

République Algérienne Démocratique et Populaire
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



UNIVERSITE DJILLALI LIABES DE SIDI-BEL-ABBES
Faculté de Génie Electrique
Département d'Electrotechnique



Thèse présentée par :

M^r DINE MOHAMED

Pour l'obtention du diplôme de :

Doctorat en Sciences
Spécialité : Electrotechnique
Option: Réseaux Électriques

Intitulé de la thèse :

Impact du compensateur série commandé par thyristor (TCSC) sur les systèmes de protection des lignes de transport d'énergie électrique

Présentée devant le jury composé de :

Mr Khatir Mohamed	Professeur (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Président
Mr Sayah Houari	Professeur (U.D.L. Sidi Bel-Abbès)	Rapporteur
Mr Bouzeboudja Hamid	Professeur (U.S.T.O. Oran)	Examineur
Mr Henini Noureddine	MC A (U.D.Y.F. Médéa)	Examineur

Année universitaire 2018-2019

Laboratoire de Recherche ICEPS (Intelligent Control & Electrical Power Systems)

Remerciements

En tout premier lieu, je tiens à remercier très sincèrement mon directeur de thèse monsieur le professeur **Sayah Houari**, d'avoir dirigé ce travail, de m'avoir initié dans ce domaine de recherche et d'être si patient durant toutes ces années. Je le remercie pour ses conseils et ses remarques constrictives, sa grande disponibilité.

Je remercie monsieur le professeur **Khatir Mohamed**, pour m'avoir fait l'honneur de présider mon jury de thèse.

Je remercie messieurs les professeurs **Bouzeboudja Hamid** et **Henini Noureddine**, pour avoir accepté très généreusement de consacrer du temps à l'examen de cette thèse.

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

Tables des Matières

Liste des figures.....	vi
Liste des tableaux.....	xii
Abréviations.....	xiii
Chapitre I :	Introduction
I.1. Introduction.....	01
I.2. Exposé fondamental du problème.....	01
I.3. Classification des techniques de localisation de défauts.....	02
I.3.1. Les algorithmes basés sur la fréquence fondamentale	03
I.3.2. Les algorithmes basés sur les équations différentielles.....	04
I.3.3. Les algorithmes basés sur la méthode des ondes mobiles.....	05
I.4. Les avantages de la localisation de défauts.....	07
I.4.1 Economie de temps et d'efforts.....	07
I.4.2 L'aide apportée aux futurs projets de maintenance.....	08
I.4.3. Le facteur économique.....	08
I.5. Objectif et plan de la thèse.....	08
Chapitre II :	Généralité sur les systèmes de protection des lignes électriques
II.1. Introduction.....	10
II.2. Le contexte historique.....	11
II.3. Les défauts dans les lignes de transport.....	14
II.4. Définition de la zone de protection.....	15
II.5. Techniques utilisées dans la protection des lignes de transport.....	16
II.6. Protection par relais à maximum de courant.....	16
II.6.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle.....	17
II.6.2. Protection par relais à maximum de courant directionnelle.....	19
II.7. Protection différentielle.....	19
II.7.1. Protection différentielle longitudinale.....	21
II.7.2. Protection différentielle transversale équilibrée.....	21

II.8. Protection par relais de distance.....	22
II.8.1. Diagramme d'impédance.....	24
II.8.2. Caractéristiques des relais d'impédance.....	25
II.8.3. L'application de la zone de protection dans la protection de distance.....	28
II.8.4. Les erreurs de mesure dans la protection de distance.....	29
II.8.4.1. Erreurs de mesure dans l'impédance homopolaire de la ligne.....	30
II.8.4.2. Influence du couplage mutuel dans les lignes à double circuit.....	30
II.8.4.3. Influence du rapport X/R de la source.....	32
II.8.4.4. Effet de la résistance de défaut.....	33
II.8.4.5. Influence de la source d'alimentation éloignée du relais.....	34
II.8.4.6. Influence de la charge.....	36
II.9. Protection des lignes de transport en utilisant les liens de communication.....	36
II.9.1. Comparaison de phase.....	37
II.9.1.1. Protection à support de transmission haut fréquence.....	38
II.9.1.2. Protection à support de transmission BF.....	39
II.9.2. Comparaison de direction.....	39
II.9.2.1. Protections à zone réduite.....	40
II.9.2.2. Protections à zone étendue et à verrouillage.....	40
II.9.2.3. Protections à zone étendue et à déverrouillage.....	40
II.9.2.4. Protections à zone étendue et à autorisation.....	41
II.10. Protection des lignes électriques avec compensation série fixe.....	42
II.10.1. Introduction.....	42
II.10.2. Protection du condensateur série.....	43
II.10.3. Problèmes associés à la compensation série dans la protection des lignes électriques.....	45
II.10.3.1. Phénomène d'inversion d'amplitude de tension.....	45
II.10.3.2. Phénomène d'inversion de courant.....	46
II.10.3.3. L'impact de la compensation série sur l'estimation de la distance de défaut.....	48
II.10.3.4. Le phénomène de résonance sous synchrone.....	50
II.11. Conclusion.....	51

Chapitre III :	Les relais numériques
III.1. Introduction.....	52
III.2. Types de relais.....	52
III.2.1. Relais électromécaniques.....	52
III.2.2. Relais statiques (à semi-conducteur).....	53
III.2.3. Relais numériques.....	53
III.3. Schéma bloc d'un relais numérique.....	54
III.3.1. Transformateurs de courant.....	55
III.3.2. Transformateurs de tension.....	55
III.3.3. Filtre anti-repliement.....	56
III.3.4. Multiplexage.....	59
III.3.5. Conversion analogique / numérique.....	59
III.3.6. Algorithmes d'évaluation des quantités des phases.....	60
III.3.7. Microprocesseur.....	61
III.3.8. Commande des organes de coupure.....	61
III.4. Conclusion.....	61
Chapitre IV : localisation de défauts dans les lignes électriques compensées par TCSC	
en utilisant les données d'une seule extrémité	
IV.1. Introduction.....	62
IV.2. Modalisation du compensateur série contrôlé par thyristors (TCSC).....	64
IV.2.1. Protection du TCSC.....	65
IV.2.1.1. Principe de fonctionnement de la varistance (MOV).....	66
IV.2.2 Principe de fonctionnement du TCSC.....	67
IV.2.3. Mode de fonctionnement du TCSC.....	69
IV.2.3.1. Mode de fonctionnement du TCSC en condition normale.....	69
IV.2.3.2. Mode de fonctionnement du TCSC en cas de défaut.....	70
IV.2.4. L'emplacement du TCSC.....	72
IV.3. Algorithme de localisation de défaut proposé.....	73
IV.3.1. Principe.....	73
IV.3.2. Transformation modale de Fortescue (composantes symétriques).....	75
IV.3.3. Calcul de la chute de tension au bornes du TCSC.....	75
IV.3.4. Sous-programme SP_A	77

IV.3.5. Sous-programme SP_B	82
IV.3.6. Sélection du résultat valide.....	85
IV.4. Simulation.....	85
4.1. Réseau d'étude.....	85
IV.4.2 Logiciel utilisé.....	87
IV.5. Evaluation des performances de l'algorithme.....	90
IV.5.1. Calcul de l'impédance de défaut.....	94
IV.5.1.1. Résultats de simulation.....	95
IV.5.1.2. Interprétation des Résultats.....	107
IV.5.2. Calcul de la distance de défaut.....	108
IV.5.2.1. Défauts monophasés.....	114
IV.5.2.2. Défauts biphasés sans terre.....	116
IV.5.2.3. Défauts biphasés à la terre.....	117
IV.5.2.4. Défauts triphasés.....	118
IV.6. Conclusion.....	120

**Chapitre V : localisation de défauts dans les lignes électriques compensées par TCSC
en utilisant les données synchronisées des deux extrémités**

V.1. Introduction.....	121
V.2. Mesure des données des deux extrémités.....	122
V.3. Méthodologie de la localisation de défauts pour une ligne unifilaire.....	124
V.3.1. Décomposition modale.....	125
V.4. Algorithme de localisation de défaut.....	127
V.4.1. Sous-programme SP_A.....	127
V.4.2. Sous-programme SP_B.....	130
V.4.3. Sélection du résultat valide.....	132
V.4.4. Choix de mode approprié selon le type de défaut.....	132
V.5. Evaluation des performances de l'algorithme.....	133
V.5.1. Défauts monophasés.....	144
V.5.2. Défauts biphasés sans terre.....	145
V.5.3. Défauts biphasés à la terre.....	147
V.5.4. Défauts triphasés.....	149
V.6. Conclusion.....	151

Conclusion générale	152
Annexe	154
Bibliographie	157

Liste des figures

Figure.II.1. L'histoire du développement dans la protection des lignes.....	13
Figure.II.2. Différents types de défauts.....	15
Figure.II.3. Les zones de protection du réseau électrique.....	16
Figure.II.4. Graduation du temps dans les systèmes radiaux.....	17
Figure.II.5. Protection à maximum de courant à temps inverse et instantané.....	18
Figure.II.6. Protection à maximum de courant directionnel d'un réseau bouclé.....	19
Figure.II.7. Protection différentiels pendant un défaut externe.....	20
Figure.II.8. Protection différentielle pendant un défaut interne.....	21
Figure.II.9. Principe de la protection de distance.....	23
Figure.II.10. Mesure d'impédance sur un circuit monophasé.....	25
Figure.II.11. Diagramme d'impédance.....	25
Figure.II.12. Caractéristiques élémentaires des relais d'impédance.....	26
Figure.II.13. Caractéristiques utilisées dans les protections de réseaux maillés.....	27
Figure.II.14. Zone de protection et circuit logique de commande pour le relais de distance.....	29
Figure.II.15. Circuit équivalent d'une ligne à double circuit en défaut.....	32
Figure.II.16. Schéma unifilaire d'une ligne électrique en défaut résistif.....	34
Figure.II.17. Schéma unifilaire d'un réseau bouclé.....	35
Figure.II.18. Principe de fonctionnement de la protection à comparaison de phase.....	38
Figure.II.19. Protections à zone réduite.....	41
Figure.II.20. Protections à zone étendue.....	41
Figure.II.21. Réseau simplifié à deux machines avec une compensation série fixe.....	42
Figure.II.22. Courbe de puissance avec et sans compensation série.....	43
Figure.II.23. Classification des systèmes de protection du condensateur série.....	44
Figure.II.24. Phénomène d'inversion de tension sur une ligne avec compensée série.....	46
Figure.II.25. Phénomène d'inversion de courant sur une ligne avec compensée série.....	47
Figure.II.26. Caractéristiques élémentaires de la première zone d'un relais MHO pour une ligne de transmission avec compensation série placé au milieu.....	49
Figure.II.27. 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.....	50
Figure.II.28. Effet de la résonance sous-synchrone sur le relais MHO.....	51
Figure.III.1. Eléments de base d'un relais numérique.....	55

Figure.III.2. Filtre anti-repliement analogique.....	57
Figure.III.3. La réponse fréquentielle d'un filtre de Butterworth.....	59
Figure.IV.1 : Schéma de base d'un module de TCSC.....	64
Figure.IV.2. Schéma d'un TCSC composé de plusieurs modules identiques.....	65
Figure.IV.3. Protection du TCSC.....	66
Figure.IV.4. Caractéristiques tension-courant du MOV.....	67
Figure.IV.5. Impédance du TCSC en fonction de l'angle d'amorçage α	68
Figure.IV.6. TCSC en mode de blocage.....	69
Figure.IV.7. TCSC en mode by-pass.....	69
Figure.IV.8. TCSC en mode de conduction partielle, (a) avec T_1 amorcé, (b) avec T_2 amorcé.....	70
Figure.IV.9. Mode de fonctionnement du TCSC en cas de défaut.....	72
Figure.IV.10. Différents emplacements du TCSC dans le réseau électrique.....	73
Figure.IV.11. Schéma représentatif du principe de l'algorithme de la localisation de défaut dans la ligne électrique avec compensation TCSC.....	74
Figure.IV.12. Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne électrique avec compensation TCSC en défaut (dans la section A).....	78
Figure.IV.13. Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne électrique avec compensation TCSC en défaut (dans la section B).....	82
Figure.IV. 14. Réseau considéré pour l'étude.....	86
Figure.IV15. Réseau simulé sur Simulink-Matlab.....	87
Figure.IV.16. Variation de la puissance en fonction du temps.....	88
Figure.IV.17. L'impédance mesurée et de référence du TCSC.....	89
Figure.IV.18. L'angle d'amorçage du TCSC α	89
Figure.IV.19a. Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.....	90
Figure.IV.19b. Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.....	91
Figure.IV.20a. La tension de la phase « a » filtrée.....	91
Figure.IV.20b. Le courant de la phase « a » filtré.....	92
Figure.IV.21a. Une période de la tension de la phase « a » échantillonné.....	92
Figure.IV.21b. Une période du courant de la phase « a » échantillonné.....	92
Figure.IV.22a. La DFT d'une période de la tension de la phase « a ».....	93
Figure.IV.22b. La DFT d'une période du courant de la phase « a ».....	94
Figure.IV.23. Caractéristique d'un relais de protection MHO.....	95

Figure.IV.24. Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 75 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	96
Figure.IV.25. Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 115 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01\Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	97
Figure.IV.26. Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 145 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01\Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	98
Figure.IV.27. Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 75 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	99
Figure.IV.28. Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 115 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	100
Figure.IV.29. Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 145 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	101
Figure.IV.30. Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé à la terre situé à 75 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	102
Figure.IV.31. Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé à la terre situé à 115 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	103
Figure.IV.32. Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé à la terre situé à 145 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	104
Figure.IV.33. Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé situé à 75 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	105
Figure.IV.34. Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé situé à 115 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	106

Figure.IV.35. Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé situé à 145 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).....	107
Figure.IV.36a. Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.....	109
Figure.IV.36b. Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.....	109
Figure.IV.36c. la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).	110
Figure.IV.36d. la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A,SP_B).....	110
Figure.IV.36. l'exemple 1 : défaut monophasé a-T dans la section A (défaut devant le TCSC, $d_{FA} = 10 \text{ km}$, $R_{FA} = 5 \Omega$).....	110
Figure.IV.37a. Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.....	111
Figure.IV.37b. Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.....	112
Figure.IV.37c. Chute de tension des trois phases à travers le TCSC.....	112
Figure.4.37d. la chute de tension à travers le TCSC de la phase en défaut (phase a) estimée et simulée.....	113
Figure.IV.37e. la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).	113
Figure.IV.37f. la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).....	114
Figure.IV.37. l'exemple 2 : défaut monophasé a-T dans la section B (défaut après le TCSC, $d_{FA} = 90 \text{ km}$, $R_{FA} = 5 \Omega$).....	114
Figure.IV.38. Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f	115
Figure.IV.39. Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f	116
Figure.IV.40. Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f	118
Figure.IV.41. Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f	119
Figure.V.1. Schéma représentatif du principe de l'algorithme de la localisation de défaut dans la ligne électrique avec compensation TCSC.....	122
Figure.V.3. La transformation modale.....	126
Figure.V.4. Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne électrique avec compensation TCSC en défaut (dans la section A).....	127

Figure.V.5. Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne électrique avec compensation TCSC en défaut (dans la section A).....	130
Figure.V.6. Réseau simulé sur Simulink-Matlab.....	133
Figure.V.7. Variation de la puissance en fonction du temps.....	134
Figure.V.8. L'impédance mesurée et de référence du TCSC.....	135
Figure.V.9. L'angle d'amorçage du TCSC α	135
Figure.V.10a. Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.....	137
Figures.V.10b. Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.....	137
Figure.V.10c. Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres B.....	138
Figure.V.10d. Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres B.....	138
Figure.V.10e. Chute de tension des trois phases à travers le TCSC.....	139
Figure.V.10f. la chute de tension à travers le TCSC de la phase en défaut (phase a) estimée et simulée.....	139
Figure.V.10g. la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B)..	140
Figure.V.10h. la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).....	140
Figure.V.10. l'exemple 1 : défaut monophasé a-T dans la section A (défaut devant le TCSC, $d_{FA}= 120$ km, $R_{FA}= 10 \Omega$).....	140
Figure.V.11a. Chute de tension des trois phases à travers le TCSC.....	142
Figure.V.11b. la chute de tension à travers le TCSC de la phase en défaut (phase a) estimée et simulée.....	142
Figure.V.11c. la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B)..	143
Figure.V.11d. la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).....	143
Figure.V.11. l'exemple 2 : défaut monophasé a-T dans la section B (défaut après le TCSC, $d_{FB}= 290$ km, $R_{FB}= 10 \Omega$).....	143
Figure.V.12. Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f	145
Figure.V.13. Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f	147
Figure.V.14. Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f	149

Figure.V.15. Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f 150

Liste des tableaux

Tableau.I.1. Equation de calcul de la distance du défaut.....	03
Tableau.IV.1. Table clé pour la composition des signaux de la boucle de défaut.....	81
Tableau.IV.2. Paramètres du réseau.....	86
Tableau.IV.3. Valeurs de la distance de défaut monophasé calculée d (km) et l'erreur et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R	115
Tableau.IV.4. Valeurs de la distance de défaut biphasé sans terre calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R	116
Tableau.IV.5. Valeurs de la distance de défaut biphasé à la terre calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R	117
Tableau.IV.6. Valeurs de la distance de défaut triphasé calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R	119
Tableau.V.1. Paramètres du réseau.....	134
Tableau.V.2. Valeurs de la distance de défaut monophasé calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R	144
Tableau.V.3. Valeurs de la distance de défaut biphasé sans terre calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R	146
Tableau.V.4. Valeurs de la distance de défaut biphasé à la terre calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R	148
Tableau.V.5. Valeurs de la distance de défaut triphasé calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R	150

Abréviations

Indice	Mot clé
<i>AC</i>	Courant alternatif
<i>TC</i>	Transformateur de courant
<i>TT</i>	Transformateur de tension
<i>D</i>	Disjoncteur
<i>FACTS</i>	Système de transmission flexible en courant alternatif
<i>TCSC</i>	Compensation série contrôlé par thyristor
<i>TCR</i>	Réactance contrôlé par thyristor
<i>C</i>	La capacitance du TCSC [F]
<i>L</i>	L'inductance du TCSC [H]
<i>α</i>	L'angle d'amorçage du thyristor [°]
<i>R</i>	Résistance de la ligne [Ω]
<i>X</i>	Réactance de la ligne [Ω]
<i>R_f</i>	Résistance de défaut [Ω]
<i>X_{TCSC}</i>	Réactance de TCSC [Ω]
<i>V_{TCSC}</i>	Tension injecté par le TCSC [V]
<i>MOV</i>	Varistance à oxyde métallique
<i>ZnO</i>	Oxyde de zinc
<i>GPS</i>	Système de positionnement global
<i>IRIG</i>	Inter Range Instrumentation Group
<i>CPL</i>	Courants porteurs en ligne
<i>MHO</i>	Siemens

Chapitre I

Introduction

I.1. Introduction

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.

