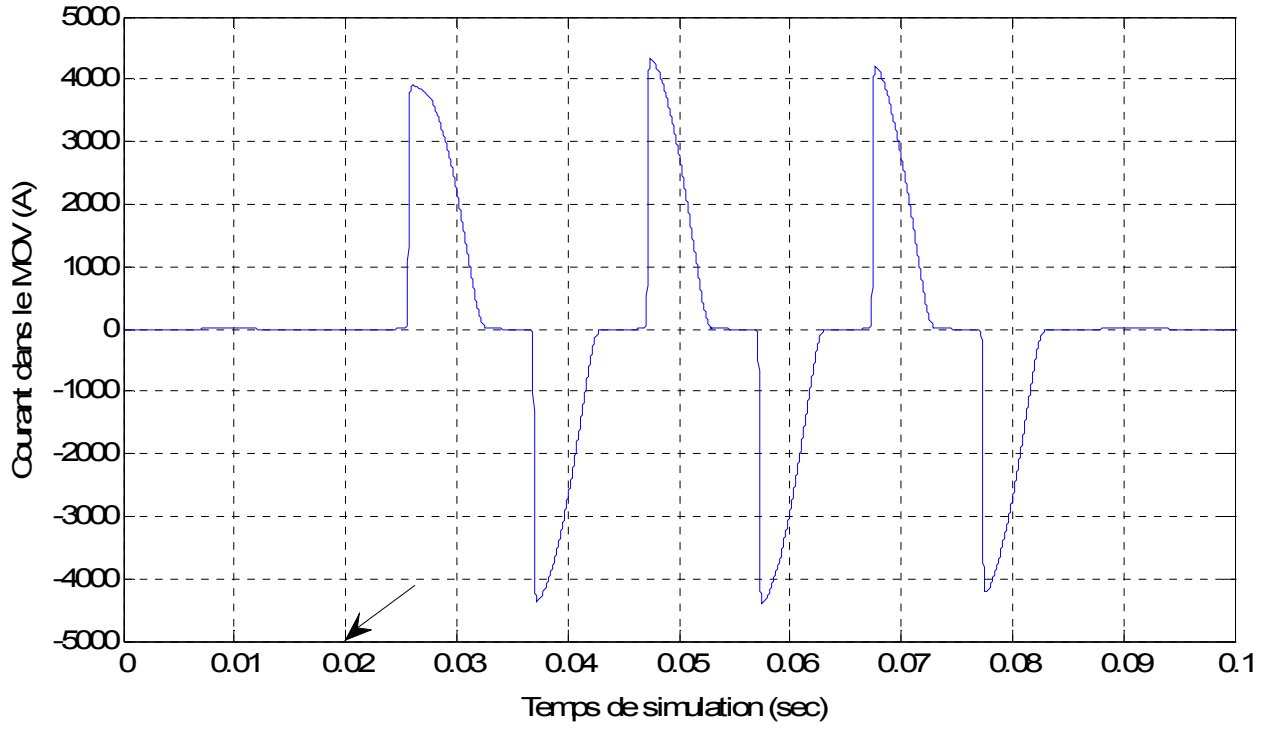


Figure IV.12.b : le courant dans le MOV.

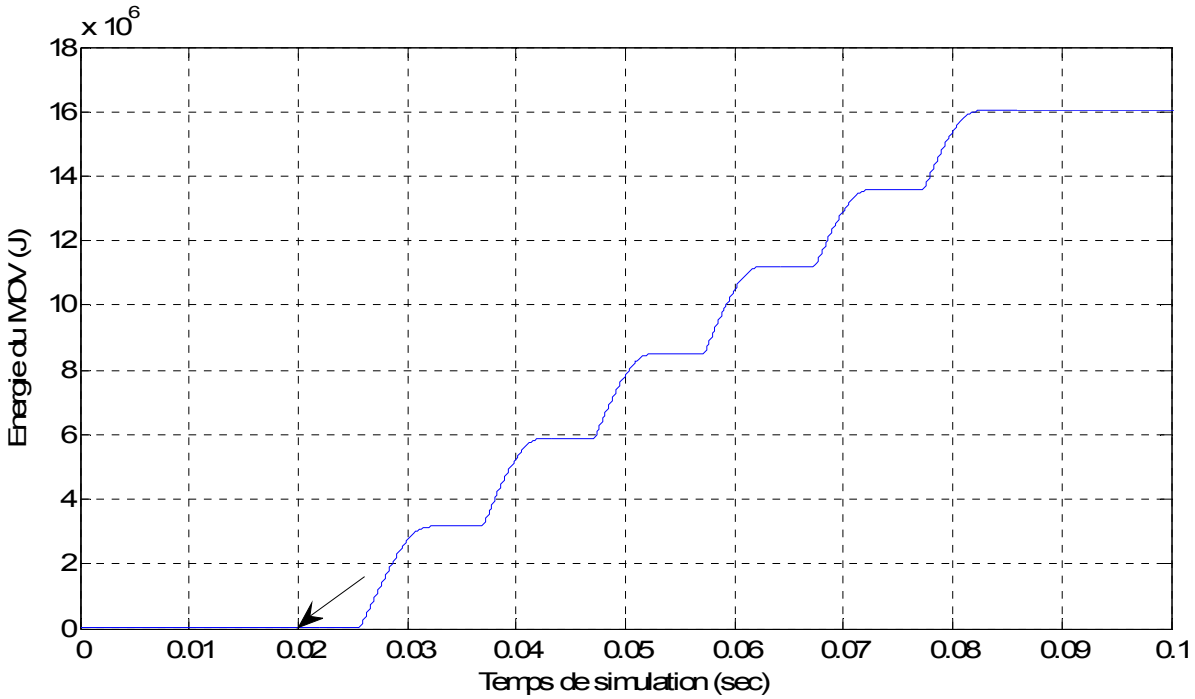


Figure IV.12.c : Energie dans le MOV**.**

IV.5.1. 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.14):

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.

IV.5.1.1. 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 75 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 115 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 145 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.

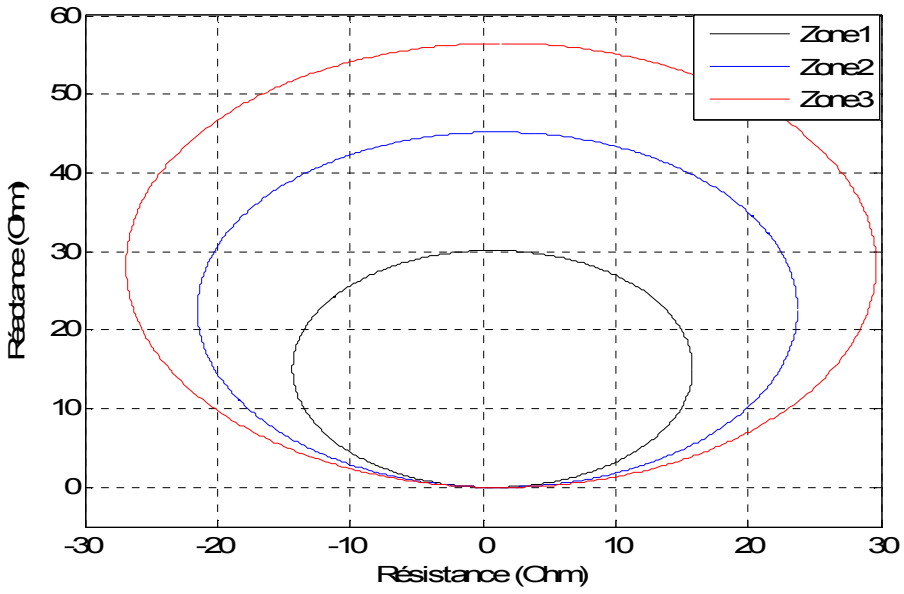


Figure IV.13 : Caractéristique d'un relais de protection MHO**.**

a) Défaut monophasé :

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 monophasé entre la phase a et la terre par deux types des relais (relais1 : relais conventionnel et relais2 : relais modifier) dans les trois cas cité ci-dessous respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut.

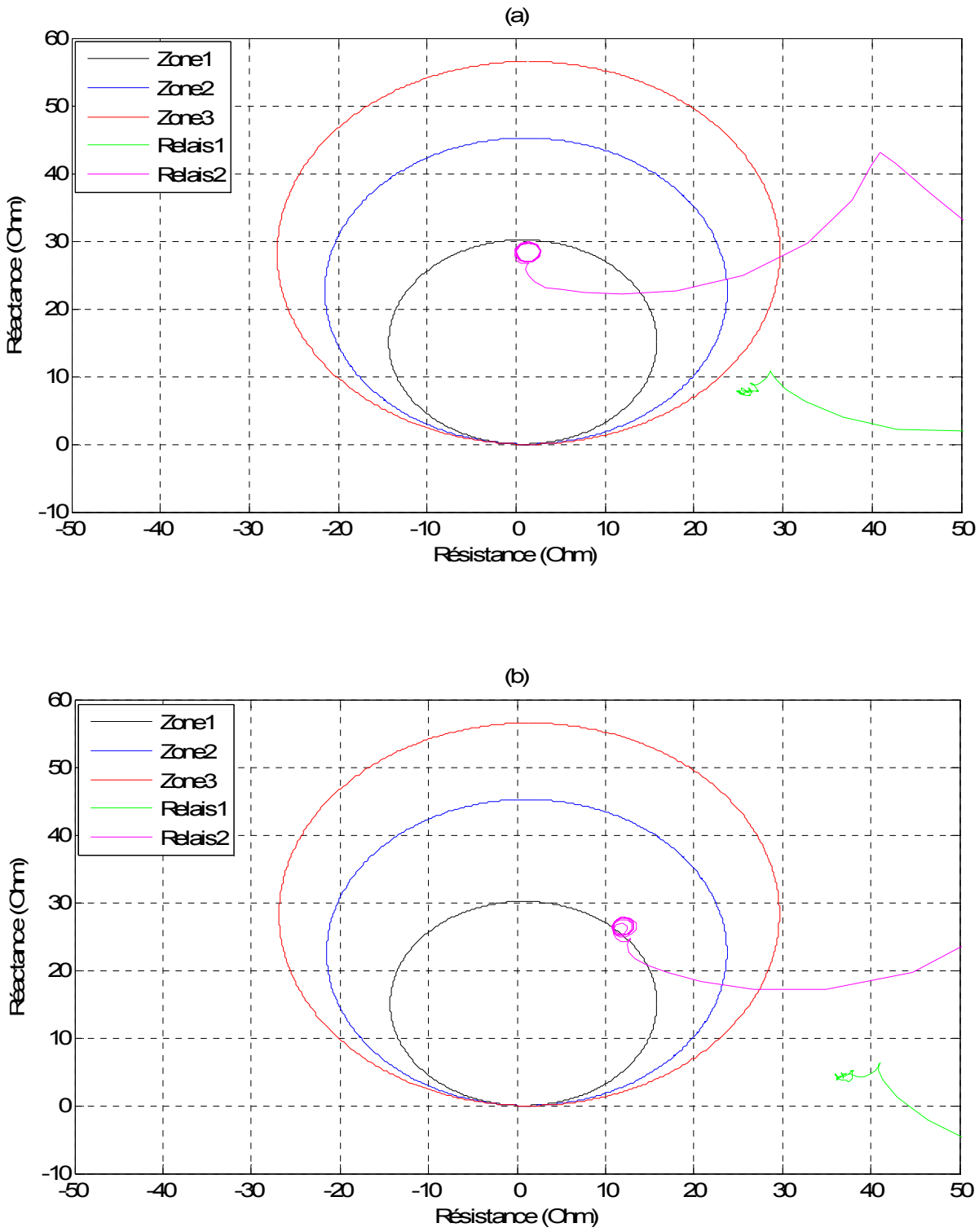


Figure IV.14 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 75 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f= 0.01 Ω,(b) :R_f= 10 Ω).

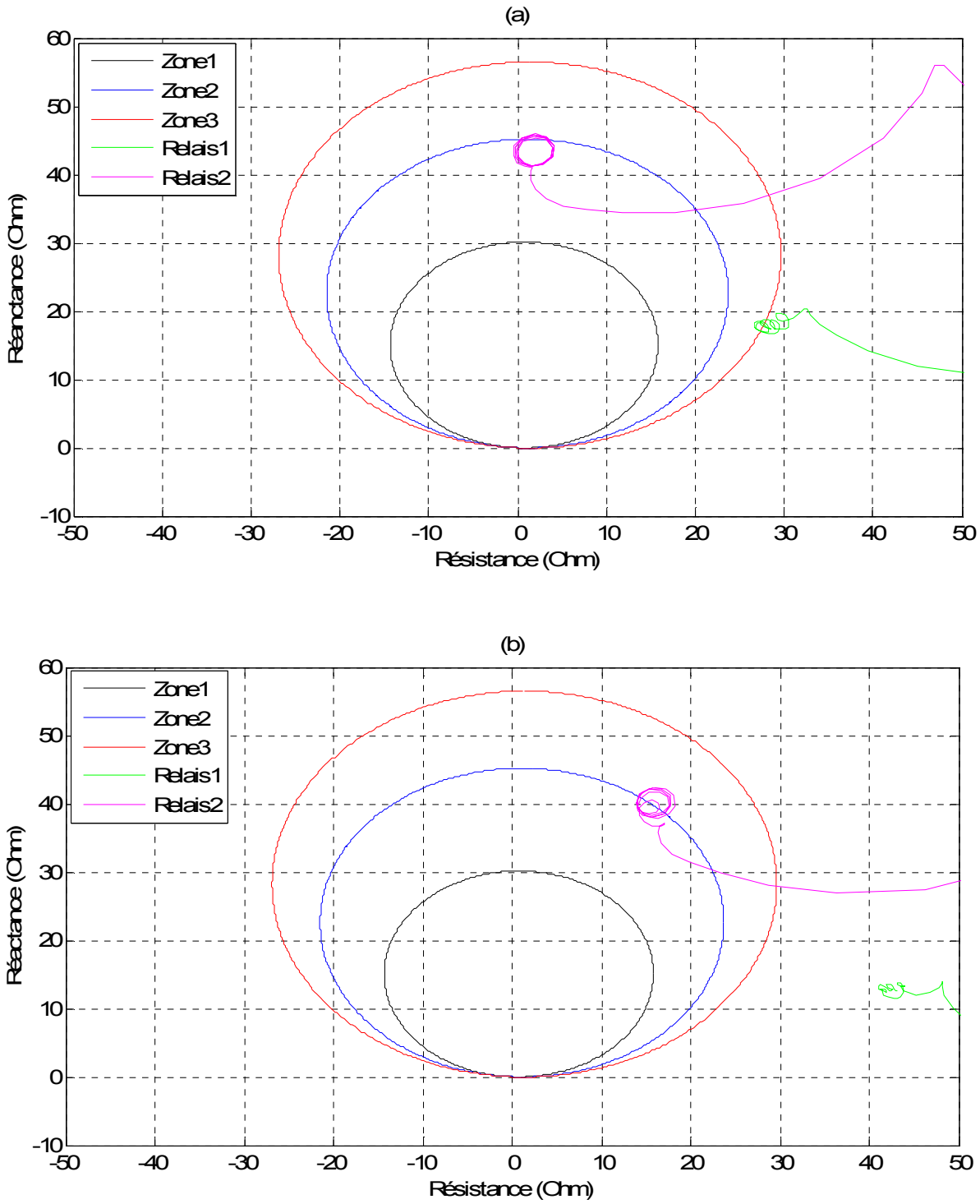


Figure IV.15 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 115 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f= 0.01 Ω,(b) : R_f= 10 Ω).