Cependant la gestion des réseaux électriques est devenue très complexe par suite de la croissance de leurs tailles, des interconnexions, du faible nombre de données disponibles et des perturbations variées qui peuvent s'y produire. Les réseaux électriques sont soumis à plusieurs types de défauts polyphasés ou monophasés. La détection et la localisation de défauts sont dès lors une composante de plus en plus importante pour cette gestion. Lors de l'occurrence de ces défauts, les exploitants doivent avoir connaissance de l'existence du défaut, l'isoler et le réparer le plus rapidement possible pour réalimenter les clients. Ces actions constituent la détection et localisation de défauts dans les réseaux électriques.

Les algorithmes de localisation de défauts ont des applications dans trois domaines principaux des systèmes d'alimentation : dans les sous-stations, sur les câbles souterrains, et sur des lignes de transport et de distribution. Les algorithmes dans les sous-stations sont principalement basés sur des techniques de traitement d'alarme. A l'occurrence d'un défaut, plusieurs relais envoient des signaux d'alarme. Ces signaux sont habituellement traités pour faire l'inférence au sujet de l'équipement défectueux. Les algorithmes employés pour détecter les anomalies sur les câbles sont habituellement basés sur l'essai et les mesures de défaut pour localiser le composant affecté. Le repérage de défaut sur les lignes de transport et de distribution a un différent éventuel. L'endroit du défaut est habituellement estimé à partir des mesures des tensions et courants à l'extrémité de la ligne. En appliquant les modèles mathématiques et les algorithmes appropriés à ces mesures, l'endroit peut être estimé avec une certaine exactitude.[1-2]

I.2. Exposé fondamental du problème

Le phénomène de propagation des ondes dans les lignes de transport a été utilisé dans la localisation de défauts depuis longtemps. Cependant, ces méthodes comportaient différents points faibles associés à la propagation et aux problèmes économiques. Plus tard, la localisation de défauts basée sur le calcul d'impédance fut développée en utilisant des tensions et des courants mesurés au niveau du relais. De nos jours, la disponibilité de nouvelle

technologie numériques et les applications de microprocesseur sont utilisées pour développer ces arrangements en leurs formes numériques. Cependant, ces versions numériques sont habituellement structurées presque par les mêmes fonctions de base qui ont été utilisées dans les arrangements conventionnels. Par conséquent, ces nouvelles versions dans la plupart des cas subissent des défauts associés avec l'essence de fonction. D'une part, les tests réels effectués sur le terrain et les investigations expérimentales sur les arrangements commerciaux de localisation de défaut ont soulevé des erreurs plus élevées par rapport à des études de simulation. Par exemple, les essais pratiques sur le terrain ont révélé une estimation d'erreur allant jusqu'à 23% de la ligne totale enregistrée pour quelques relais commerciaux de localisateur de défauts sélectionnés basés sur le calcul de l'impédance. Des différents facteurs sont responsables de ces erreurs telles que les simplifications des modèles de simulation est l'algorithme lui-même, ainsi que les caractéristiques du réseau comprenant l'impédance de la source, la résistance du défaut, l'alimentation, et le couplage mutuel entre les conducteurs des lignes adjacents qui jouent un rôle important. Ajouter à cela, une interaction non déterminante entre ces facteurs pouvant avoir un grand effet. Alors que la compensation de ces erreurs a besoin des outils informatiques plus perfectionnés plutôt qu'à utiliser des méthodes conventionnelles.[3-5]

I.3. Classification des techniques de localisation de défauts

Les localisateurs de défaut ont été parmi les outils essentiels pour les opérateurs des systèmes d'alimentation depuis le début des années 50. Cette importance a encouragé beaucoup de chercheurs à explorer des nouvelles techniques pour améliorer l'évaluation de l'endroit de défaut et pour maintenir son exactitude pendant des conditions de fonctionnement diverses.[6-7]

Les méthodes de localisation de défaut dans la littérature peuvent être classifiées en trois catégories principales [8] :

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

I.3.1. Les algorithmes basés sur la fréquence fondamentale

Les algorithmes basés sur la fréquence fondamentale sont également connus en tant que des méthodes basées sur l'impédance apparente. Elles sont les méthodes les plus communes employées dans des systèmes de protection. L'idée principale de ces méthodes est de calculer l'impédance apparente en examinant une seule extrémité de la ligne [6]. Ces méthodes peuvent être développées en utilisant les données extraites d'une seule ou des deux extrémités de la ligne. L'avantage des techniques de localisation de défauts qui utilise les données des deux extrémités de la ligne est de pouvoir détecter et localiser les défauts à la terre sans connaître l'impédance homopolaire de la ligne de transport [7]. La localisation précise du défaut utilisant les techniques de l'impédance apparente exige d'abord la bonne extraction des quantités des signaux des phases par filtrage (amplitudes, déphasage, ...). Ce procédé de filtrage garantit que les coupures n'affectent pas la mesure des signaux des phases. Le procédé est généralement comme suit :

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

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

Tableau I.1 : Equation de calcul de la distance du défaut.

Type de défaut	L'impédance directe de défaut (dZ_1)
Monophasé	$V_a / (I_a + k 3I_0)$
Biphasés	V_{ab} / I_{ab}
Triphasés	$V_{ab} / I_{ab}, V_{bc} / I_{bc}$ ou V_{ac} / I_{ac}

Où :

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

Z_1 : l'impédance directe de la ligne.

Z_0 : l'impédance homopolaire de la ligne.

d : distance du défaut.

I_0 : courant homopolaire de la ligne.

Ces formules simples ont été développées dans la littérature prenant en considération jusqu'ici la résistance de défaut, rapportant des techniques plus complexes et plus précises de localisation de défaut. Ces techniques et les défis pour l'exactitude d'endroit de défaut sont bien présentés et décrits dans [9] et [10], avec des nouvelles techniques dans [37] et [38]. La méthode la plus connue pour la localisation de défaut résistant est la méthode de la réactance apparente (simple réactance). Cette méthode fonctionne raisonnablement bien pour des systèmes homogènes quand le défaut n'implique pas des valeurs significatives de la résistance de défaut et du courant de la charge. De grandes erreurs sont présentées à l'évaluation de la distance du défaut à cause du courant qui vient de l'autre extrémité de la ligne et l'impédance de la charge et de la source.

Takagi et autres [11] ont reconnu la nécessité d'améliorer la méthode de réactance en présentant une nouvelle méthode à une seule extrémité qui calcule la réactance d'une ligne en défaut et fournit une certaine correction aux erreurs provoquées par des divers facteurs, tels que la charge et la résistance de défaut. Schweitzer [3] a identifié les limitations des méthodes de la réactance et de Takagi, et a présenté l'algorithme modifié de Takagi. Cette nouvelle méthode améliore la performance de l'algorithme de Takagi quand certaines données du système sont disponibles.

D'autres chercheurs [7-10] ont proposé différentes méthodologies utilisant les données des phases des deux extrémités à la fréquence fondamentale. Ces méthodes ont une ou plusieurs limitations, telles que la synchronisation des données, la connaissance de la charge de pré-défaut, le besoin d'exécuter des itérations et la communication d'un grand nombre de données entre les extrémités. En outre, un certain nombre des méthodes ne s'appliquent pas aux lignes aériennes avec couplage mutuel.

I.3.2. Les algorithmes basés sur les équations différentielles

L'avantage principal des méthodes de localisation de défaut utilisant les équations différentielles est qu'elles n'ont pas besoin d'estimer les tensions et les courants des phases. L'idée fondamentale est de résoudre les équations différentielles la ligne de transport et d'estimer par conséquent l'impédance de défaut. Une fois que l'impédance de défaut est calculée, la distance de défaut est facilement déterminée. Elles sont classifiées selon le modèle de la ligne : ligne courte [22-23] ou ligne longue [24-25].

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

$$v_{x_1}(t) - v_{x_2}(t) = (x_2 - x_1) \left[ri(t) + \frac{Ldi(t)}{d(t)} \right] \quad (\text{I.1})$$

Où : x_1 et x_2 sont deux endroits différents de la ligne.

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

$$\frac{dv}{dx} + L \frac{di}{dt} = -Ri \quad (\text{I.2})$$

$$C \frac{dv}{dt} + L \frac{di}{dx} = 0 \quad (\text{I.3})$$

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

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

I.3.3. Les algorithmes basés sur la méthode des ondes mobiles

La localisation de défauts pour les lignes de transport aérienne et les câbles souterraines utilisant la méthode des ondes mobiles a été annoncée depuis 1931 [13]. La renaissance de cette méthode est partiellement due à la demande récente du marché des localisateurs de défauts rapide et précis et la disponibilité de nouvelle technologie dans l'acquisition des données à grande vitesse, la synchronisation de temps utilisant le GPS et l'avancement dans les systèmes de télécommande et de communication. Deux méthodes proposées pour localiser les défauts dans les lignes de transport utilisation la méthode des ondes mobiles :

- 1) Les algorithmes qui utilisent les données extraites des deux extrémités de la ligne : dans cet arrangement, le temps relatif d'arrivée de l'onde mobile produit par le défaut est mesuré aux deux extrémités de la ligne en défaut. Un canal de communication à

grande vitesse doit être disponible pour la mesure précise du temps de propagation de l'onde.

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

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

En 1951, Lewis a classifié la méthode des ondes mobiles en quatre types A, B, C et D selon leur mode de fonctionnement [9].

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

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

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

Le type D est une méthode à deux extrémités qui emploie les périodes de détection des coupures à l'extrémité inverse de la ligne de transport pour déterminer l'endroit de défaut ; les localisateurs de défaut aux deux extrémités de la ligne de transport doivent être synchronisés pour que ce type travaille correctement. Une nouvelle méthode qui utilise une seule extrémité (le type E) a été proposé en 1993 [12, 13]. À la différence des types précédents, elle utilise les coupures produites quand la ligne est réenclenchée par le disjoncteur. Ses rapports d'essai sur

le terrain dans diverses conditions montrent une exécution prometteuse, dans laquelle l'erreur maximum d'évaluation ne dépasse pas 2.7 %.

La méthode des ondes mobiles peut fournir des résultats très précis quand elles fonctionnent correctement. Cependant, de différents facteurs peuvent affecter leurs exécutions remarquablement. La propagation peut être affectée par les paramètres du système et la configuration du réseau menant à une atténuation forte des ondes. Une autre difficulté surgit pour les défauts proches au jeu de barres. De plus, les ondes réfléchies peuvent être sérieusement affectées par la discontinuité de la ligne telle que les branches de dérivation, des charges et la section du câble. La complexité de leur simulation, particulièrement si on considère la dépendance des paramètres de la ligne en fonction de la fréquence est également une autre difficulté [24]. En outre, le facteur économique est un inconvénient essentiel en raison du matériel supplémentaire exigé pour ces arrangements aussi bien que les outils de communication et de synchronisation.

I.4. Les avantages de la localisation de défauts [3-5]

I.4.1 Economie de temps et d'efforts

Après le défaut, l'équipement de protection (relais plus disjoncteurs) permet d'isoler les sections défectueuses. Une fois que le défaut est isolé et identifié, la méthode adoptée pour la localisation de défaut permet de détecter la position de ce défaut. A ce moment là, l'équipe de maintenance peut être informé de l'emplacement du défaut pour réparer les dégâts qui en résulte. Plus tard la ligne peut être remise sous tension après l'achèvement des travaux de maintenance. Comme les réseaux de transport d'énergie électrique s'étalent sur quelques centaines de kilomètres dans différents circonstances environnementales et géographiques, la localisation de ces défauts basés seulement sur l'expérience humaine et les informations disponibles sur le statut de tous les disjoncteurs n'est pas très efficace et engendre une perte de temps considérable. Ces efforts peuvent effectivement aider à sélectionner la ligne concernée par le défaut plutôt que de localiser l'endroit de défaut avec précision, d'où l'importance d'utiliser des plans de détection de l'endroit de défaut est évidente.

I.4.2 L'aide apportée aux futurs projets de maintenance

Il est tout à fait exact que les défauts fugitifs (les plus fréquentes sur des lignes aériennes) sont résolus individuellement et donc la continuité du système n'est pas affectée de façon permanente. Cependant, l'analyse de l'endroit de ces défauts peut aider à déterminer les points faibles du réseau de transport de manière efficace. Ceci serait souhaitable pour aider dans les schémas de maintenance des futurs plans d'entretien et en conséquence permet d'éviter d'autres problèmes à l'avenir. Ces stratégies de maintenance préventive permettent d'éviter de grands problèmes tels que les pannes d'électricité (blackouts) et permettent aussi d'augmenter l'efficacité de tout le système d'énergie.

I.4.3. Le facteur économique

Tous les avantages mentionnés peuvent être revus sous une perspective économique. Il n'y a aucun doute que l'économie de temps et d'effort, l'augmentation la disponibilité de l'énergie et l'évitassions des accidents futurs peuvent être directement interprétés comme une réduction de coût ou une augmentation de gain. Ceci est un concept essentiel pour un marché compétitif. Quoique l'importance d'établir des plans de localisation de défaut pour les services de système d'énergie est évidente.

I.5. Objectif et plan de la thèse

Le but principal de cette thèse est de développer des algorithmes de localisation des défauts approprié pour les lignes électriques avec compensation série avancé (TCSC) qui peuvent résoudre les problèmes qui affectent la précision des localisateurs de défaut existants.

Ce travail est divisé en deux parties qui comprennent cinq chapitres, la première partie est une introduction sur les méthodes de localisation des défauts conventionnels et les systèmes de protection analogique et numérique, la deuxième partie est la phase essentielle, comportant une proposition de deux différents algorithmes de localisation de défaut.

Le Chapitre I présente une généralité sur le problème dans la localisation de l'endroit de défaut dans les systèmes d'alimentation et décrit les méthodes les plus communes employées dans localisation de défaut.

Dans le chapitre II, Un bref aperçu des types des défauts affectant les lignes de transmission est présenté. Les principes types de protection, les problèmes liés à la protection des lignes transmission et les méthodes pour les surmonter sont également décrites en ce chapitre.

Le chapitre III introduit les différents types de relais qui existe, l'architecture et les principaux organes du relai numérique.

Dans le chapitre IV nous présentons une nouvelle approche de localisation de défaut qui utilise les données d'une seule extrémité de la ligne avec compensation série avancé (TCSC). Elle est basée sur la modification de la technique d'impédance apparente et l'utilisation de la théorie des composantes symétriques. L'approche proposée est composé de deux sous-programmes. L'un d'eux est pour les défauts après le TCSC et l'autre pour les défauts avant le TCSC. Le procédé employé pour calcul de la chute de tension au borne du TCSC et la sélection de la bonne solution utilisant le logiciel Matlab est expliqué. Ainsi le modèle de la ligne de transmission et du TCSC utilisé dans la simulation est décrit.

Le chapitre V sera consacré à la présentation d'un autre algorithme de localisation de défauts basée sur le modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes en utilisant les données synchronisées des deux extrémités de la ligne en défaut.

Enfin une conclusion générale permettant de maitre le point sur ce que nous avons accompli dans cette thèse.

Chapitre II

Généralité sur les systèmes de protection des lignes électriques

II.1. Introduction

La demande en croissance de la puissance a incité la construction des lignes de transport de tension supérieure (THT). Ces lignes à haute tension sont devenues le point d'appui du transport d'énergie électrique à longues distances. La complexité des réseaux de puissance et les petites marges de stabilité auxquelles ils fonctionnent maintenant ont dramatiquement augmenté la présence d'échecs catastrophiques dans les systèmes d'énergie électrique [1]. D'autre part, la difficulté et les pénalités économiques associées à des tels événements sont devenues plus importantes puisque la société compte fortement sur la disponibilité d'alimentation électrique de qualité. Bien que l'immunité complète des tels échecs catastrophiques ne soit pas facile à réaliser, les nouveautés dans la protection des lignes de transport promettant des signes que les pannes des systèmes en cascade peuvent être réduites au minimum et atténuées. Le plus grand danger pour un système de puissance sain est l'instabilité résultant des défauts qui ne sont pas éliminés rapidement. L'isolement rapide de défaut est exigé pour assurer que le système de puissance ne rencontrera pas des problèmes de stabilité transitoire et également réduire les dégâts dus aux contraintes électrodynamiques et thermiques sur l'équipement. La stabilité du système d'alimentation peut être considérablement améliorée en réduisant le temps d'élimination de défaut, particulièrement dans les lignes de transport électriques à THT.

L'investissement capital impliqué dans la production, le transport et la distribution de l'énergie électrique est si grand que des précautions appropriées doivent être prises pour assurer que l'équipement fonctionne non seulement à la haute efficacité, mais est aussi protégé des défauts possibles. Les relais de protection sont conçus pour détecter rapidement les perturbations possibles et isoler le système en défaut du reste du réseau. Plus le défaut est éliminé rapidement, plus l'influence de la perturbation sur le système est petite. Un relais protecteur doit satisfaire les caractéristiques fonctionnelles de base suivantes : [12-13]

Fiabilité : La fiabilité est la capacité des dispositifs de protection de fonctionner correctement au cours de la période où ils sont en service.

Disponibilité : La disponibilité est définie comme le temps où un dispositif de protection donné, fonctionne correctement selon son temps de service. Un niveau important de disponibilité est obtenu par l'entretien régulier, les possibilités à la vérification automatique des relais de protection, etc.....

La vitesse : est exigée pour obtenir le temps minimum d'élimination de défaut, de ce fait protégeant l'équipement à grande vitesse.

Sélectivité : la sélectivité est la capacité des dispositifs de protection d'isoler seulement la partie de réseau défectueuse de la partie saine.

Sensibilité : La sensibilité est la capacité du dispositif de protection de réagir correctement aux perturbations relativement petites.

Coût : réalisation de la protection maximale au plus bas coût possible.