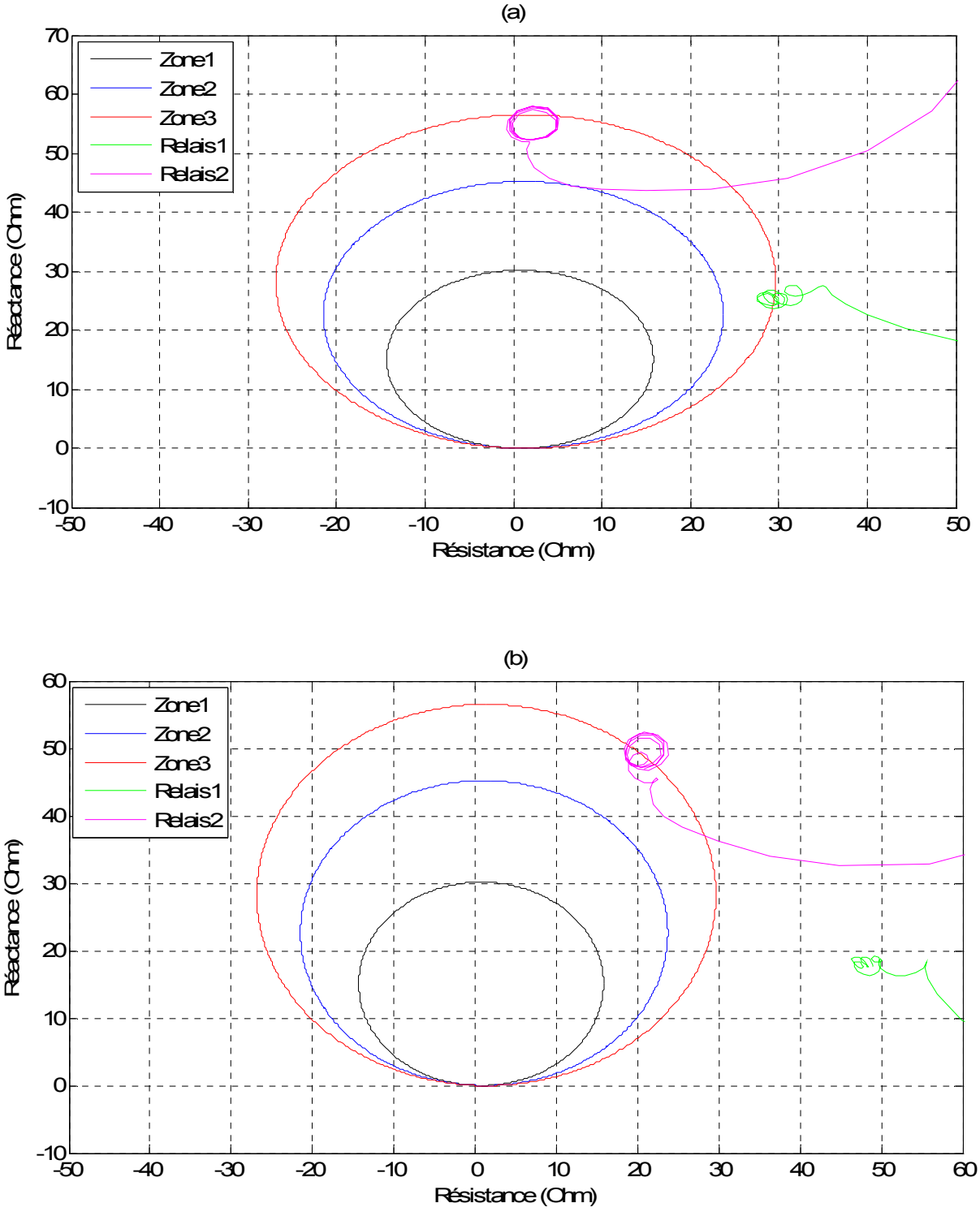


Figure IV.16 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 145 km du jeu de barre A pour deuxvaleurs de résistance de défaut ((a) : R_f=0.01 Ω, (b) : R_f=10 Ω).

b) Défaut biphasé sans 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 sans terre par deux types des relais (relais1 : relais conventionnel et relais2 : relais modifier) dans les trois cas cité ci- dessous respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut.

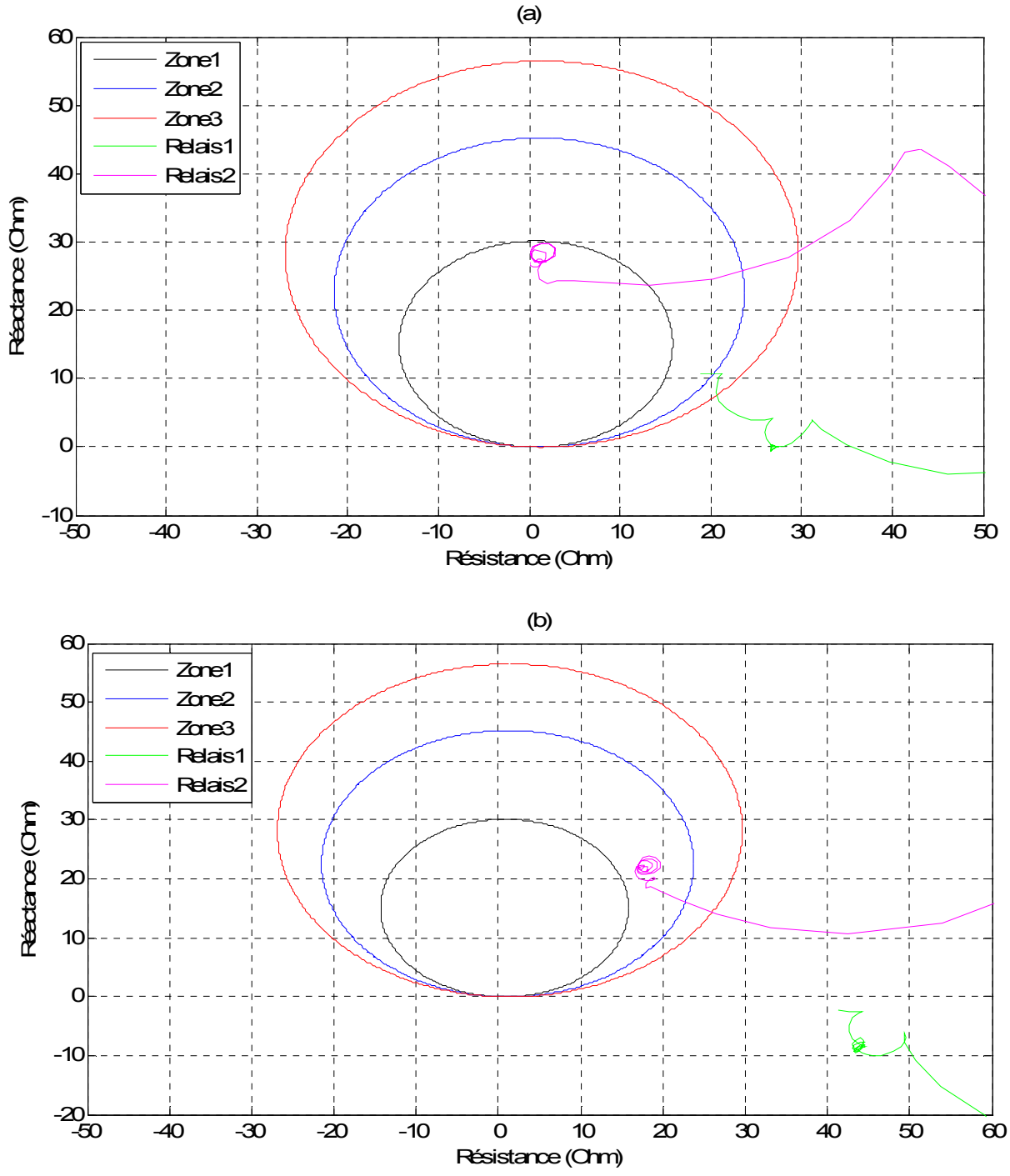


Figure IV.17 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 75 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f=0.01 Ω, (b) : R_f=10 Ω).

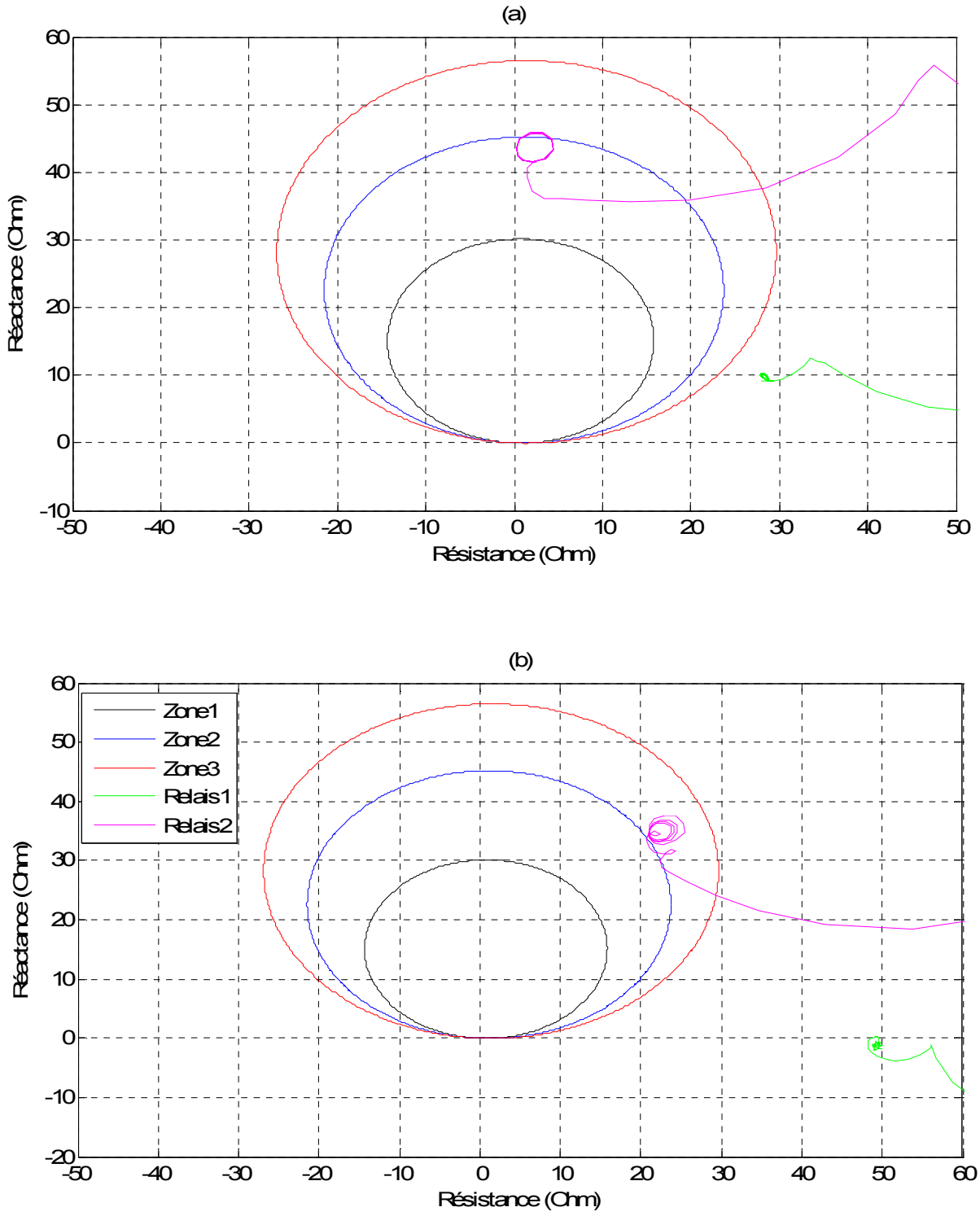


Figure IV.18 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 115 km du jeu de barre A pour deuxvaleurs de résistance de défaut ((a) : R_f=0.01 Ω, (b) : R_f=10 Ω).

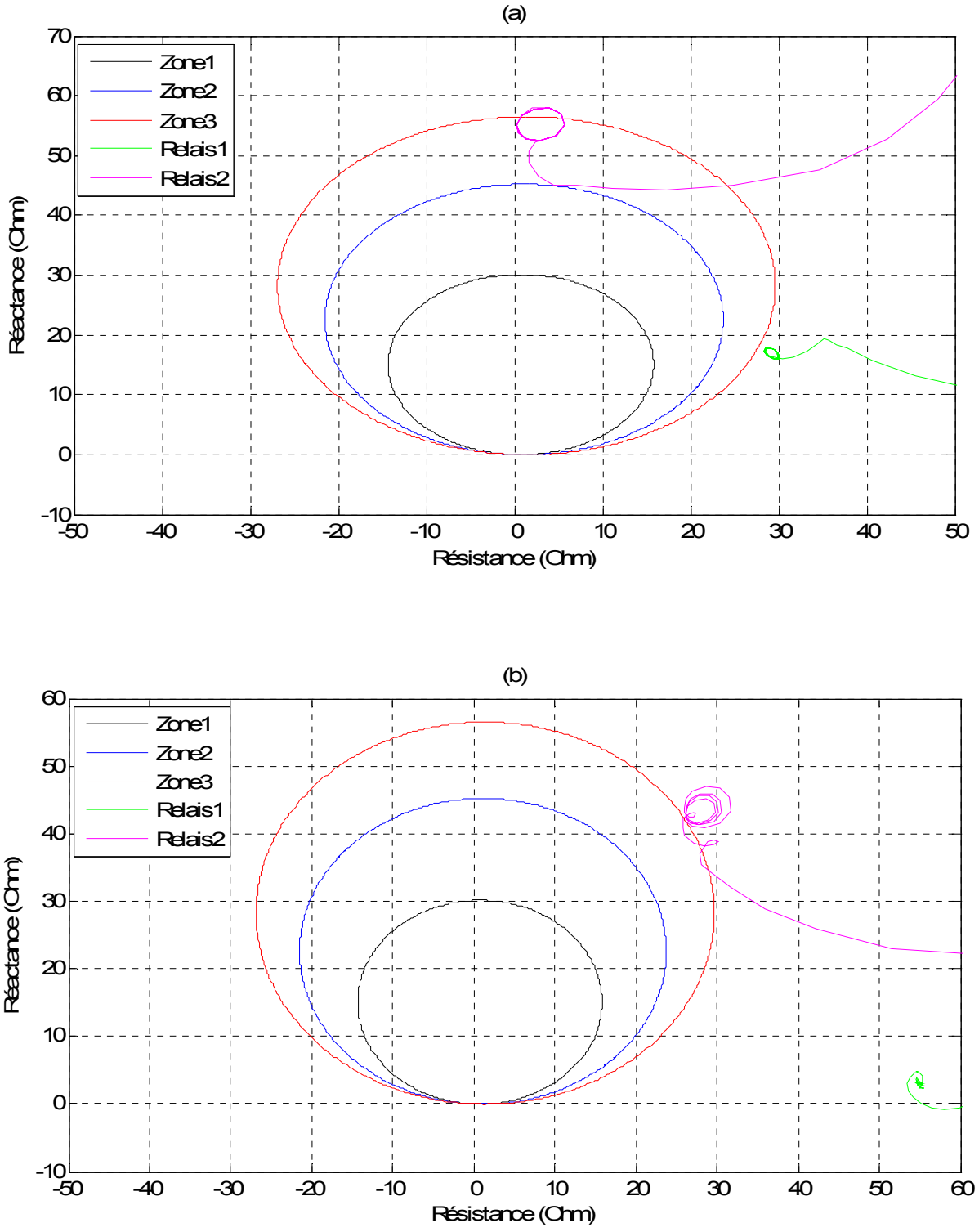


Figure IV.19 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 145 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f=0.01 Ω, (b) : R_f=10 Ω).

C) Défaut biphasé à la terre :

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 biphasé sans terre par deux types des relais (relais1 : relais conventionnel et relais2 : relais modifier) dans les trois cas cité ci-dessous respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut.