Certaines de ces propriétés sont contradictoires et c'est le rôle de l'ingénieur de protection pour trouver le meilleur compromis en choisissant un arrangement de protection. Par exemple la vitesse et la fiabilité dans les relais protecteurs ont toujours été un compromis. Plus la détection de défaut est rapide, moins l'arrangement global devient fiable, particulièrement pour des défauts près de la frontière d'opération des relais. [12-13-14]

II.2. Le contexte historique

Les premiers relais employés dans la protection des lignes de transport étaient tout électromécaniques. Ils ont été basés sur le principe de surintensité qui a été présenté autour de 1902. Le rapport temps-courant inverse convenait aux systèmes de discrimination de surintensité évalués par le temps. Ces premiers dispositifs ont non seulement dû détecter des conditions de panne, mais également ont dû produire du couple suffisant pour déclencher l'interrupteur sur lequel le système était fixé. La dernière condition a imposé des restrictions très graves à la sensibilité de ces dispositifs. En raison des longs temps inhérents d'exploitation, ils ne pourraient pas être employés dans les réseaux où l'élimination rapide du défaut était nécessaire. Le principe de surintensité a été suivi par des arrangements différentiels de protection après 1905. Ces systèmes ont comparé le courant aux deux extrêmes opposés de la ligne de transport et utilisé une liaison de communication pour transmettre des informations exigées entre les deux extrémités. Le concept de la discrimination directionnelle des défauts a été présenté autour de 1909. Les fils pilotes ont été utilisés comme moyen pour transmettre des informations d'une extrémité d'un conducteur protégé à l'autre et un système a été proposé pour employer les fils pilotes pour donner un signal de couplage d'extrémité à l'autre. L'application d'une force de restriction

proportionnelle à la tension de système à un relais à disque d'induction de surintensité a produit un moment d'opération rudement proportionnel à la distance de défaut du point de relais. Le relais de distance a indiqué une mesure de l'impédance de la ligne au point de relais. Le développement des relais de distance sous forme de relais d'impédance a commencé avec ce concept en 1923. Tous les relais développés jusqu'aux années 40 étaient des relais électromécaniques. Ces relais électromécaniques de distance plus tard ont réalisé une précision très haute sous forme de relais d'induction MHO. Les relais MHO ont donné une caractéristique fermée du lieu de défaut impédant et a donc permis la discrimination contre les défauts dans les autres phases. Les relais MHO donc ont été principalement incorporés aux départs comme des unités dans la majorité des arrangements des relais de distance. La caractéristique MHO est toujours largement appliquée dans des relais de distance [12].

Le début des années 40 a montré la voie dans le développement des relais utilisant des dispositifs électroniques. Ces relais sont connus en tant que relais statiques. Les premiers relais statiques ont été conçus utilisant les valves thermoïoniques. Mais tels relais avaient un inconvénient en ce qui concerne les relais électromagnétiques en raison de la vie relativement courte de valves thermoïoniques. L'arrivée du transistor a incité le développement de différents arrangements de protection de distance. Plusieurs nouveaux concepts de protection ont été développés on utilisant les circuits à transistor au cours de cette période : comparateur de phase, comparateur transitoire de bloc etc.

Le concept d'échantillonnage des signaux tension, courant et le développement de calculateurs numériques, a mené aux arrangements de protection numériques [13]. Bien qu'il y ait beaucoup de résistance à l'adoption d'ordinateurs pour retransmettre des fonctions par les ingénieurs de relais, la technologie de relais est passée par le développement rapide puisque le calcul numérique a été présenté à la fin des années 1960. Des méthodes numériques de calcul d'impédance ont permis à des techniques numériques d'être employées dans la protection des lignes de transport. Les microprocesseurs ont commencé à remplacer les calculateurs numériques au début des années 1980, mais le concept de calcul numérique est resté le même. Aujourd'hui, les lignes de transport à haute tension sont protégées avec des relais numériques très fiables et ils ont pratiquement remplacé tous les relais électromécaniques précédents (figure.II.1).

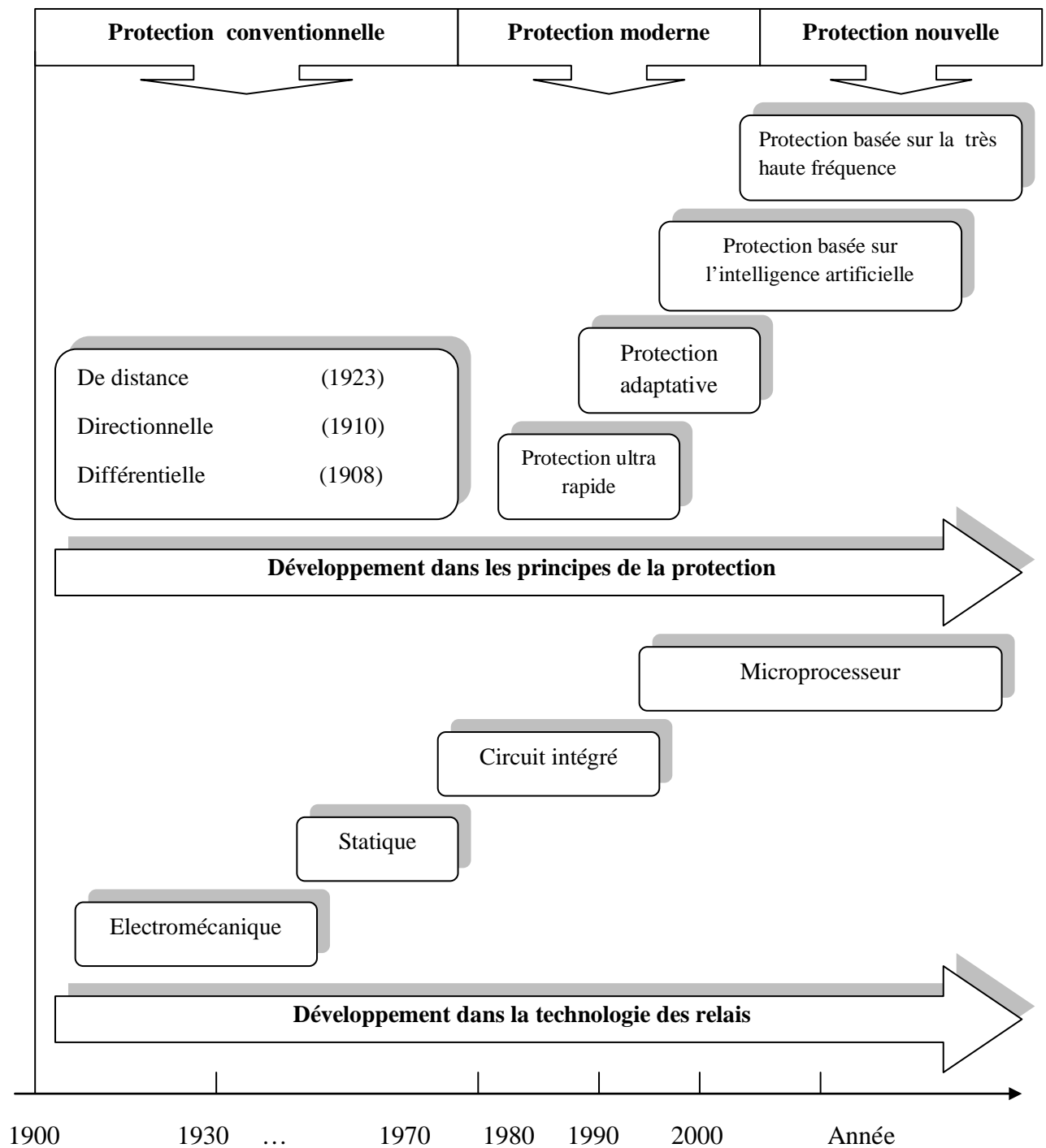


Figure.II.1 : L'histoire du développement dans la protection des lignes.

II.3. Les défauts dans les lignes de transport

Les lignes de transport, pour la plupart, sont construites avec des conducteurs nus. Les défauts se produisent quand ces conducteurs sont accidentellement rassemblés par l'action du vent, de la glace, des arbres, etc...., ou des dommages dans les structures porteuses. Une autre source des défauts dans les lignes de transport est les surtensions causées par la foudre ou par des manœuvres. Les surtensions peuvent causer la rupture d'un ou plusieurs isolateurs, établissant de ce fait un arc entre un conducteur et la terre ou entre deux conducteurs. La contamination des isolateurs crée parfois des contournements qui aboutissent à des défauts dans la ligne de transport. Les défauts affectant les lignes de transport peuvent être divisés en quatre types (figure II.2) [15] :

Défauts triphasés : un défaut triphasé équilibré est provoqué par un court-circuit entre les phases a, b et c de la ligne de transport. Ce type de défaut représente 2% ou moins du total des shunts défauts [15].

Défauts biphasés isolés : ce sont des courts-circuits entre deux phases de la ligne de transport. Ce type de défaut représente environs 8% ou moins du total des shunts défauts [15].

Défauts biphasés avec terre : ce sont des courts-circuits entre deux phases de la ligne de transport et la terre. Ce type de défaut représente environs 5% ou moins du total des shunts défauts [15].

Défauts Monophasé : ce sont des défauts entre une phase et la terre ou une phase et le neutre. Ils génèrent la circulation d'un courant homopolaire. Leur intensité est limitée par la résistance de terre et par la mise à la terre du neutre. Ces défauts représente environs 85% ou moins du total des shunts défauts [15].

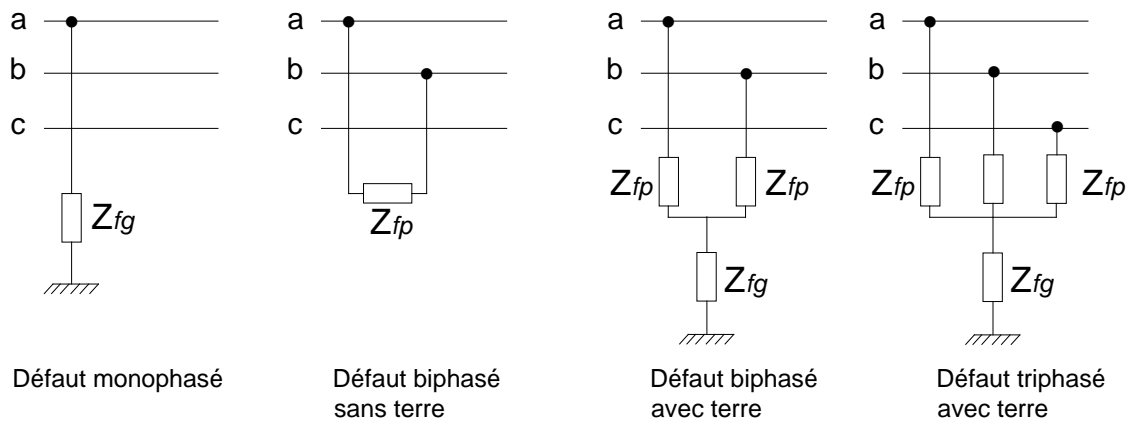


Figure.II.2 : Différents types de défauts.

II.4. Définition de la zone de protection

La philosophie générale de l'application des relais est de diviser le réseau d'énergie en plusieurs zones, chaque zone exige son propre groupe de relais. La figure II.3 montre un système d'alimentation typique divisé en zones de protection. Chaque zone se compose d'un ou plusieurs équipements principaux du système d'alimentation tel que le générateur, le transformateur, le moteur, le jeu de barre et la ligne de transport. Les zones adjacentes sont faites de telle sorte qu'aucune partie du système ne soit laissée non protégée. Chaque zone est protégée par un système se composant d'un ou plusieurs relais protecteurs. Le recouvrement est accompli en recouvrant le raccordement des transformateurs de courant des zones adjacentes. Si un défaut se produit dans le secteur de chevauchement, alors le relais déclenchera tous les disjoncteurs qui se trouvent dans la zone recouverte afin d'isoler le défaut. Dans cette recherche, le centre sera sur la protection de la ligne de transport. [16]

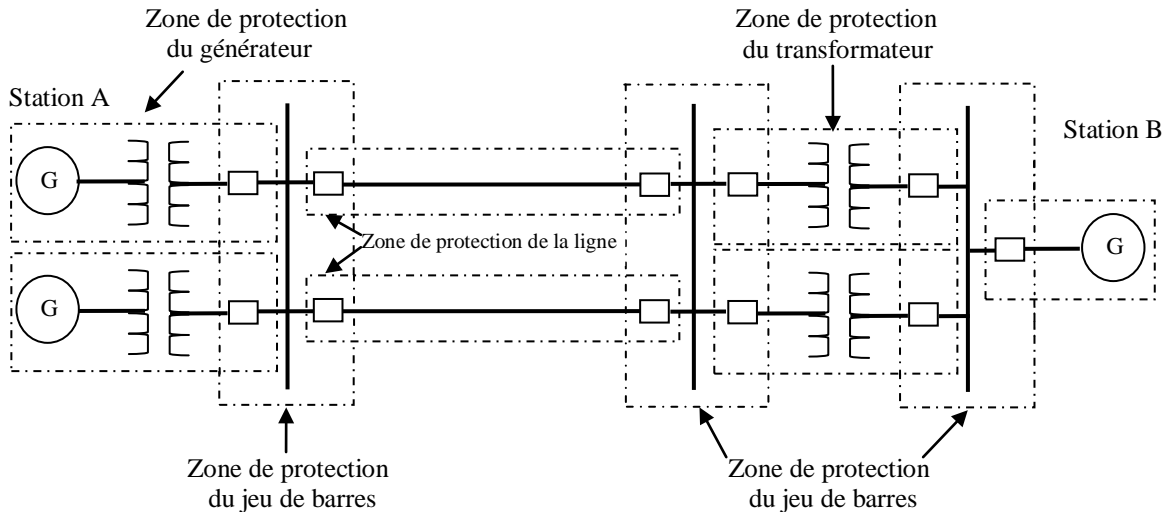


Figure.II.3 : Les zones de protection du réseau électrique.

II.5. Techniques utilisées dans la protection des lignes de transport

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

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

Chacun des quatre arrangements est utilisé individuellement ou dans diverses combinaisons pour la protection des lignes de transport. [15]

II.6. Protection par relais à maximum de courant [1], [15]

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

II.6.1. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle

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

La figure II.4 (a) représente le schéma d'un système radial qui est protégé avec des relais à maximum de courant. Pour un défaut à l'endroit F aucun des relais ne peut déterminer si le défaut est sur sa zone de protection ou sur une autre partie de la ligne au delà de la sienne. La sélectivité est réalisée par un temps de retard entre les relais (relais à maximum de courant à temps constant), permettant au relais et au disjoncteur les plus proches de défaut la première possibilité d'élimination de défaut. La caractéristique d'un tel système est présentée dans la figure II.4 (b). Cette figure montre que le temps (T_1) d'élimination d'un défaut près du générateur peut être très dangereux. C'est évidemment indésirable parce que des tels défauts près du générateur impliquent de grands courants et sont très destructives si le système de protection ne réagit pas rapidement. [15]

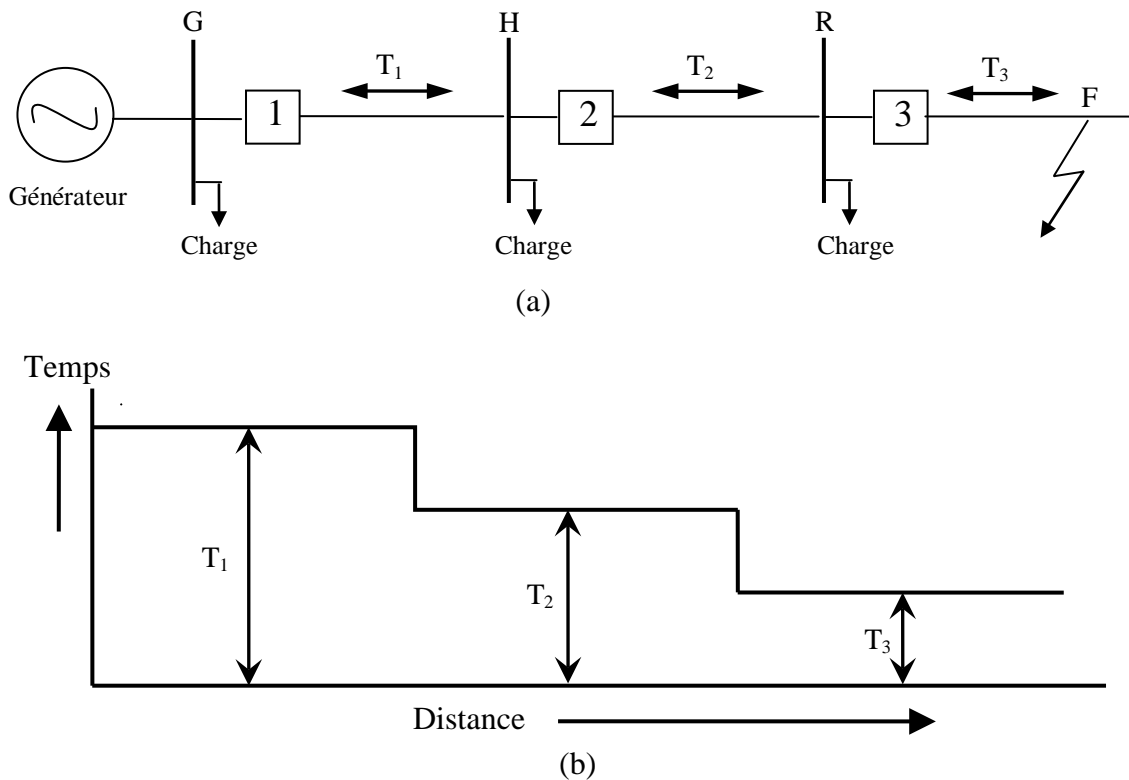


Figure.II.4 : Graduation du temps dans les systèmes radiaux.