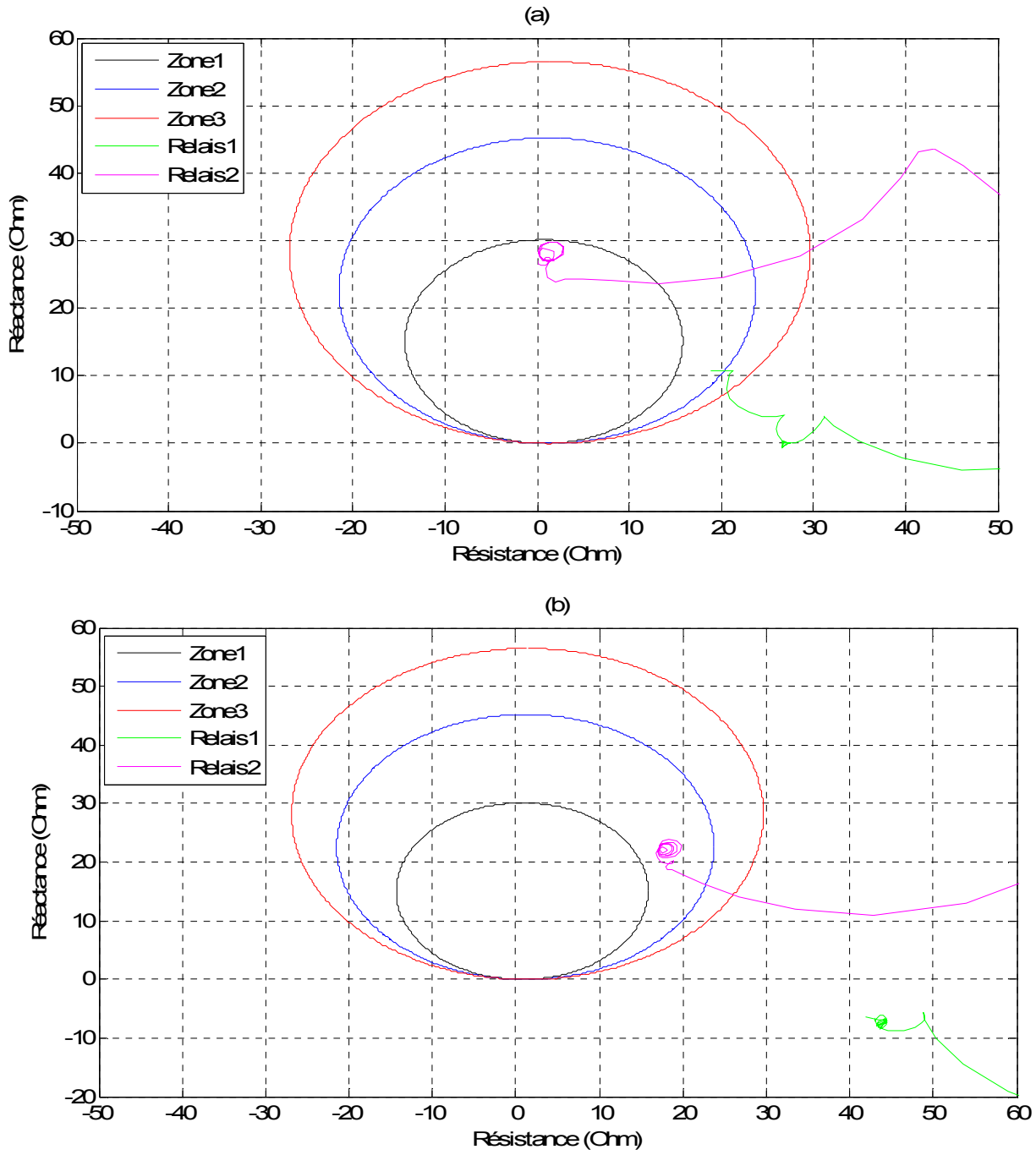


Figure IV.20 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre situé à 75 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f=0.01 Ω, (b) : R_f=10 Ω).

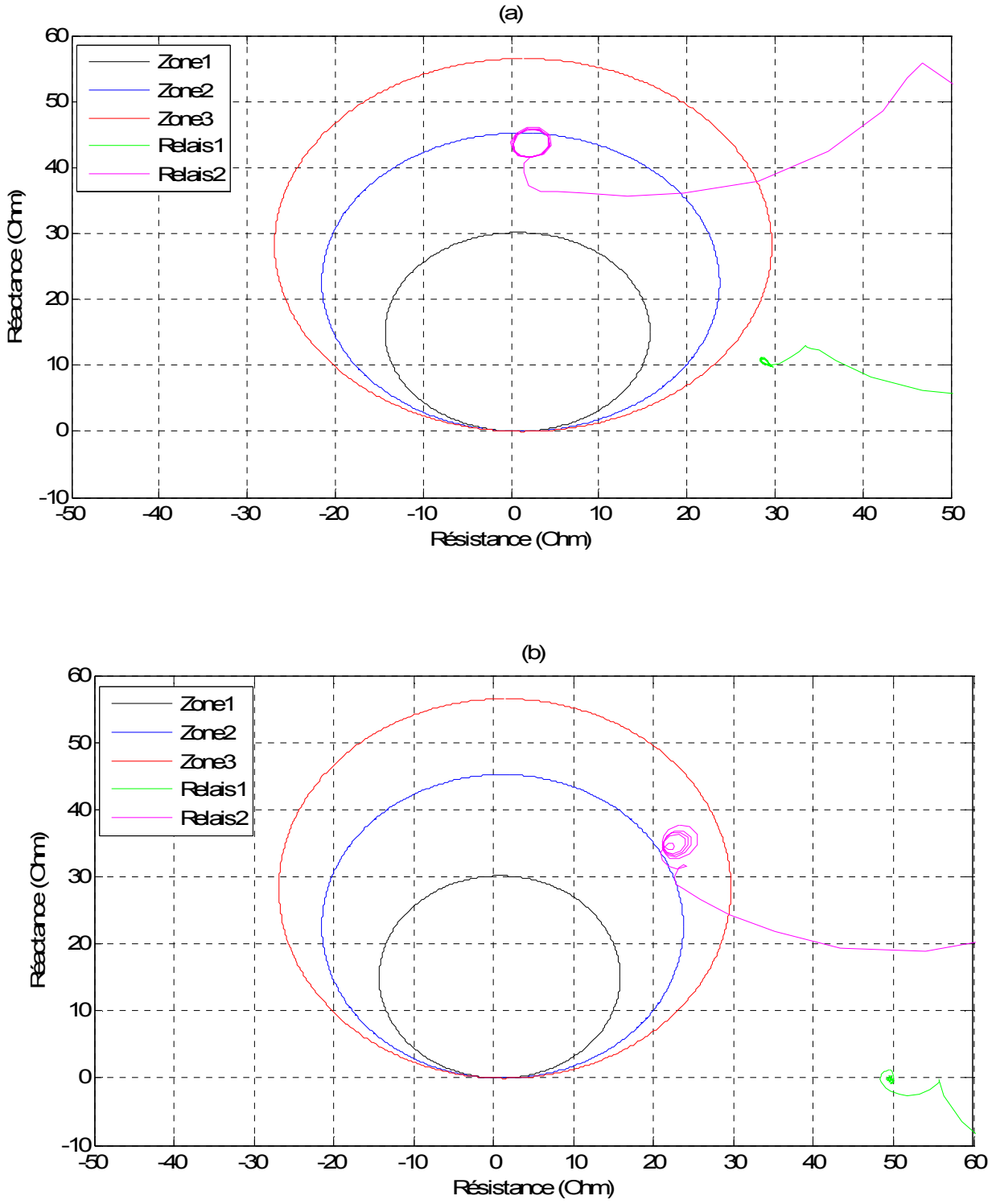


Figure IV.21 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre situé à 115 km du jeu de barre A pour deux valeurs de résistance de défaut ((a) : R_f=0.01 Ω, (b) : R_f= 10 Ω).