Les relais à maximum de courant à temps inverse surmontent partiellement le problème des grands courants rencontré dans les relais à maximum de courant à temps constant. Ces relais fonctionnent plus rapidement pour les défauts près de la source d'alimentation, le temps de déclenchement dépend de la valeur du courant de défaut plus le courant de défaut est grand plus le temps de déclenchement est petit. Ces relais sont parfois complétés avec des unités instantanées (relais à maximum de courant instantanés). Pour que les relais à maximum de courant instantanés soient sélectifs, il faut que chaque relais soit réglé à une valeur de temps plus élevée plus que l'endroit de défaut se rapproche de la source. La figure II.5 montre les caractéristiques réalisées en utilisant des relais de surintensité à temps inverse et instantanés. Cette figure prouve que le délai de fonctionnement pour un défaut rapproché est encore réduit quand des relais à maximum de courant instantanés sont utilisés au lieu des relais à maximum de courant à temps inverse. [1], [17]

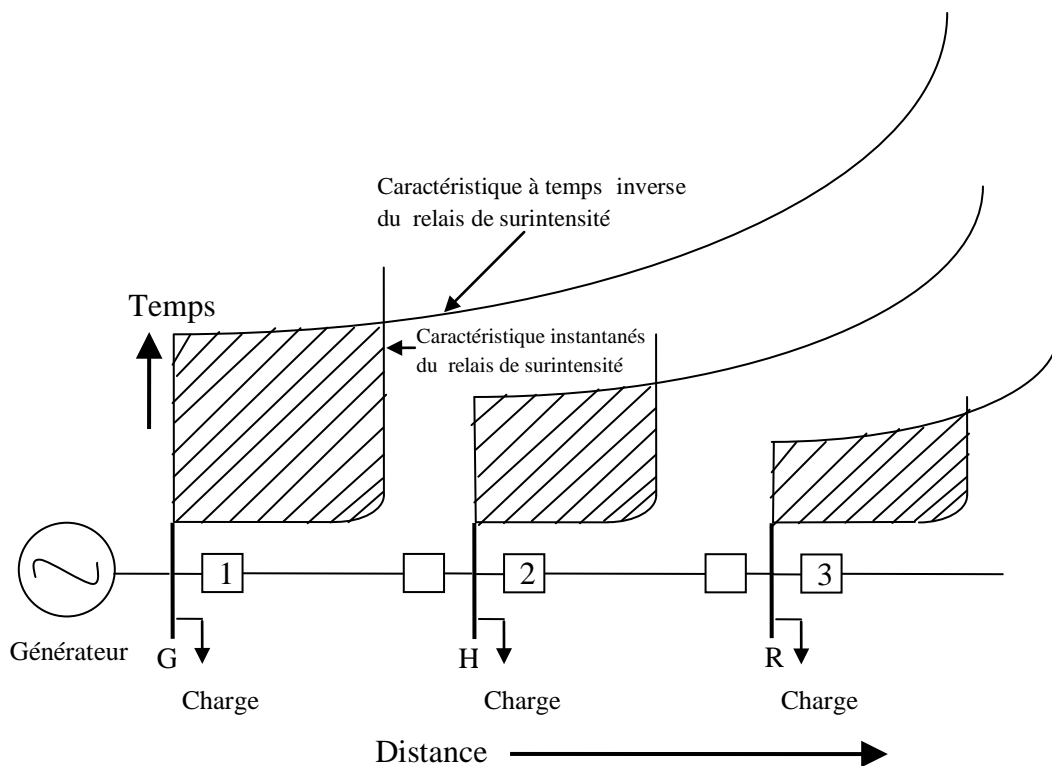


Figure.II.5 : Protection à maximum de courant à temps inverse et instantané.

II.6.2. Protection par relais à maximum de courant directionnelle

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

La figure II.6 représente un réseau bouclé qui est protégé avec des relais à maximum de courant directionnel. Les flèches asymétriques se dirigent dans la direction de l'écoulement du courant de défaut pour laquelle les relais devraient fonctionner. Seulement à l'endroit 1 et 10 le courant de défaut peut circuler vers la ligne dans la direction pour laquelle le déclenchement est désiré ou dans le sens inverse. Les relais à ces endroits pourraient, donc, être non-directionnels comme est indiqué par les flèches à la tête double. [15]

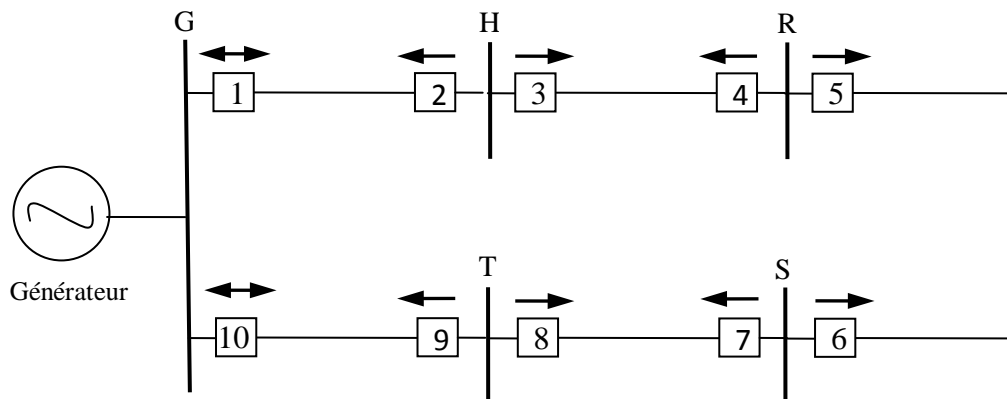


Figure.II.6 : Protection à maximum de courant directionnel d'un réseau bouclé.

II.7. Protection différentielle [18-19]

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

La figure II.7 représente une phase d'un système de protection différentiel triphasé. Des circuits multiples peuvent exister, mais l'exemple est suffisant pour expliquer le principe de base de la protection différentielle. On peut observer à partir de la figure II.7 que la zone de protection est délimitée par deux ou trois transformateurs de courant. Les conducteurs apportant le courant des transformateurs de courant au relais différentiel sont dans quelques situations appelées les fils pilotes.

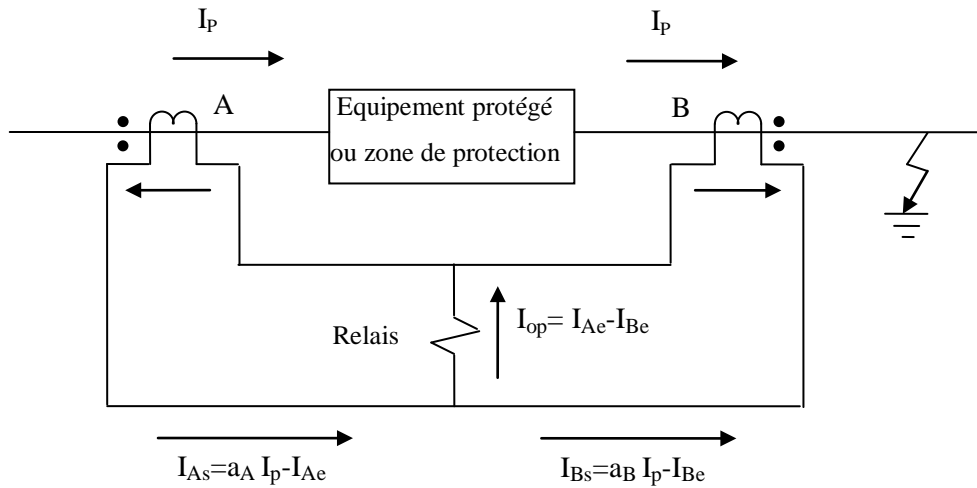


Figure.II.7 : Protection différentiels pendant un défaut externe.

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

$$I_{As} = a_A I_p - I_{Ae} \quad (\text{II.1})$$

Où :

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

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

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

$$I_{Bs} = a_B I_p - I_{Be} \quad (\text{II.2})$$

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

$$I_{op} = I_{Ae} - I_{Be} \quad (\text{II.3})$$

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

En cas d'un défaut dans la zone de protection (figure II.8), le courant d'entrée n'est plus égal au courant de sortie. Le courant d'opération du relais différentiel est maintenant la somme des courants d'entrée alimentant le défaut suivant les indications de la figure II.8.

$$I_{op} = a(I_{F1} + I_{F2}) - I_{Ae} - I_{Be} \quad (\text{II.4})$$

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

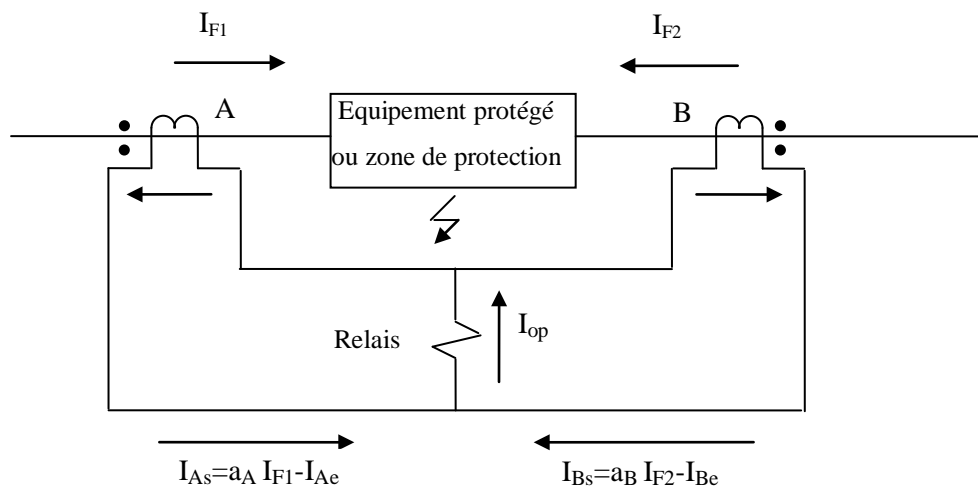


Figure.II.8 : Protection différentielle pendant un défaut interne.

II.7.1. Protection différentielle longitudinale [17]

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

II.7.2. Protection différentielle transversale équilibrée

La protection équilibrée est un type de la protection différentielle transversale qui est utilisé dans les lignes en parallèles. Elle est basée sur une comparaison des amplitudes des courants passant par les lignes. Pour des lignes en parallèle avec la même impédance et dans

des conditions normales, ou en présence d'un court-circuit externe, les relais ne fonctionneront pas en raison de la répartition équilibrée des courants. Par contre si un court-circuit est signalé sur une des lignes en parallèles, la plus grande partie du courant de la source passe à travers la ligne défectueuse, alors que la partie la plus petite passe à travers le long de la ligne saine. Dans cette circonstance, le relais déclenchera la ligne défectueuse.

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

II.8. Protection par relais de distance

On considère la protection de distance le type le plus populaire du principe de protection appliqué généralement pour protéger les lignes de transport dû à leur capacité de remplir les exigences de fiabilité et la vitesse nécessaire pour protéger ces lignes. Le principe de base du relais de distance se fonde sur le fait que l'impédance de la ligne est assez constante suivant le long de la ligne et proportionnelle à la longueur de la ligne. Cette particularité est pratiquement vraie et indépendante des amplitudes de la tension et du courant. Donc, l'impédance vue à partir de l'endroit du relais à n'importe quel point de défaut suivant le long de la ligne est proportionnelle à la distance entre le relais et le point de défaut et l'endroit de défaut peut être déterminé s'il fait partie de la ligne protégée. En conséquence, le relais protecteur, qui fonctionne en basant sur la mesure de distance, est désigné sous le nom du relais de distance. Bien que les techniques qui sont utilisés pour traités et calculés les signaux soient différentes d'un fabricant à l'autre, tous les relais de distance fonctionnent de la même manière en calculant l'impédance à partir des tensions et des courants des trois phases de la ligne. Le principe de base de fonctionnement des relais de distance est que si l'impédance mesurée par le relais est moins que l'impédance d'arrangement (normalement sa valeur est un pourcentage de la valeur de l'impédance de la ligne de transport à protégée), alors le relais conclurait qu'il y a un défaut dans la ligne de transport à protégée. Parfois les relais de distance sont aussi appelés comme relais à minimum d'impédance pour cette raison.

Les relais de protection de distance déterminent l'impédance de défaut (Z_F) à partir de la tension (V_{def}) et le courant (I_{def}) de court-circuit mesurée à l'endroit de relais suivant les

indications de la figure II.9. Le relais compare l'impédance de défaut mesurée à une valeur de référence (Z_{ref}) correspondant à la limite de la zone de fonctionnement dans le diagramme (R, jX) définie par le réglage du relais. Si l'impédance mesurée de défaut est plus petite que la valeur de référence (Z_{ref}), un défaut interne soit déclaré et une commande est envoyée au disjoncteur pour ouvrir le circuit. Selon ce principe de fonctionnement de base, la décision de commande est prise en utilisant seulement les tensions et les courants mesurés à l'endroit de relais. Il n'y a aucune autre information exigée et la protection ne dépend d'aucun équipement supplémentaire ou des liens de communication de signaux qui sont essentielles pour la protection différentielle.

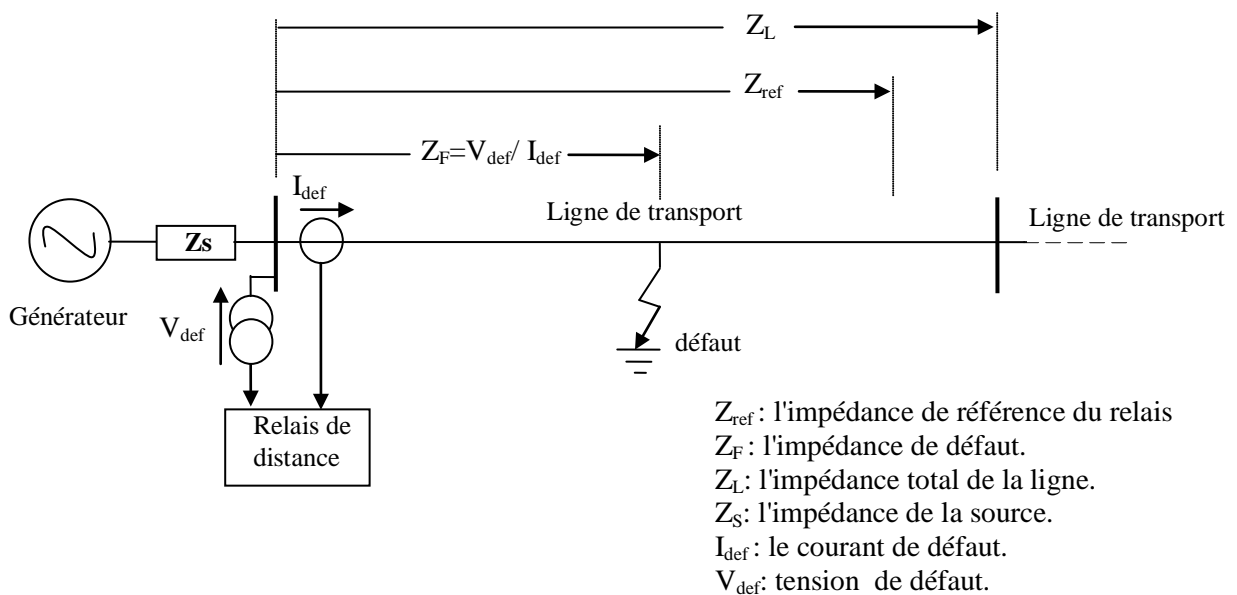


Figure.II.9 : Principe de la protection de distance.

Il convient de noter que la valeur de l'impédance de référence (Z_{ref}) du relais ne couvre pas la longueur totale de la ligne pour des raisons de sécurité. En pratique, il n'est pas possible de mettre la portée du relais pour couvrir 100% de la longueur de la ligne due à plusieurs facteurs. Parmi ces facteurs sont les inexactitudes dans la mesure de distance par le relais qui peut être résulté dans l'erreur de mesure des algorithmes utilisés par le relais, les erreurs de mesure dans le transformateur de courant (TC) et l'inexactitude dans la valeur réelle de l'impédance de la ligne, qui est habituellement basée sur un calcul et pas sur la mesure des paramètres de la ligne. En conséquence, des zones additionnelles de protection sont nécessaires afin de couvrir la longueur totale de la ligne comme sera expliqué dans la section

suivante. Selon le type TC et les exactitudes de mesure du relais, une marge de sécurité de 10 à 15% de l'autre extrémité de la ligne doit être choisie pour la première zone de la protection pour assurer la sélection de protection sécurisée entre les défauts internes et externes. [16]

II.8.1. Diagramme d'impédance [20]

Pour étudier ce type de relais, il est intéressant d'utiliser le diagramme des impédances (R, jX) qui permet de représenter directement la grandeur mesurée par le relais.

Dans le circuit monophasé de la figure II.10, un relais d'impédance placé en O mesure une tension V et un courant I comptés positivement dans les sens indiqués. On définit l'impédance apparente mesurée par le relais placé en O et orienté vers D :

$$\underline{V} / \underline{I} = \underline{Z} = R + jX \quad (\text{II.5})$$

Dans le diagramme (R, jX) de la figure II.11, l'impédance d'une ligne entre O et D est représentée par le vecteur \overline{OD} .

Si un défaut franc se produit en M sur la ligne, l'impédance mesurée est représentée par le vecteur \overline{OM} .

Si le défaut en M a une résistance R_D , l'impédance mesurée est alors représentée par $\overline{OM'}$.

En l'absence de tout défaut, si, à l'extrémité D de la ligne, il existe une charge R_{ch} qui fait circuler un courant de transit I_T dans la ligne, l'impédance de transit Z_T mesurée ($\overline{OM''}$) est représentative d'un état hors défaut de la ligne. Dans ce cas, la ligne transite une certaine puissance apparente $\underline{S} = P + jQ$.

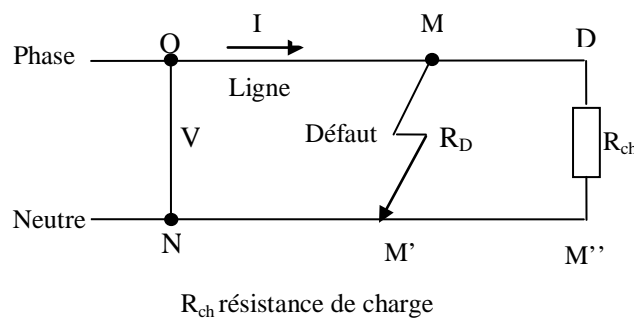


Figure.II.10 : Mesure d'impédance sur un circuit monophasé

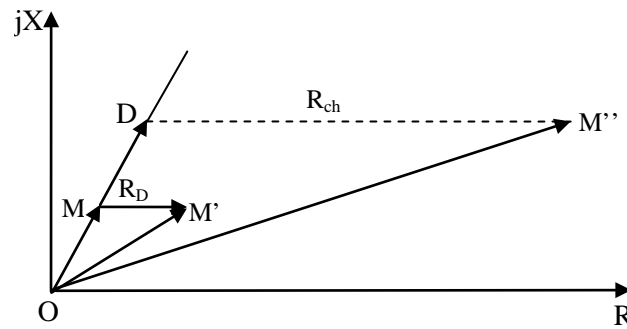


Figure.II.11 : Diagramme d'impédance

II.8.2. Caractéristiques des relais d'impédance [17-20]

Le terme caractéristique désigne, dans ce cas, le lieu des points correspondant à la limite de fonctionnement du relais d'impédance dans le diagramme (R, jX) ; ce relais fonctionne lorsque la valeur d'impédance mesurée franchit cette caractéristique.

Les formes de caractéristiques élémentaires les plus courantes sont les suivantes :

- La caractéristique circulaire centrée à l'origine des relais d'impédance (figure II.12a), caractéristique la plus simple destinée aux lignes courtes ;
- La caractéristique circulaire décentrée (figure II.12b) qui n'est qu'une variante de la précédente, pour protéger les lignes de moyenne longueur ayant une probabilité faible d'avoir des défauts résistants ;
- La caractéristique circulaire des relais d'admittance (figure II.12c), souvent appelés relais MHO, qui passe par l'origine, à l'avantage d'être intrinsèquement directionnelle (fonction directionnelle) ;
- La caractéristique en forme de droite, soit horizontale (relais de réactance, figure II.12d), soit parallèle à l'axe de la ligne à protéger (relais de résistance) ou encore ayant une inclinaison quelconque passant par l'origine (relais directionnel, fonction directionnelle) ou non.

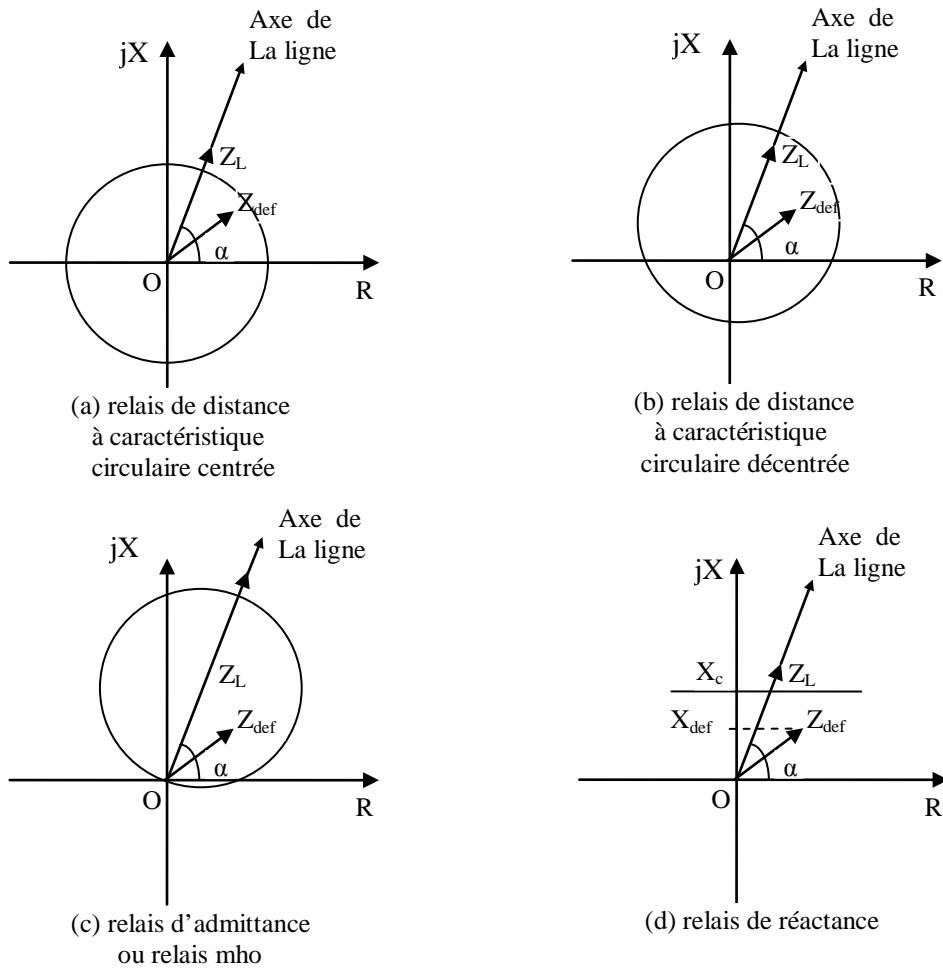


Figure.II.12 : Caractéristiques élémentaires des relais d'impédance.

Z_{def} : impédance de défaut mesurée par le relais.

$$Z_{\ell} = \sqrt{X_{\ell}^2 + R_{\ell}^2} \quad Z_{\ell} : \text{impédance de la ligne ;}$$

X_{ℓ} : réactance de la ligne ;

R_{ℓ} : résistance de la ligne ;

$$\tan \alpha = \frac{X_{\ell}}{R_{\ell}} \quad \alpha : \text{angle caractéristique de la ligne.}$$

Pour que le relais fonctionne, il faut que l'extrémité du vecteur Z_{def} soit à l'intérieur du cercle dans les cas des figures II.12 a, b et c ou que $X_{def} < X_c$ pour la figure II.12d.

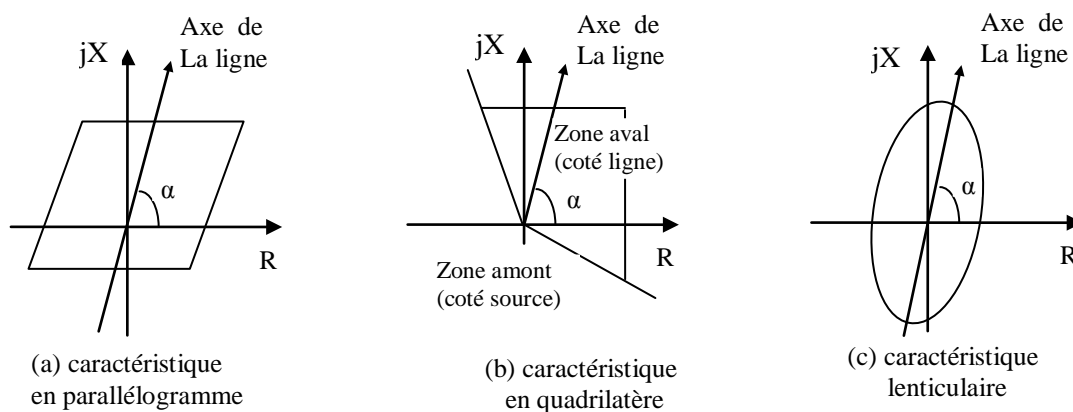
À partir de ces caractéristiques élémentaires, il est possible, en les combinant entre elles, d'obtenir des caractéristiques plus complexes mieux adaptées à la protection des réseaux maillés.

C'est ainsi que les caractéristiques des protections actuelles les plus courantes sont représentées sur la figure II.13 :

- La caractéristique en parallélogramme (figure II.13a), composée de deux droites horizontales et de deux droites parallèles à l'axe de la ligne, très appréciée car elle facilite les réglages du relais de mesure ;

- La caractéristique en quadrilatère (figure II.13b), composée d'une droite horizontale, d'une droite verticale et de deux droites passant par l'origine (fonction directionnelle) ;

- La caractéristique lenticulaire (figure II.13c), formée par l'interconnexion de deux cercles; l'axe de la lentille passe par l'origine et est incliné selon l'angle caractéristique α de la ligne.



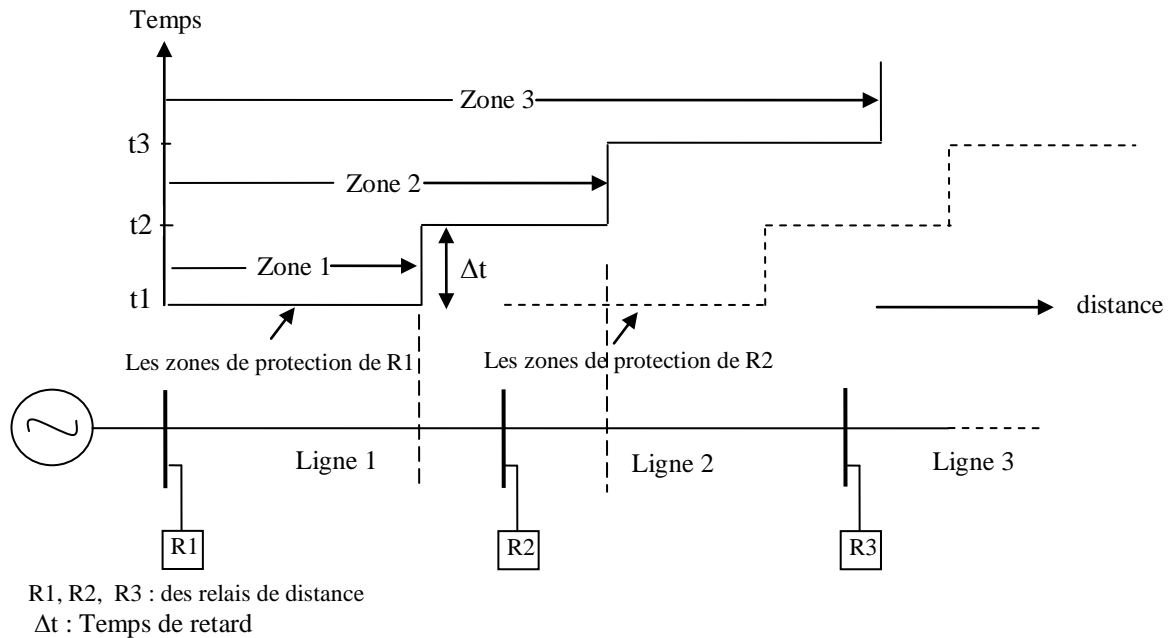
- La zone protégée par le relais est la zone en aval de la protection du côté de la ligne en s'éloignant de la source (jeu de barres)
- La zone de fonctionnement du relais est la zone délimitée par la caractéristique

Figure.II.13 : Caractéristiques utilisées dans les protections de réseaux maillés

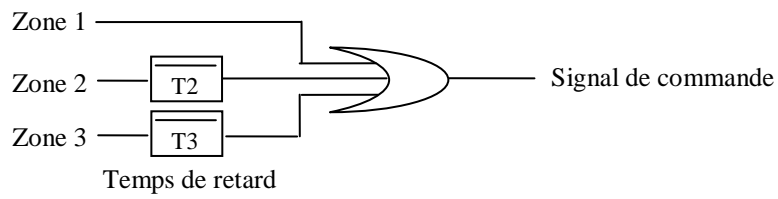
II.8.3. L'application de la zone de protection dans la protection de distance [16], [19]

Plusieurs zones sont utilisées pour protéger une ligne de transport suivant les indications du schéma II.14. La première zone, désignée comme zone 1, est mise pour se déclencher instantanément. Dans la pratique, la zone 1 est mise pour couvrir approximativement 80-90% (varié selon le type de relais, électromécanique, statique ou numérique) de la longueur totale de la ligne pour prendre soin des erreurs et pour éviter l'opération inutile pour des défauts au delà de l'autre extrémité. La deuxième zone (zone2) est mise pour couvrir le reste de la ligne plus une marge adéquate (environ 20% de la ligne adjacente). Les arrangements de la zone 2 devraient ne jamais surmonter n'importe quelle zone 1 du relais aux lignes adjacentes ; autrement le déclenchement inutile des lignes peut se produire au cas où un défaut se trouverait simultanément en dessous de la portée de la zone 2 des deux relais situés à la station A et B suivant les indications du schéma II.14. Par conséquent, l'arrangement minimum pour la zone 2 qui assure la couverture totale de la ligne, avec une marge de sûreté, est habituellement 120% de la ligne protégée, à condition que ceci ne dépasse pas 50% de la prochaine ligne la plus courte. Pour assurer la sélectivité, la zone 2 doit être retardée par un temps (gradué) relative à la protection de la ligne adjacente. Le retard de temps typique de la zone 2 est 300ms à 400ms pour les relais électromécaniques et à 250ms à 300ms pour la protection statique et numérique. Ce temps d'évaluation est un résultat de la somme du temps de fonctionnement de la zone 1 et le temps de fonctionnement de disjoncteur de la ligne adjacente, la période de remise de relais de distance, des erreurs des temporisateurs internes de relais de distance, et une marge de sûreté.

Pour quelques applications, la zone 3 est employée pour assurer la protection de plein support pour les lignes adjacentes. L'arrangement de la zone 3 couvre (avec une marge adéquate) la ligne protégée plus 100% de la plus longue ligne adjacente. Le temps de retard intentionnel utilisé pour la zone 3 est environ 0.6 à 1 sec. Le schéma II.14b montre le circuit logique de commande des zones de protection.



(a) Zone de protection pour relais de distance



(b) circuit logique de commande

Figure.II.14: Zone de protection et circuit logique de commande pour le relais de distance.

II.8.4. Les erreurs de mesure dans la protection de distance [21]

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

II.8.4.1. Erreurs de mesure dans l'impédance homopolaire de la ligne

Pour s'assurer que le relais est présenté avec la même impédance apparente correspondant à différents types de défaut, un signal d'entrée de compensation est exigé pour les éléments de mesure d'un relais de distance. L'arrangement de compensation utilisé généralement dans les défauts à la terre est la compensation résiduelle, qui emploie un coefficient de réglage K_0 du courant résiduel à l'endroit de relais. La formule générale de l'impédance directe de la ligne est :

$$Z_d = \frac{V_A}{I_A + K_0 I_R} \quad (\text{II.6})$$

Avec V_A et I_A sont la tension et le courant de phase à l'endroit du relais, et I_R est le courant résiduel à l'endroit du relais. Le coefficient de compensation est calculé par la formule suivante :

$$K_0 = \frac{Z_0 - Z_d}{3Z_d} \quad (\text{II.7})$$

Où Z_0 et Z_d sont respectivement l'impédance homopolaire et directe de la ligne. Évidemment, la mesure d'impédance dépend de l'évaluation des impédances directe et homopolaire de la ligne. Habituellement, il n'est pas difficile de calculer correctement l'impédance directe de la ligne. Par contre, l'évaluation de l'impédance homopolaire est plus difficile. Ceci est dû à la dépendance de cette impédance de la résistivité du sol, qui est variable et influencée par les conditions atmosphériques. De plus, l'influence du câble de garde la rend cette impédance variable le long de la ligne.

II.8.4.2. Influence du couplage mutuel dans les lignes à double circuit

Dans les lignes à double circuit, les impédances mutuelles directe et inverse entre les lignes sont assez petites et peuvent être négligées. Par contre la valeur de l'impédance mutuelle homopolaire est considérable et doit être tenue en compte. Ceci produit des erreurs de mesure dans l'impédance de défaut pour les défauts à la terre. Par exemple, la figure II.15 représente un réseau simple avec une source et deux lignes de transport en parallèle avec son circuit équivalent. Un défaut monophasé phase-terre sans résistance se produit au point F. Pour la phase en défaut, la tension phase-terre mesurée par le relais au point P est :

$$\begin{aligned} V_{AP} &= C_1 I_1 dZ_L + C_2 I_2 dZ_L + I_0 dZ_{0m} + C_0 I_0 d(Z_0 - Z_{0m}) \\ V_{AP} &= dZ_L (C_1 I_1 + C_2 I_2 + C_0 I_0 (Z_0 / Z_d)) + (1 - C_0) I_0 dZ_{0m} \end{aligned} \quad (\text{II.8})$$

Où Z_L représente les impédances directe et inverse de la ligne ($Z_d = Z_i$),

d : l'endroit du défaut

Z_{0m} est l'impédance homopolaire mutuelle entre les deux lignes en parallèles.

C_1 , C_2 et C_0 sont les facteurs du courant de distribution des séquences directe, inverse et homopolaire.

Le courant de la phase en défaut au point P est :

$$I_{AP} = C_1 I_1 + C_2 I_2 + C_0 I_0 (Z_0 / Z_d) \tag{II.9}$$

Où I_1 , I_2 et I_0 sont les composantes symétriques (directe, inverse et homopolaire) du courant.

Évidemment il y a une erreur pour l'impédance apparente :

$$Z_{AP} = dZ_d + \text{erreur} \tag{II.10}$$

On peut éliminer cette erreur de mesure en utilisant un courant additionnel de compensation, qui s'appelle le courant compensateur pour les lignes en parallèles. Ce courant est donné par :

$$I_{cp} = (Z_{0m} / Z_d)(1 - C_0) I_0 \tag{II.11}$$

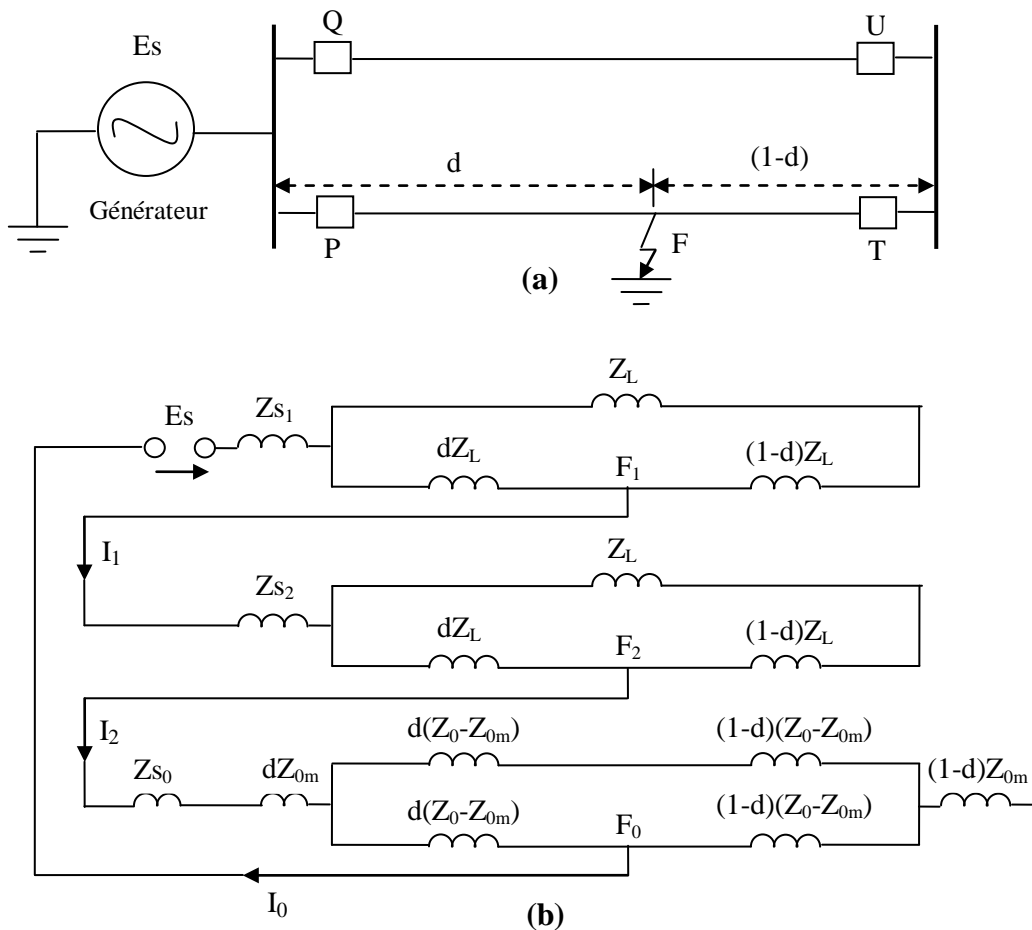


Figure.II.15 : Circuit équivalent d'une ligne à double circuit en défaut.