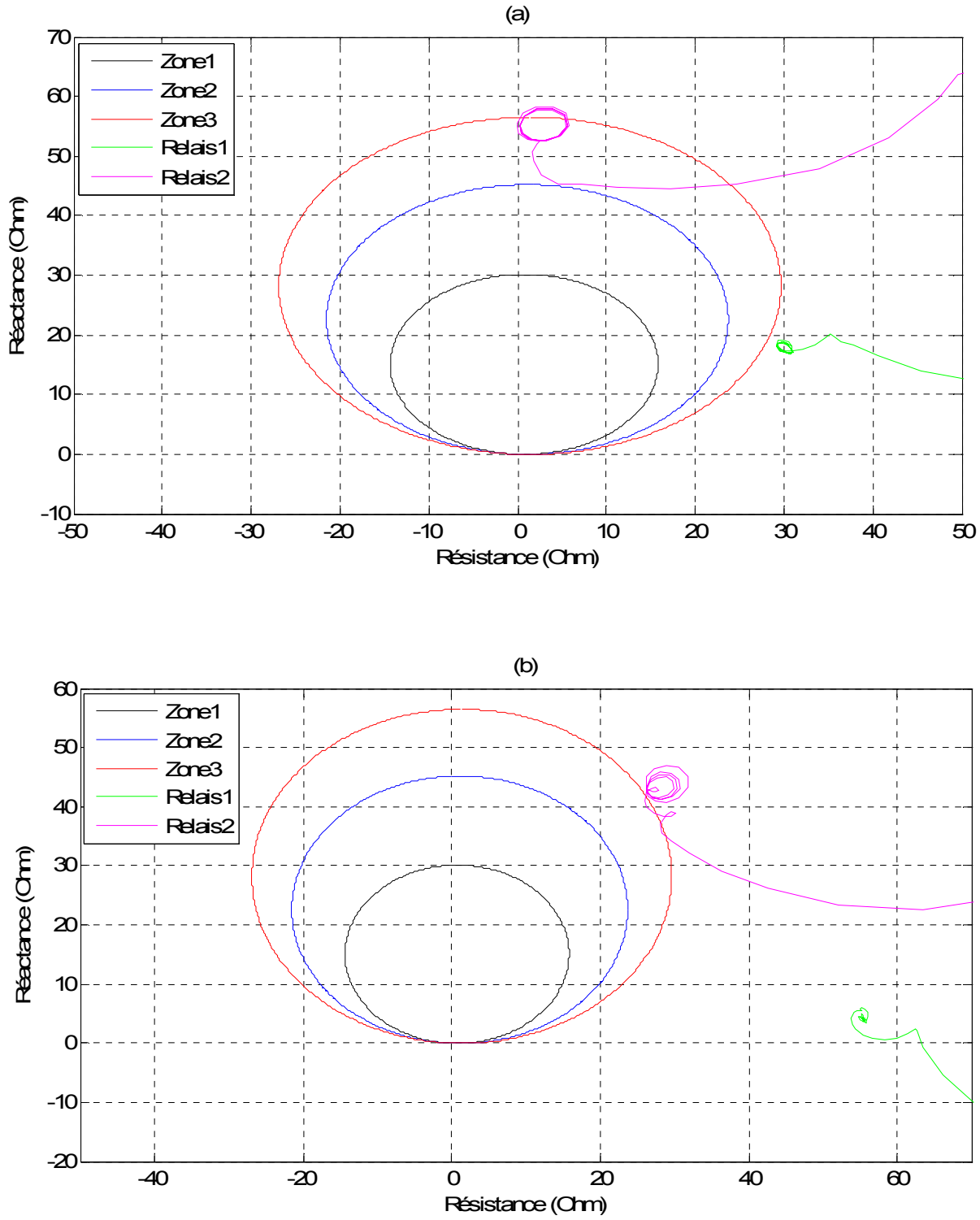


Figure IV.22 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé a la terre situé à 145 km du jeu de barre A pour deuxvaleurs de résistance de défaut ((a) : R_f=0.01 Ω, (b) : R_f= 10 Ω).

d) Défaut triphasé :

Les figures IV.23, IV.24 et IV.25 représentent les résultats des simulations du calcul de la trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé par deux types des relais (relais1 : relais conventionnel et relais2 : relais modifier) dans les trois cas cité ci-dessous respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut.

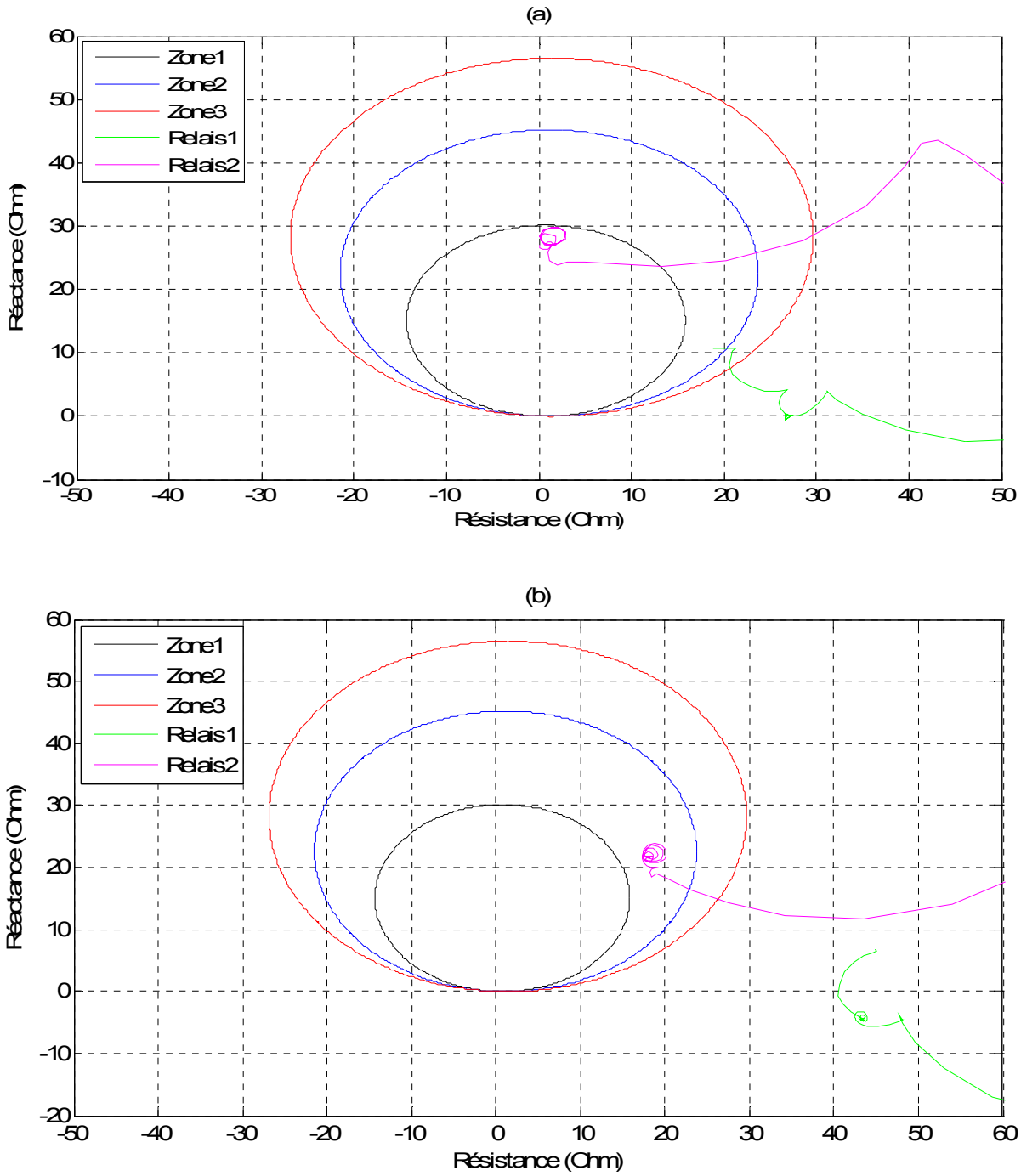


Figure IV.23 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 75 km du jeu de barre A pour deuxvaleurs de résistance de défaut ((a) : Rf=0.01 Ω, (b) : Rf=10 Ω).