II.8.4.3. Influence du rapport X/R de la source

Les sources d'énergie ayant différents rapports X/R, donneront une erreur supplémentaire dans la mesure de distance, chaque fois que la résistance de défaut est présentée. Cette erreur est due à une différence de phase entre le courant de défaut à l'endroit du relais et le courant de défaut total. Considérant un défaut résistif à un point F d'une ligne de transport avec deux sources, l'impédance apparente pour un élément de mesure de la phase en défaut est :

$$Z_r = dZ_d + K_r R_F \quad (\text{II.12})$$

Où d est la distance de défaut, R_F est la résistance de défaut, et le coefficient complexe K_r est donné par :

$$K_r = \begin{cases} 1/C_1 \\ 1/(2C_1) \\ 3/C'' \end{cases} \quad (\text{II.13})$$

Dans l'équation, les facteurs des courants de distribution à l'endroit du relais sont :

$$C^* = 2C_1 + C_0 (Z_0 / Z_d) \quad (\text{II.14})$$

$$C_1 = \frac{Z_{R1} + (1-d)Z_d}{Z_{S1} + Z_{R1} + Z_d} \quad (\text{II.15})$$

$$C_0 = \frac{Z_{R0} + (1-d)Z_0}{Z_{S0} + Z_{R0} + Z_0} \quad (\text{II.16})$$

Où Z_{R1} et Z_{R0} sont les impédances directe et inverse de la source R éloigné du relais, et Z_{S1} , Z_{S0} sont les impédances directe et inverse de la source locale S. Évidemment, seulement si le système d'alimentation est homogène est que tous les éléments, y compris les sources, ont le même angle d'impédance, le relais peut correctement mesurer l'impédance de défaut, y compris la résistance de défaut. Pour un système non homogène C_1 , C_0 et le coefficient K_r seront des nombres complexes. Ainsi la résistance de défaut semble être inductive ($K_r = |K_r| \angle \theta_r$) ou capacitive ($K_r = |K_r| \angle -\theta_r$).

II.8.4.4. Effet de la résistance de défaut [14]

Toutes les équations ci-dessus ont été dérivées en supposant que le défaut est un court-circuit franc. Si le défaut implique un arc ou un chemin vers la terre, des impédances non linéaires sont présente et qui ont tendance à créer des harmoniques dans le courant ou la tension [2]. En conséquence, une erreur est présentée dans l'évaluation de la distance de défaut, cette erreur peut mener à un fonctionnement incertain du relais de distance. Pour adapter à la résistance de défaut, la zone de déclenchement du relais de distance est choisie de tels façons que la région délimitant l'impédance apparente est incluse à l'intérieur de la zone [2, 5, 18].

Dans le diagramme unifilaire de la figure II.16, la tension à l'endroit du relais est donnée par l'équation suivante :

$$V_{AP} = Z_d I_{AS} + R_F (I_{AS} + I_{AR}) \quad (\text{II.17})$$

L'impédance apparente Z_{AP} vue par le relais est :

$$Z_{AP} = dZ_d + R_F \left(\frac{I_{AR}}{I_{AS}} + 1 \right) \quad (\text{II.18})$$

La chute de tension dans le défaut amplifie la résistance du défaut et décale l'impédance apparente vers la droite dans le diagramme R-X, en plus cette chute de tension ne sera pas en phase avec le courant de défaut local et la résistance de défaut devient ainsi plus réactive. Ceci mène à des erreurs dans la protection de distance à zone réduite et à zone étendue. Dans la protection à zone étendue, le défaut sera en dehors de la zone de protection, mais vu par le relais comme étant à l'intérieur de la zone et dans la protection à zone réduite l'erreur se produit quand le défaut est à l'intérieur de la zone de protection, mais le relais ne peut pas l'identifier, ce type de condition crée le problème le plus grave pour la protection de distance.

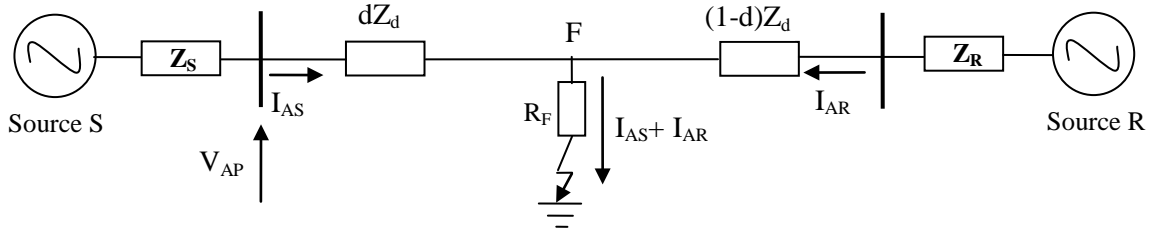


Figure.II.16 : Schéma unifilaire d’une ligne électrique en défaut résistif.

II.8.4.5. Influence de la source d’alimentation éloignée du relais [15]

La protection de secours des lignes adjacentes utilisant les éléments de la zone 2 et la zone 3 est rarement réalisée si une source présente à un jeu de barres éloigné du relais fournissant un courant. Le système représenté sur la figure II.17 constitue trois lignes de transport.

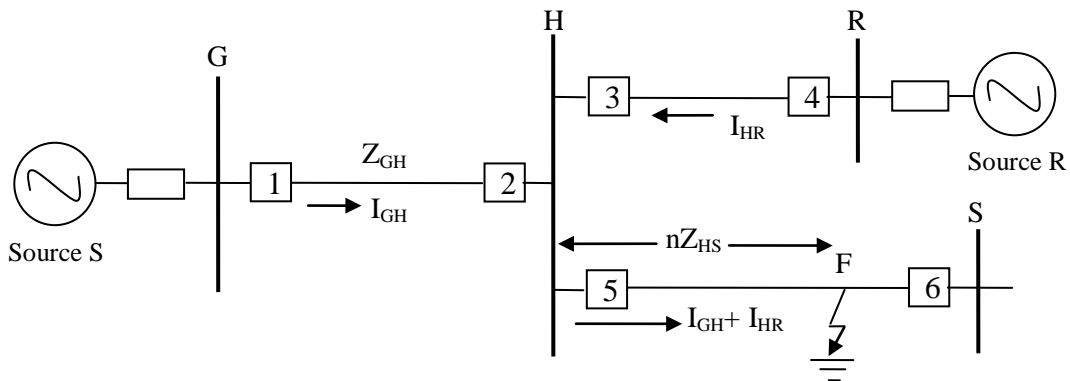


Figure.II.17 : Schéma unifilaire d’un réseau bouclé.

Si un défaut triphasé se produit à l’endroit F sur la ligne HS, la tension au jeu de barres G est :

$$V_G = Z_{GH} I_{GH} + nZ_{HS} (I_{GH} + I_{HR}) \tag{II.19}$$

Où :

Z_{GH} et Z_{HS} sont les impédances de la ligne GH et HS respectivement.

I_{GH} est le courant de défaut de la ligne GH.

I_{HR} est le courant de la ligne saine HR.

L'impédance apparente vue par le relais 1 est :

$$Z_{ap} = \frac{Z_{GH} I_{GH} + nZ_{HS} (I_{GH} + I_{HR})}{I_{GH}} \quad (\text{II.20})$$

Cette équation peut être simplifiée à :

$$Z_{ap} = Z_{GH} + nZ_{HS} + \frac{I_{HR}}{I_{GH}} nZ_{HS} \quad (\text{II.21})$$

Puisque l'impédance du défaut est $(Z_{GH} + nZ_{HS})$, il est évident que le terme $(I_{HR} / I_{GH}) \times (nZ_{HS})$, augmente l'impédance apparente de la ligne. En conséquence les zones 2 et 3 du relais 1 seront réduites.

II.8.4.6. Influence de la charge :

Si le réseau est en charge, l'impédance mesurée vue par le relais de distance est l'impédance de charge (Z_{LL}). L'impédance mesurée en cas défaut est une fonction de Z_{LL} et de l'impédance de défaut de la ligne (dZ_L). En 1960 Zydanowicz a donné une excellente analyse au sujet de l'influence de la charge sur la mesure de distance de défaut [22]. L'analyse est compliquée et non nécessaire pour être présentée ici. Mais ses points clés peuvent être récapitulés comme suit :

- Si la résistance de défaut est zéro, il n'y a aucun effet sur la mesure d'impédance de la charge.
- Si la résistance de défaut est présente et il y a une charge importé à l'endroit du relais, une augmentation de l'impédance apparente provoquée par la charge promouvra plus mauvais la protection à zone réduite provoquée par la résistance de défaut.
- Si la résistance de défaut existe, mais il y a une charge exporté à l'endroit de relais, une tendance à une zone de protection étendue provoquée par la charge réduira la protection à zone réduite prédominante provoqué par la résistance de défaut.

II.9. Protection des lignes de transport en utilisant les liens de communication [15] [18] [22]

Les systèmes de protection des lignes de transport discutés dans les sections précédentes assurent habituellement la protection simultanée à grande vitesse pour seulement 70% de la section centrale de la ligne de transport. Pour un défaut qui se produit près d'une extrémité de la ligne, le relais le plus près à ce défaut élimine la ligne très rapidement, tandis que le relais à l'autre extrémité de la ligne ouvre le disjoncteur après un à retard de temps environ de 0.25s. L'incorporation d'équipements de communication peut assurer la protection rapide pour 100% de la ligne protégée. Dans ce cas-ci, le relais le plus proche de défaut transmet un signal sur un canal de communication pour lancer l'émission d'une commande de déclenchement pour le relais sur l'autre extrémité de la ligne. Les liens de communication sous forme : fils pilotes, voie de transmission à courant porteur, micro-onde et lignes à fibre optiques sont utilisés actuellement. Cette section décrit une partie des arrangements de protection à base de fils pilotes utilisés pour protéger les lignes de transport.

La voie de transmission la plus utilisée actuellement par les relais est la ligne électrique à courant porteur. Le signal du relais est modulé et transmis au-dessus de la ligne de transport à protéger. Puisque la fréquence du courant porteur est beaucoup plus haute que la fréquence du système d'alimentation (réseau), le problème de la tension induit est négligeable mais le courant porteur peut être influencé par des bruits de haute fréquence dû à l'allégement, commutation et ainsi de suite. Et la fiabilité du système à courant porteur est également affectée par la ligne protégée elle-même. Pour quelques défauts critiques, par exemple, un défaut triphasé, le courant porteur peut être trop atténué de telle sorte que le relais va mal fonctionner. Habituellement il y a deux manières de transmettre les courants porteurs : l'accouplement entre phases, et l'accouplement phase-terre. L'atténuation de signal pour l'accouplement entre phases est inférieure par rapport à l'accouplement phase-terre parce que le chemin de la terre a une résistance plus élevée. Le courant porteur peut également être transmis au-dessus du câble de garde.

En employant les systèmes de signalisation à courant porteur en tant que des moyens pour échanger l'information, un certain nombre de principes de relais ont été utilisés. Ces principes peuvent essentiellement être divisés en deux catégories : comparaison de phase et comparaison directionnelle.

II.9.1. 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) et les protections fonctionnant sur une voie BF (câble pilote, faisceaux hertziens, fibre optique, etc.).

II.9.1.1. Protection à support de transmission haut fréquence [20]

Cette protection (voir Figure II.18), qui utilise une transmission à courant porteur HF sur les 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 de test du système de transmission.

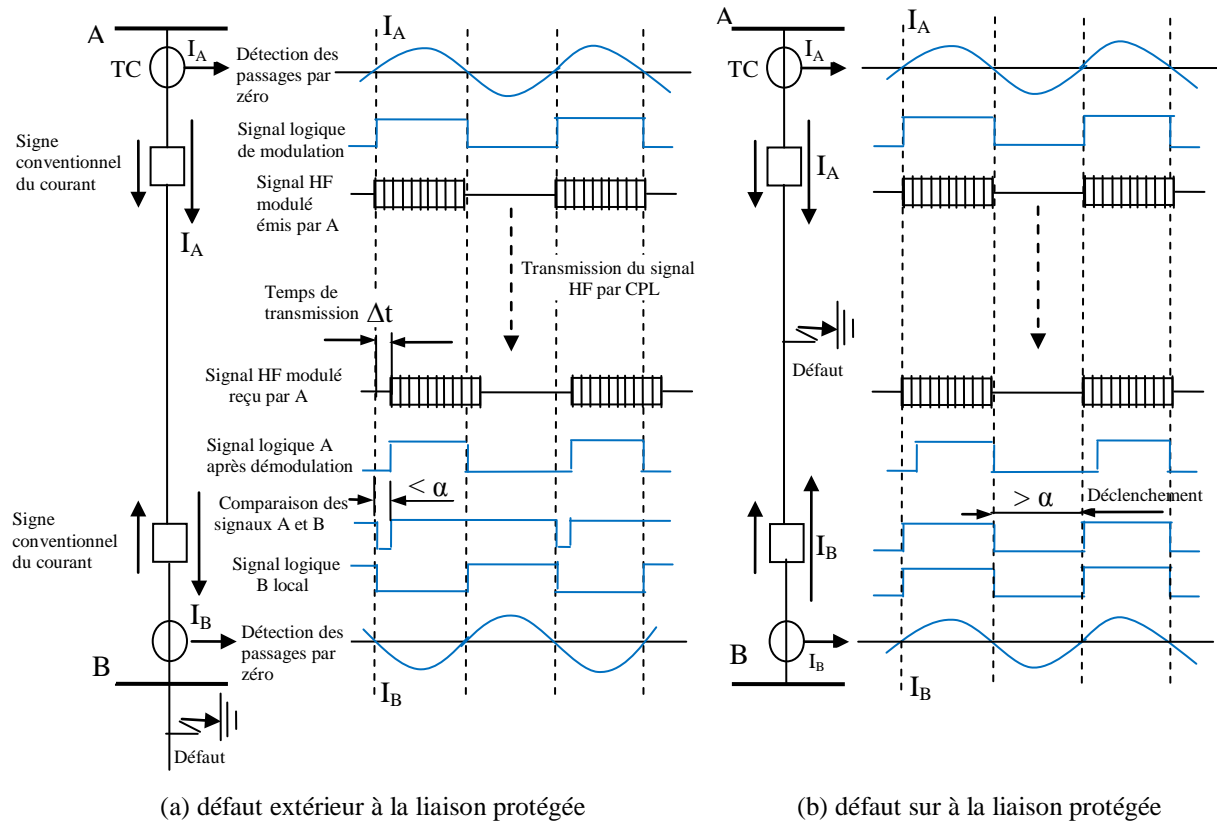


Figure.II.18 : Principe de fonctionnement de la protection à comparaison de phase

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 (déphasage) 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 I_{mes} qui est une combinaison du courant direct I_d et du courant inverse I_i :

$$I_{mes} = M I_i + N I_d \tag{II.22}$$

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 $\theta = 180^\circ - \alpha$ comprise entre 150° et 120° ($60 \leq \alpha \leq 30$).

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

II.9.1.2. Protection à support de transmission BF (7SD31 de Siemens) :

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

$$I_{\text{mes}} = I_d + 3 I_i + 5 I_0$$

(II.23)

Son principe de fonctionnement est semblable à celui de la protection *P10* de GEC Alsthom (figure II.18).

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 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.

II.9.2. Comparaison de direction

La comparaison directionnelle est un autre principe qui utilise une transmission à courant porteur. Elle compare la direction d'un court-circuit mesuré à partir des deux extrémités de la ligne. Plusieurs combinaisons des arrangements de protection à comparaison directionnels peuvent être trouvées :

II.9.2.1. Protections à zone réduite (under-reach protection)

La portée de la zone 1 est inférieure à celle de la zone protégée (figure II.19). On distingue trois types de protection à zone réduite.

- **Protections à zone réduite et à autorisation** (permissive under-reach protection) : 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....).
- **Protections à zone réduite et à télédéclenchement** (intertripping under-reach protection) : dans ce schéma, à la réception du signal en B, le déclenchement du disjoncteur en B est commandé sans aucun critère d'autorisation locale.
- **Protections à zone réduite et à accélération de zone** (accelerated under-reach protection) : 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.
- **Protections à zone étendue** (overreach protection) : La portée de la zone 1 des protections dépasse normalement la ligne protégée (figure II.20). On distingue trois types de protection à zone étendue.

II.9.2.2. Protections à zone étendue et à verrouillage (*blocking overreach protection*) :

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.

9.2.3. Protections à zone étendue et à déverrouillage (*deblocking overreach protection*) :

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.

II.9.2.4. Protections à zone étendue et à autorisation (*permissive over-reach protection*) :

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.

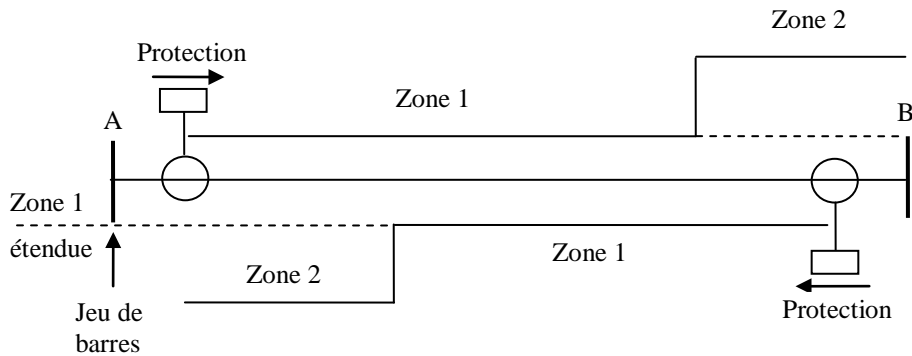


Figure.II.19 : Protections à zone réduite.

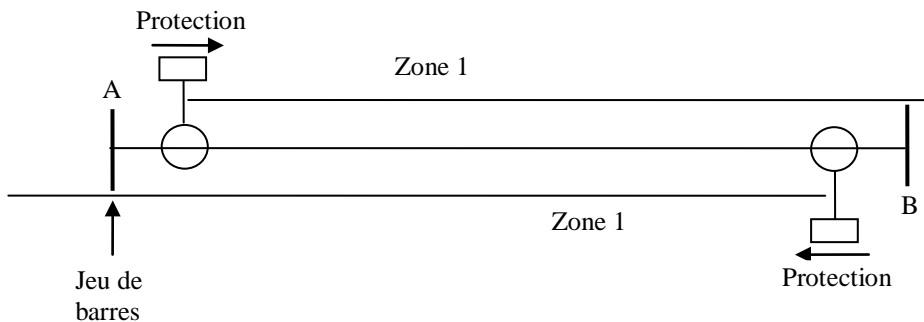


Figure.II.20 : Protections à zone étendue.