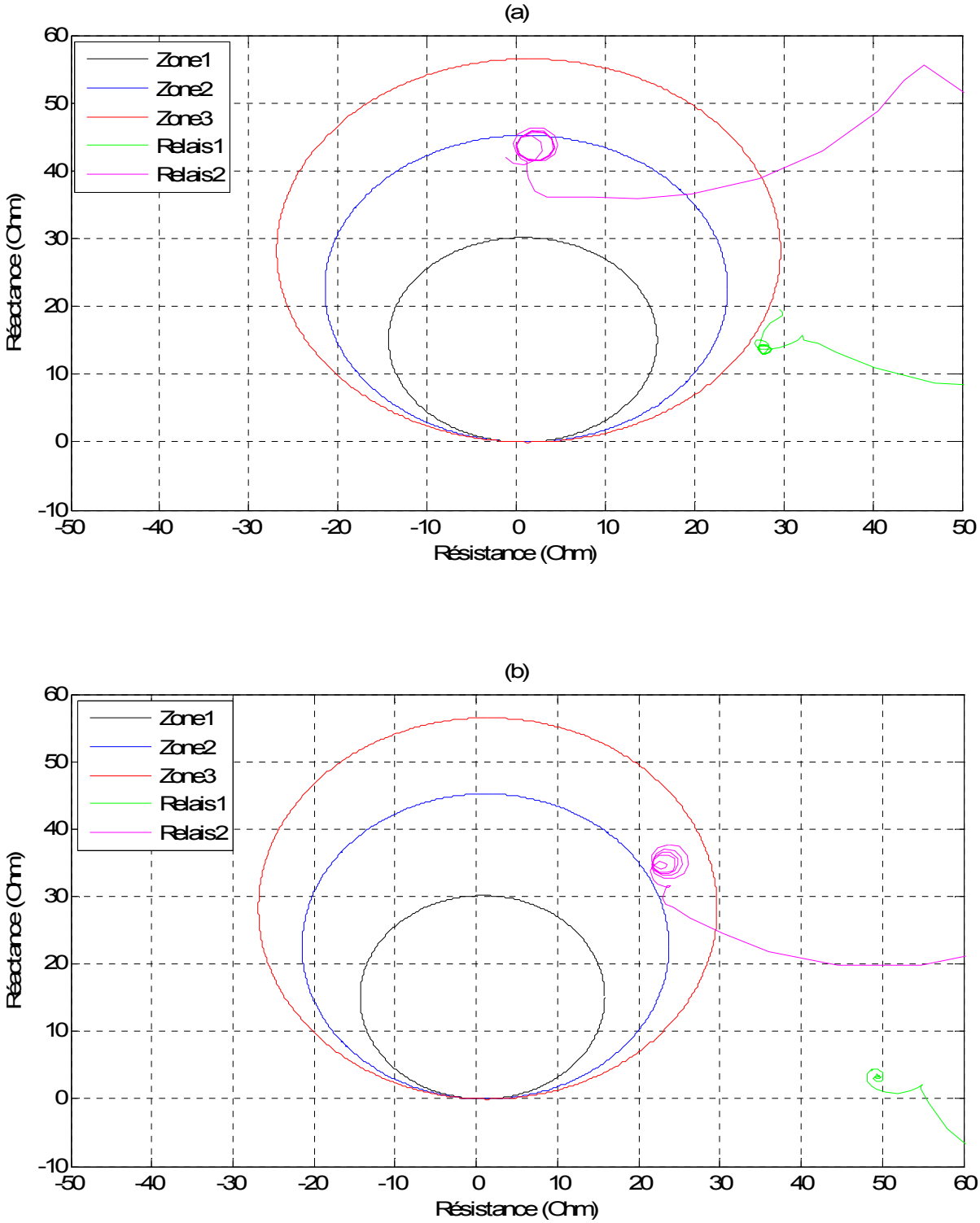


Figure IV.24 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 115 km du jeu de barre A pour deuxvaleurs de résistance de défaut ((a) : R_f=0.01 Ω, (b) : R_f= 10 Ω).

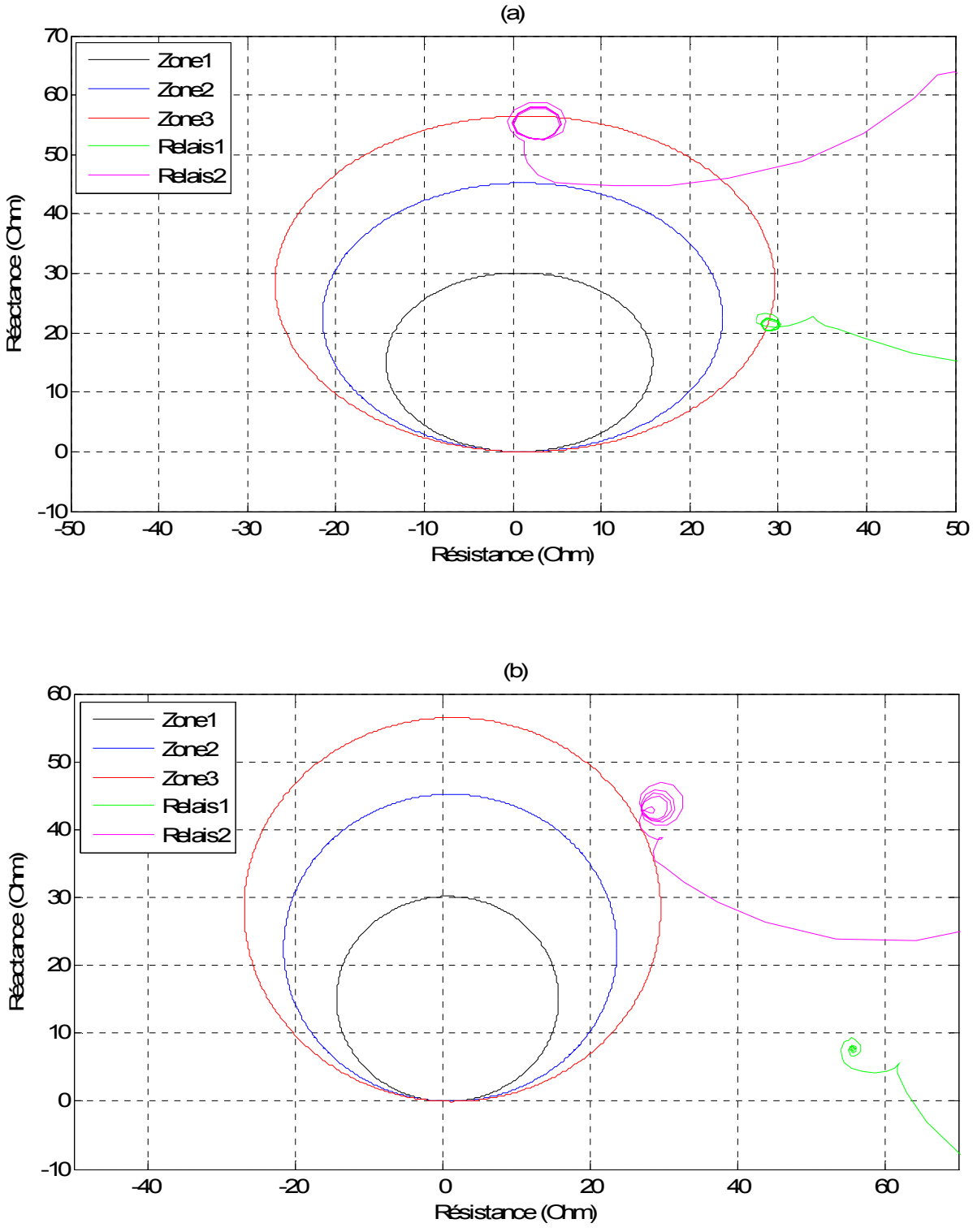


Figure IV.25 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé a la terre situé à 145 km du jeu de barre A pour deuxvaleurs de résistance de défaut (a) : R_f=0.01 Ω, (b) : R_f =10 Ω).

IV.6. Interprétation des Résultats

D'après les résultats obtenus nous avons remarqué que l'impédance apparente mesurée par le relais classique (relais 1) pour tous les types de défaut et dans la plupart des cas sont dans les zones adjacentes de sa zone de protection c'est à dire que le défaut est dans la zone 1 par exemple le relais détecte le défaut dans la zone 2 ou soit complètement hors des troiszones de protection du relais. Tandis que le relais 2 (avec prise en considération de la compensation série) assure parfaitement la détection pour tous les défauts dans ces trois zones de protection pour des résistances inferieur a 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 2 est déplacé de sa zone de protection désigné à l'autre zone du relais par exemple le figures IV.20-b 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 relais MHO trouve des difficultés à protéger la ligne avec compensation série placé à l'extrémité pour des défauts à faible courant même si lacompensation est pris en considération lors de la construction du relais ce phénomène est connue sous le non under-reach.

IV.7.Conclusion :

Ce chapitre est consacré à l'étude des problèmes associer à la compensation série dans la protection des lignes électrique de transport où on a vu l'impact de la compensation série sur l'estimation de la distance de défaut et à l'aide d'un 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

Conclusion générale :

Le travail présenté dans ce mémoire est consacré principalement àl'étude de l'influence de la compensation série sur les relais de protection traditionnelle tel que la protection de distance qui est basé sur la mesure de l'impédance de défaut.

Ce travail a été développé suivant deux parties essentielles.

- La partie théorique qui contient quatre étapes

  - Dans la première étape une description généraledes différentes structure du réseau électrique, les types de défaut électrique et leurs systèmes de protection.
  - La deuxième étape a été consacréeà l'étude des systèmes de protection des lignes de transmission des points de vue technique et économique.
  - La troisième étape nous a permet d'expliqué les différentes méthodes de compensation de l'énergie réactive et leurs principe de fonctionnement.
  - La quatrième étape présente d'une façon général la protection des lignes de transmission on présence de la compensation série et les différents problèmes associer. Dans cette partie nous avons aussiprésenté l'algorithme de calcule de l'impédance de défaut.

- La partie pratique :

Cette partie est consacréeà la simulation et l'analyse des résultats obtenus ces dernières montre clairement l'impact de la compensation série sur l'exécution de relais de distance.

L'impédance de défaut est influencée par l'augmentation de puissance électrique injectée par le système de compensation (condensateur)

Vu à l'importance de ce thème nous demandons à l'ensemble des étudiants de la faculté science et technologie d'améliorer cette étude en général et en particulier l'étude de troisième cas (l'emplacement de système de compensation au milieu de la ligne).

Bibliographie

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

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

[3] M. ZELLAGUI, « Etudes des protections des réseaux électriques MT (30 & 10kV) », Mémoire de Magistère en Electrotechnique, Université Mentouri Constantine, 2010.

[4] Groupe Sonelgaz, XD, « Guide Technique de Distribution », Document technique de Groupe SONELGAZ, 1984.Schneider Electric, « Architecteur de Réseau de Distribution », 2007.

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

[6] Mohamed Abbaci, « étude des différents type de protection des lignes HT», Mémoire de Master université de Médéa, 2014.

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

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

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

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

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

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

[13] GE Digital Energy, « Line Protection with Distance Relay », Article : Art14. J.G. ANDRICHAK, G.E. ALEXANDER, « Distance Relay Fundamentals », GE Power Manager.

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

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

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

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

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

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

[20] R. Grunbain, Jacques Prenot « La compensation série Controller par thyristors », Une approche nouvelle pour optimiser le transport de l'électricité, SEE-FILLE 2001.

[21] Emmanuelle Catz « Évolution technique des systèmes de transport et de distribution d'électricité ».

[22] Dr Hadjeri Samir « ETL 438 : Analyse des réseaux de transport et de distribution » Cours de 4éme années électrotechnique option : réseaux électrique, université de sidi bel abbés.

[23] Charle hantouche « Condensateur de puissance » Technique d'ingénieur D 4710.

[24] Dr Bendaoud Abdelbarr « ETL 431 Machine Électrique II » Cour de 4éme année électrotechnique, université de sidi bel abbés.

[25] Théodor Wildi « Électrotechnique 4éme édition » Chapitre 46, Transport de l'énergie électrique.

[26] Cherif Fetha « Analyse et amélioration de l'indice de la non symétrie de tension dans la qualité de l'énergie électrique » Thèse de doctorat, université de Batna 27/5/2006.

[27] Boudjella Houari « Contrôle des puissances réactives et des tensions dans un réseau de transport au moyen de dispositifs FACTS (SVC) » Mémoire de magistère, université de sidi bel abbés 23/01/2008.

[28] Tarik ZABAIOU « Coordination Des Régulateurs Conventionnels Des Machines Synchrones Et Des Compensateurs Statiques (SVCS) » , Thèse de Doctorat, UNIVERSITÉ DU QUÉBEC, Cannada, 2010.

[29] Dine mohamed « Impact du compensateur série commandé par thyristor (TCSC) sur les systèmes de protection des lignes de transport d'énergie électrique » , Thèse de Doctorat, Université Sidi bel abbés 2019.

[30] Makwana, Vijay H., Bhalja, Bhavesh R. « Transmission Line Protection Using Digital Technology » Springer eBooks 2016.

[31] Ramadan elmoudi « Thyristor controlled series compensated transmission lines protection using artificial neural networks based symmetrical components analyser » Ph.D. Dissertation may 2013, University of new york at buffalo.

Résumé

Le développement systèmes de compensation a ouvert des nouvelles perspectives pour une exploitation plus efficace des réseaux électriques par action continue et rapide sur les différents paramètres du réseau (déphasage, tension, impédance).La compensation série est un membre important des systèmes de compensation capable de modifier l'impédance de la ligne de transmission et le courant de charge. Il a un grand potentiel d'application pour réguler le flux de puissance sur une ligne de transmission. Cependant, la protection des lignes avec des systèmes de compensation sérieest considéré comme l'une des tâches les plus difficiles pour les fabricants des relais. Ce mémoire fournit un examen complet des aspects conceptuels des systèmes de protection des lignes de transport d'énergie électrique en présence d'un compensateur série. Les résultats obtenus ont montrés que le modèle de relais de protection numériques répondre de manière satisfaisante selon les résultats attendus des tests.

Abstract

The development of compensation systems has opened up new perspectives for a more efficient operation of power grids by continuous and rapid action on the various parameters of the network (phase shift, voltage, impedance). The series compensation is an important member of the compensation systems capable of modify the impedance of the transmission line and the load current. It has a great potential of application to regulate the flow of power on a transmission line. However, line protection with series compensation systems is considered one of the most difficult tasks for relay manufacturers. This mémoir provides a comprehensive review of the conceptual aspects of power line protection systems in the presence of a series compensator. The results obtained showed that the model of digital protection relays respond satisfactorily according to the expected results of the tests.

ملخص

لقد فتح تطوير أنظمة التعويض وجهات نظر جديدة لعملية أكثر كفاءة لشبكات الطاقة من خلال العمل المستمر والسريع على مختلف معايير الشبكة (مرحلة التحول ، والجهد ، ومقاومة). تعويض سلسلة هو عضو مهم في أنظمة التعويض قادرة على تعديل مقاومة خط النقل والحمل الحالي. لديها إمكانية كبيرة للتطبيق لتنظيم تدفق الطاقة على خط النقل. ومع ذلك ، تعتبر حماية الخط مع أنظمة تعويض السلسلة واحدة من أصعب المهام لمصنعي الترحيل. تقدم هذه الأطروحة مراجعة شاملة للجوانب المفاهيمية لأنظمة حماية خطوط الطاقة في وجود معوض متسلسل. أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها أن نموذج مرحلات الحماية الرقمية يستجيب بصورة مرضية وفقًا للنتائج المتوقعة للاختبارات.