II.10. Protection des lignes électriques avec compensation série fixe

II.10.1. Introduction :

La compensation série des longues lignes de transport a été proposée pour la première fois, il y a une cinquantaine d'années pour augmenter les transits de puissance sur une ligne.

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. La figure II.21 montre un réseau simple à deux machines avec une compensation série fixe.

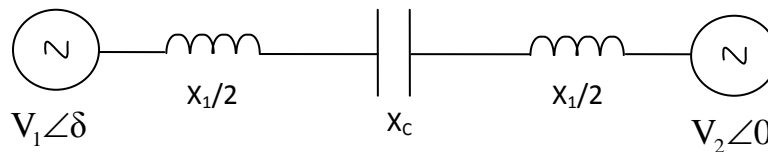


Figure.II.21 : Réseau simplifié à deux machines avec une compensation série fixe.

L'impédance totale de la ligne, tenant compte de la compensation série, diminue avec le degré de compensation k ($K = X_C / X_1$). A un angle δ donné, la puissance transmissible le long de la ligne augmente avec k . En plus, la puissance synchronisante des machines, définie comme étant la capacité des machines de retrouver leur point d'équilibre après une perturbation, augmente. Cet effet est dû à l'augmentation de la pente au point de fonctionnement.

La figure II.22 montre la courbe de la puissance active le long de la ligne en fonction de l'angle δ pour 4 valeurs différentes du degré de compensation k . Plus la valeur de k augmente, plus P/P_{max} , 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 25 à 75 % pour se mettre à l'abri des risques de résonance sous synchrone.[26-27]

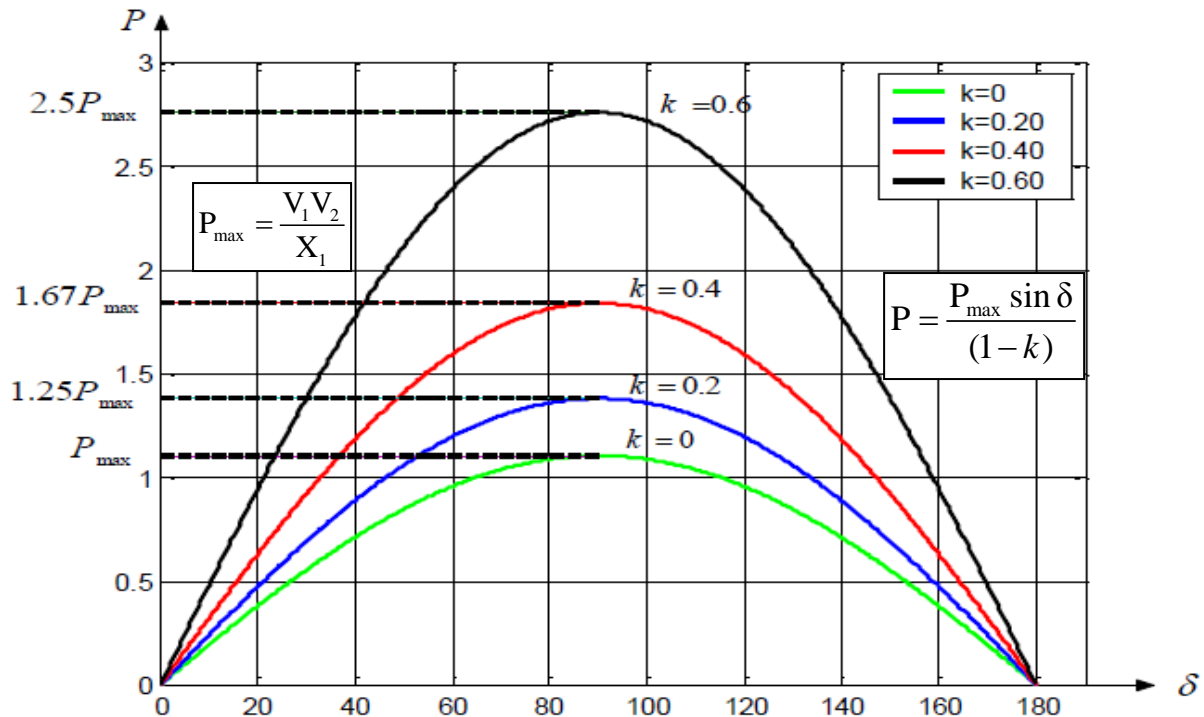
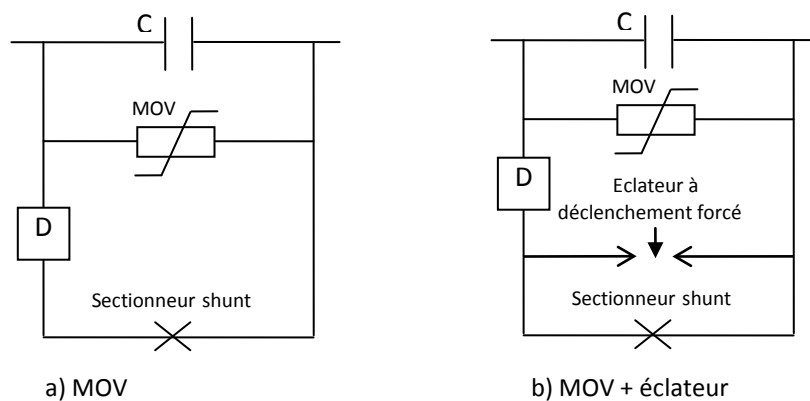


Figure.II.22 : Courbe de puissance avec et sans compensation série.

II.10.2. 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 normale des 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 supporter 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 II.23a).
- varistance avec éclateur (figure II.23b).



D : Circuit d'amortissement et de limitation du courant

Figure.II.23 : Classification des systèmes de protection du condensateur série.

Dans le premier schéma (figure II.23a), 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 II.23b), 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 dégagée 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. [27-28]-[33-35]

II.10.3. 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.[31]-[33]

II.10.3.1. Phénomène d'inversion d'amplitude de tension [29-32]

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 II.24 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.

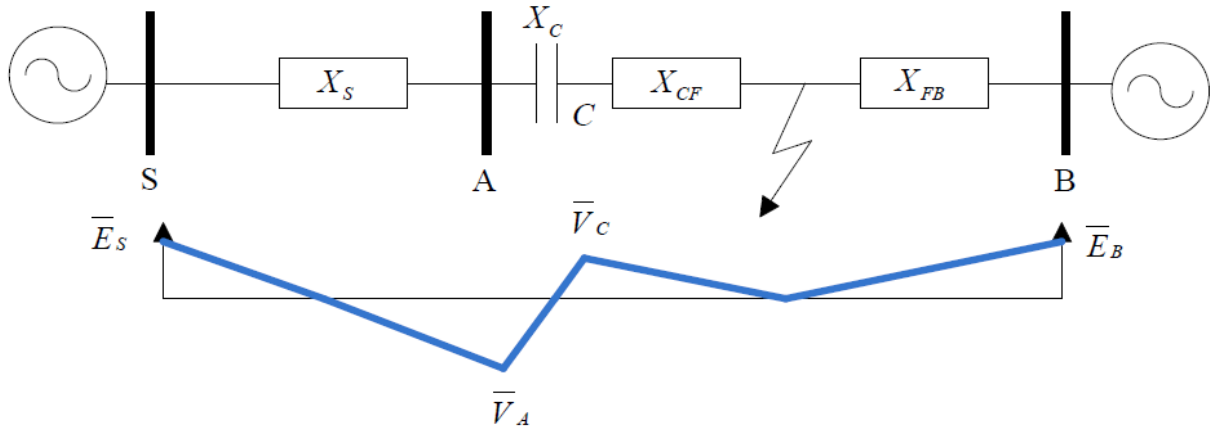


Figure.II.24 : Phénomène d’inversion de tension sur une ligne avec compensée série.

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 :

$$a) \quad X_C > X_{CF} \tag{II.24}$$

$$b) \quad X_C < X_{CF} + X_S \tag{II.25}$$

- 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:

$$X_C \leq \left[\frac{|V_{MAX}|}{|V_{MAX}| + |E_S|} \right] (X_{CF} + X_S) \tag{II.26}$$

II.10.3.2. 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.

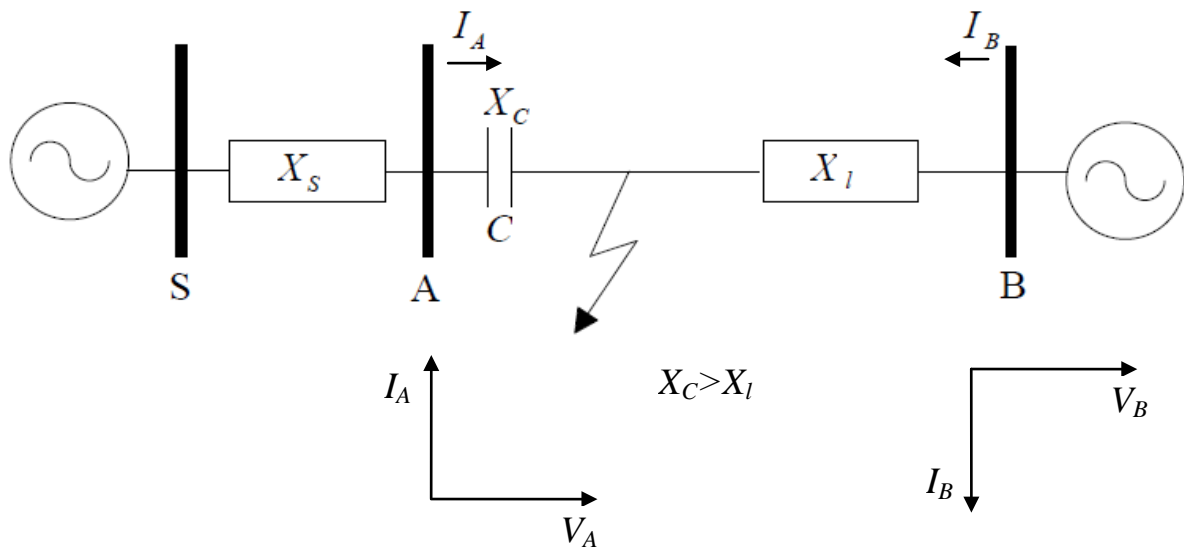


Figure.II.25 : Phénomène d'inversion de courant sur une ligne avec compensée série.

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.

II.10.3.3. 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 sont constitués 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), rend 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 placée au milieu, comme indiqué dans la figure II.26. 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 II.26. Ce réglage fournirait une discrimination correcte des défauts à grand 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 II.26). 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). [29-32]

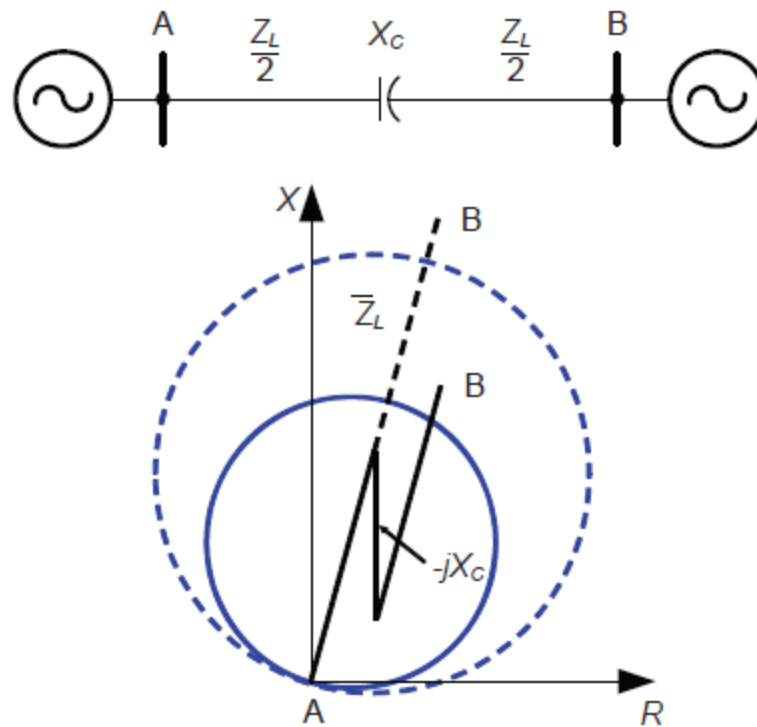


Figure.II.26 : Caractéristiques élémentaires de la première zone d'un relais MHO pour une ligne de transmission avec compensation série placée au milieu.

Considérons une ligne avec une compensation série placée à l'extrémité de la ligne, comme représenté à la figure II.27. Dans cette figure on trouve aussi les caractéristiques élémentaires de deux zones 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 considéré comme un défaut inverse par le relais qui protège la ligne compensée 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. [29-32]

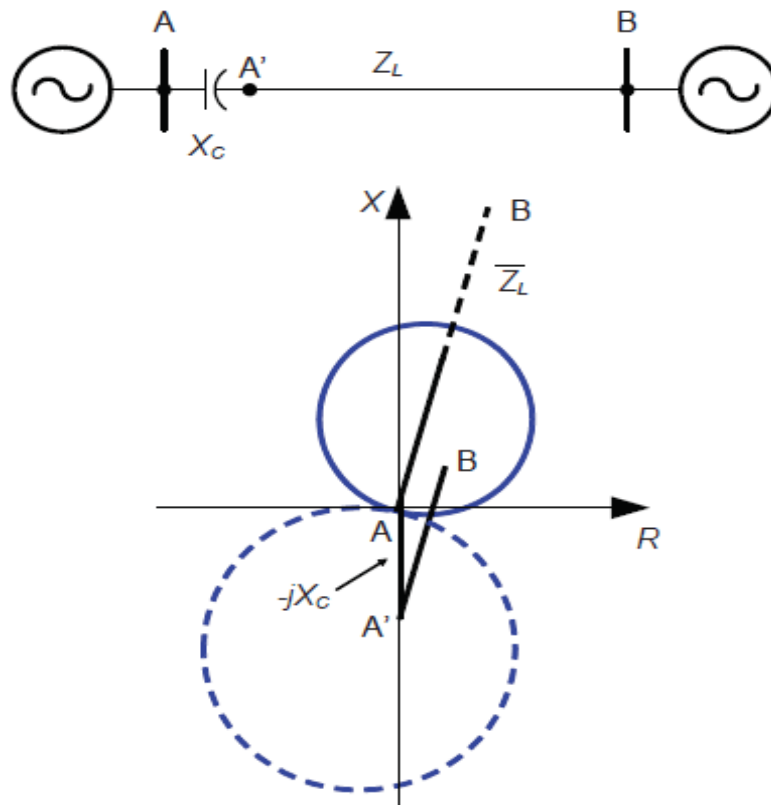


Figure.II.27 : Caractéristiques élémentaires de la première zone d'un relais MHO pour une ligne de transmission avec compensation série placée à l'extrémité de la ligne.

II.10.3.4. Le phénomène de résonance sous synchrone

Le phénomène de résonance sous-synchrone (sub-synchronous resonance 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 causés par la résonance sous-synchrones sont souvent responsables de nombreux faux déclenchements. 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 réduits davantage. [29-32]

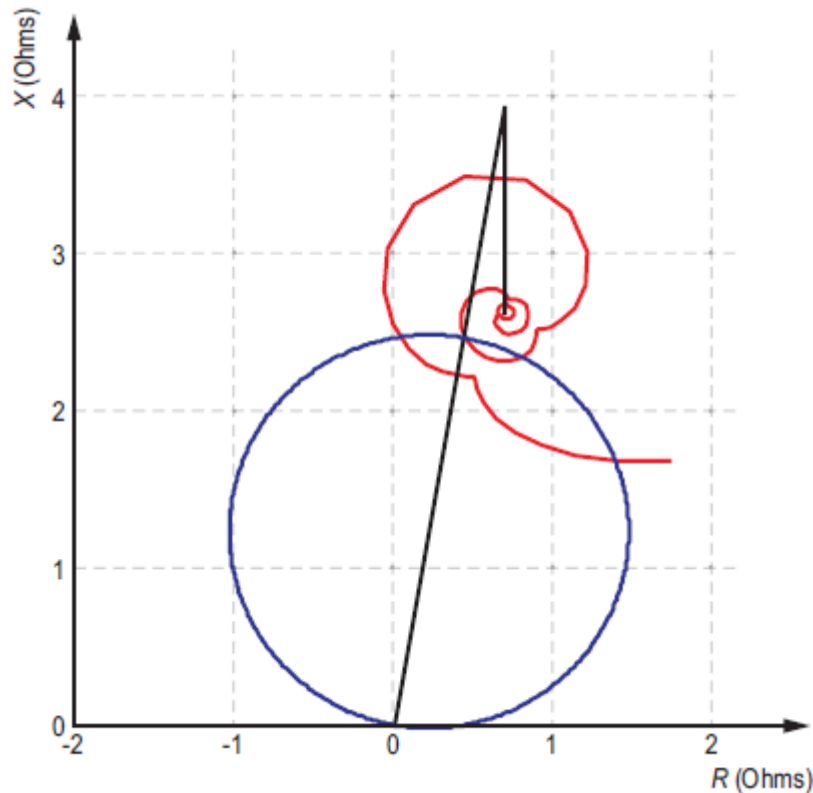


Figure.II.28 : Effet de la résonance sous-synchrone sur le relais MHO.

II.11. Conclusion

Dans ce chapitre, il nous a paru indispensable de faire une étude globale sur les systèmes de protection des lignes de transport d'énergie électrique. Nous avons commencé par présenter les différents types de défauts dans les réseaux électriques et leurs conséquences, les généralités sur le principe de fonctionnement de la protection et son évolution dans le temps et les principes conventionnels et modernes de la protection ainsi que ses fonctions principales. Nous avons ensuite donné une brève description des systèmes de protection des lignes de transmission avec compensation série et leurs problèmes.

Chapitre III

Les relais numériques

III.1. Introduction

Du point de vue historique, les relais numériques étaient initialement utilisés pour appliquer tout équipement informatique de protection en substitution tard dans les années 60. La première ébauche de schéma de protection numérique de distance fut suggérée en 1971. La première application effective des relais numériques pour la protection des lignes fut introduite par Westinghouse et Pacific Gas & Electric company aux USA en 1972 [3 - 4, 5]. Les relais numériques diffèrent des relais conventionnels aussi bien par la technique utilisée que par le mode de fonctionnement. Ils présentent des nombreux avantages parmi lesquels un coût de protection fréquemment réduit, de meilleure performance et une grande flexibilité. Mais l'avantage le plus cité en faveur des relais numériques est que le microprocesseur qui est en permanence actif, permettant un monitoring et une auto-surveillance constante de la plupart des composants et fonctions de protection. Il en résulte une très grande disponibilité, ce qui accroît la fiabilité du relais et donc celle de la conduite du réseau électrique [23].

III.2. Types de relais [14], [19], [23]

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

III.2.1. Relais électromécaniques

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

III.2.2. Relais statiques (à semi-conducteur)

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

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

III.2.3. Relais numériques

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

III.3. Schéma bloc d'un relais numérique

Le relais numérique est un dispositif à base de microprocesseur qui utilise un logiciel pour le traitement des signaux échantillonnés et mettre en application la logique du relais. La majeure partie de la recherche dans le secteur de la protection à relais numériques est liée au développement des algorithmes pour des applications spécifiques. Les éléments de base d'un relais numérique sont résumés sur la figure III.1 [19], [25].

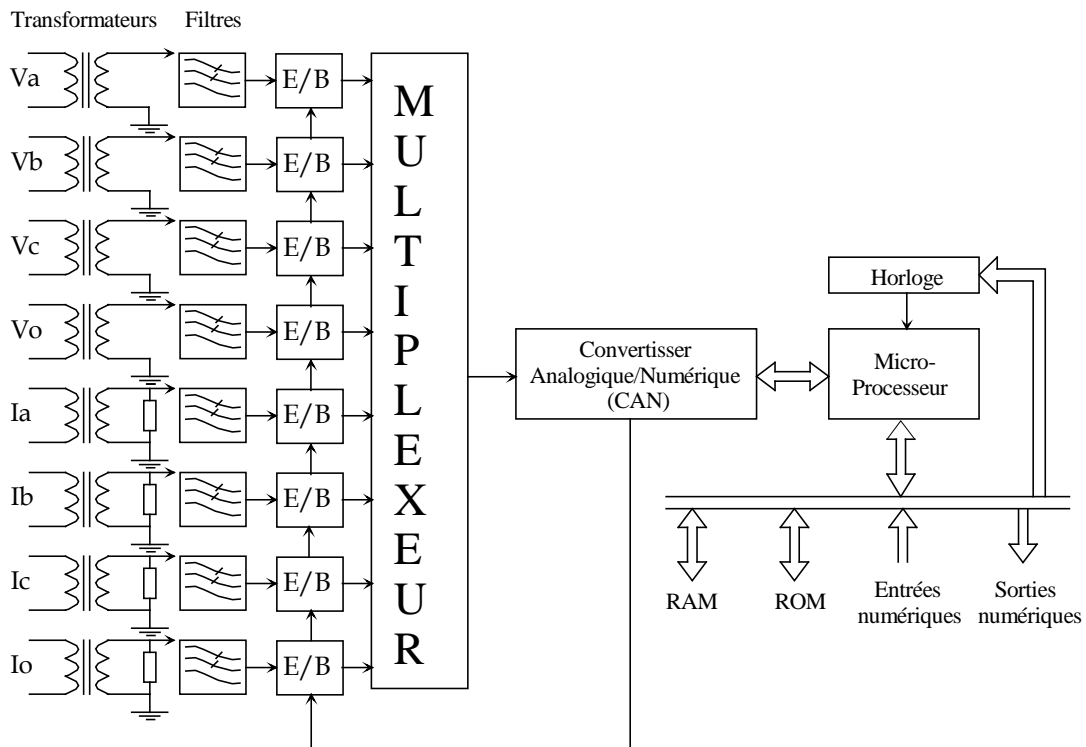


Figure.III.1 : Eléments de base d'un relais numérique

III.3.1. Transformateurs de courant

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

III.3.2. Transformateurs de tension

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

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

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

L'accroissement brutal de la tension appliquée se rencontre sur les phases saines d'un réseau dont une phase est affectée d'un défaut à la terre. Les conséquences sont de même nature que celles consécutives à la mise sous tension. Il faut souligner que les transformateurs de tension sont en générale plus coûteux que les transformateurs condensateurs de tension [25].

III.3.3. Filtre anti-repliement

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

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

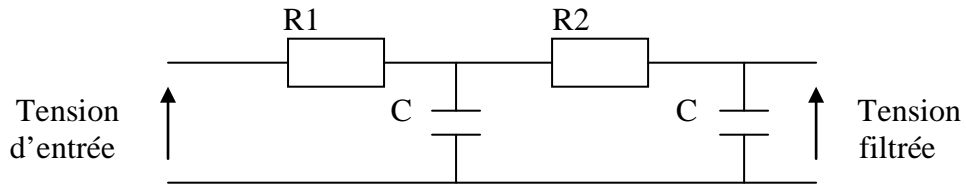


Figure.III.2 : Filtre anti-repliement analogique.

Les fréquences supérieures à la moitié de la fréquence d'échantillonnage doivent être supprimées. La présence d'un filtre anti-repliement analogique relié à la fréquence d'échantillonnage est donc indispensable à une mesure correcte. La fréquence de coupure du filtre anti-repliement doit être au plus égale à la moitié de la fréquence d'échantillonnage. En simulation, le filtre anti-repliement peut être modélisé par un filtre numérique de type Butterworth, Chebyshev ou Bessel [25].

Filtre Butterworth [19]

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

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

Ou :

N : est l'ordre du filtre.

ω_0 : est la fréquence de coupure.

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

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

Ou:

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

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

$[0, \omega_p]$: la fréquence de la bande passante on radians.

$[0, \omega_s]$: la fréquence de la bande bloquée on radians.

Connaissant l'ordre du filtre N , la fréquence de la bande passante $[\omega_p, 0]$ de bande de passage et la fréquence de la bande bloquée ω_s , la fréquence de coupure ω_c peut être calculée en utilisant l'une des équations suivantes :

$$\omega_c = \frac{\omega_p}{(10^{-Gp/10} - 1)^{1/2N}} \quad (\text{III.3})$$

$$\omega_c = \frac{\omega_s}{(10^{-Gs/10} - 1)^{1/2N}} \quad (\text{III.4})$$

Les fréquences de coupure fournies par les équations III.3 et III.4 sont différentes ; le choix d'une valeur est influencé par la nécessité de remplir les conditions dans la bande passante ou la bande bloquée.

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

$$S_k = e^{\frac{j\pi}{2n}(2k+n-1)} \quad k=1,2,\dots,n. \quad (\text{III.5})$$

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

$$\hat{H}(s) = \frac{1}{(s - s_1)(s - s_2)\dots(s - s_n)} \quad (\text{III.6})$$

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

$$H(s) = \hat{H}(s / \omega_c) \quad (\text{III.7})$$

La figure III.3 représente la réponse fréquentiel d'un filtre de Butterworth du 3^{ème} ordre avec une fréquence de coupure de 180 Hz est dont la fonction de transfert est :

$$H(s) = \frac{1446625279.519}{S^3 + 2261.9449S^2 + 2558197.2576S + 1446625279.519} \quad (\text{III.8})$$

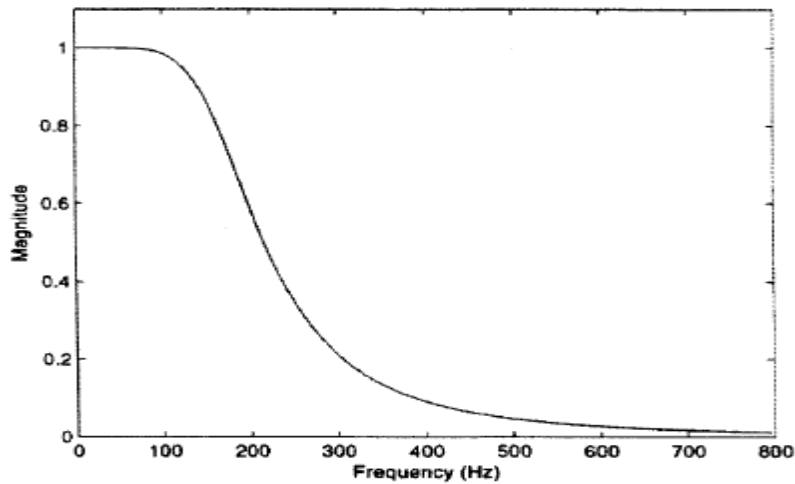


Figure.III.3 : La réponse fréquentielle d'un filtre de Butterworth.

III.3.4. Multiplexage

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

III.3.5. Conversion analogique / numérique

La conversion numérique d'un signal analogique consiste à prélever des échantillons de ce signal à des instants réguliers. Pour échantillonner un signal, on définit une durée, appelée période d'échantillonnage, qui est l'intervalle de temps entre deux valeurs converties. Cette période doit être choisie suffisamment courte pour que l'échantillonnage soit significatif. Elle ne doit pas non plus être exagérément petite, afin que la quantité d'informations ne soit pas trop importante. Le circuit assurant cette fonction est appelé échantillonneur/bloqueur (E/B), puisqu'il doit conserver (bloquer) pendant la période d'échantillonnage la valeur du signal d'entrée. A la sortie du E/B, le signal est encore

analogique et continu en amplitude. Il s'agit encore d'une tension (en volts) qui peut prendre des valeurs quelconques. Le signal est ensuite numérisé par le Convertisseur Analogique/Numérique (CAN). A sa sortie, le signal est quantifié en temps et en amplitude. La quantification consiste à associer une suite binaire à chaque échantillon. Le signal n'est défini qu'aux instants d'échantillonnage. Le choix de la période d'échantillonnage est crucial : un sous-échantillonnage détériore trop le signal d'entrée, alors qu'un sur-échantillonnage va augmenter le volume de données à traiter. La condition de *Shannon* fixe la limite inférieure absolue de la fréquence d'échantillonnage. Il montre que la fréquence d'échantillonnage doit être supérieure au double de la plus haute fréquence contenue dans le signal d'entrée afin de pouvoir reconstituer fidèlement le signal. En général, pour s'assurer de cette condition, on applique un filtre passe-bas (filtre anti-repliement) avant l'échantillonnage du signal.

III.3.6. Algorithmes d'évaluation des quantités des phases

Les algorithmes sont des programmes utilisés dans les microprocesseurs qui manipulent les échantillons des tensions et de courants pour produire des paramètres d'intérêt. La plupart des algorithmes existants proposés pour l'usage dans des relais numériques peuvent être groupés en deux catégories. Le premier type est basé sur le modèle de la forme d'onde lui-même. Le deuxième type implique le modèle de l'élément étant protégé, telle que les lignes de transport ou les transformateurs de puissance [19].

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

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

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

1. Non récursif :

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

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

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

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

2. Récursif :

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

III.3.7. Microprocesseur

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

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

III.3.8. Commande des organes de coupure

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

III.4. Conclusion

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

Chapitre IV

Localisation des défauts dans les lignes
électriques compensées par TCSC en
utilisant les données d'une seule
extrémité

IV.1. Introduction

En raison de la complexité croissante des réseaux électriques modernes, l'amélioration des fonctions de protection existantes et le développement de nouvelles fonctions ont beaucoup d'attention actuellement. Le but est d'augmenter la performance globale du système d'énergie électrique. Quelques années auparavant, les équipements de protection supplémentaire tels que les localisateurs de défauts avaient moins d'importance, en comparaison avec les protections principales, la protection de distance et la protection directionnelle dans les lignes de transport. De nos jours, ces dernières retiennent plus notre attention si l'on considère l'investissement considérable consenti à cet effet. C'est en raison des grands avantages de la localisation de défauts, qui réduit par conséquent les temps d'entretien et de restauration du réseau. À cette fin, différents algorithmes ont été développés pour obtenir une meilleure évaluation de la distance du défaut selon les données extraites d'une seule ou des deux extrémités de la ligne.

Bien que les algorithmes qui utilisent les données extraites des deux extrémités de la ligne présentent des meilleures performances, les algorithmes à une seule extrémité ont des avantages du point de vue commercial [36-41]. C'est principalement dû à l'extra-complexité liée à des algorithmes basés sur les données des deux extrémités qui exigent la communication et la synchronisation entre les deux extrémités aussi bien que l'augmentation du coût. Ainsi, l'importance de l'amélioration des performances des algorithmes à une seule extrémité d'une manière significative. Vers ce but, Eriksson, Girgis, et les autres ont développé leurs algorithmes en utilisant les méthodes de compensation en même temps que l'approche de l'impédance apparente réalisant une exécution acceptable par rapport à d'autres algorithmes basés sur deux extrémités [41], [43].

D'autre part, le développement récent des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) 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). Ainsi, les transits de puissance sont mieux contrôlés et les tensions mieux tenues, ce qui a permis d'augmenter les marges de stabilité. Le compensateur série commandée par thyristors (TCSC) est un membre important de la famille FACTS capable de modifier en continu l'impédance de la ligne de transmission et le courant de charge. Il a un grand potentiel d'application pour réguler avec précision le flux de puissance

sur une ligne de transmission, amortissant l'oscillation de puissance interzonales, atténuant la résonance et améliorant la stabilité transitoire [50].

Le module typique d'un TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) se compose d'un condensateur de compensation série en parallèle avec un réacteur contrôlé par thyristor connu sous le nom de réactance à thyristors (TCR). Pour protéger ces éléments pendant le défaut, une varistance à oxyde métallique (MOV), un éclateur et un disjoncteur sont installés en parallèle avec le condensateur et le TCR. Cependant, la localisation de l'emplacement de défaut et la protection des lignes avec des systèmes de compensation TCSC sont considérés comme l'une des tâches les plus difficiles pour les fabricants des relais et les ingénieurs de services publics. Le problème n'est pas dans l'inclusion de la capacité en série de la ligne mais dans le fonctionnement de la varistance (MOV) en parallèle avec le condensateur. Les condensateurs série avec leur varistance créent un circuit non linéaire dépendant du courant. Ce circuit non linéaire doit être pris en compte dans l'algorithme de localisation des défauts [46].

Récemment quelques efforts de recherche ont été concentrés sur la localisation des défauts dans les lignes avec des systèmes de compensation TCSC. En particulier, l'approche basée sur l'impédance [54-57] est la plus utilisée. L'objectif principal du travail présenté dans [44] est de développer une méthode basée sur le réseau neurone artificiel (ANN) et une approche déterministe pour estimer la tension aux bornes du condensateur série non linéaire (condensateur et MOV) en utilisant du courant de ligne localement disponible. On suppose que le modèle du dispositif de compensation et son mode de fonctionnement sont connus. À son tour, l'algorithme proposé dans [47] utilise des courants et des tensions des phases et n'a pas besoin de modéliser le dispositif de compensation mais doit filtrer la composante continue et les harmoniques qui sont présent dans les formes d'onde tension et courant. Généralement, la composante continue et d'autres composants de fréquence créent des problèmes dans le processus de filtrage. Une solution alternative à ce problème consiste à utiliser l'équation différentielle partielle du modèle de la ligne de transmission dans laquelle il n'est pas nécessaire de filtrer ces composants [46] - [51]. Dans ces méthodes, pour obtenir une grande précision dans la localisation de l'emplacement des défauts sur les lignes de transmission, il est recommandé d'appliquer le modèle d'une ligne longue à paramètres distribués [51].

Dans ce chapitre, nous introduisons un algorithme de localisation de défauts nouveau et précis pour les lignes de transmission avec des systèmes de compensation TCSC. Des échantillons de tensions et de courants extraits à partir d'une seule extrémité de la ligne sont

prélevés et utilisés pour estimer l'emplacement du défaut. L'algorithme de localisation de défaut proposé est composé de deux sous-programmes. L'un d'eux est pour les défauts après le TCSC et l'autre pour les défauts avant le TCSC. Lorsque le défaut est au-delà de l'unité TCSC, la chute de tension à travers le TCSC doit être calculée et déduite de l'équation de défaut avant d'estimer l'emplacement du défaut. Avec l'application de ces sous-programmes, nous obtiendrons deux solutions pour l'endroit de défaut. Ensuite, une procédure spéciale pour sélectionner la bonne solution est utilisée.

IV.2. Modalisation du compensateur série Contrôlé par Thyristors (TCSC)

Un condensateur série commandée par thyristors TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) est constitué de deux branches parallèles. La première comprend deux thyristors T_1 et T_2 branchés en tête-bêche en série avec une inductance L . Cette branche est appelée TCR ou « Thyristor Controlled Reactor » inductance contrôlée par thyristor qui peut être comparée à une inductance variable. La seconde branche ne contient qu'un condensateur C . Ce montage permet un réglage continu sur une large gamme de la réactance capacitive à la fréquence fondamentale du réseau. Les montages peuvent varier selon les fabricants. La figure IV.1, illustre le schéma de base d'un module de TCSC.

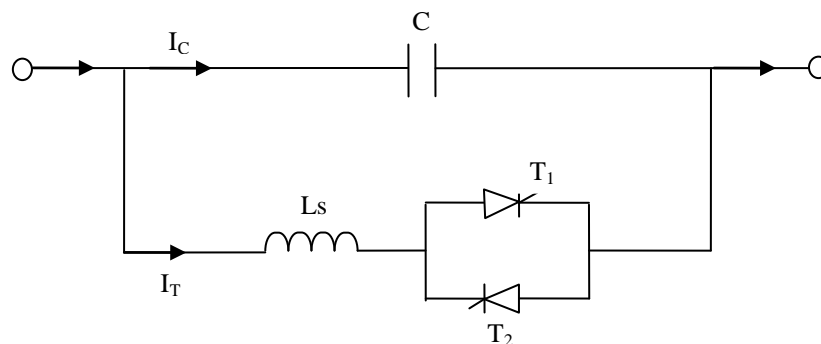


Figure.IV.1 : Schéma de base d'un module de TCSC.

Un système TCSC réel comprend généralement une combinaison en cascade de plusieurs modules identiques tous contrôlés de la même façon. Un tel schéma est utilisé afin de minimiser les coûts d'installation. Un système TCSC conceptuel avec des modules TCSC de base est illustré à la figure. IV.2. Les condensateurs - C_1, C_2, \dots, C_n - dans les différents modules TCSC peuvent avoir des valeurs différentes pour fournir une plus large gamme de contrôle de la réactance. De plus, l'inducteur du TCR peut également être divisé en deux

moitiés pour éviter d'endommager les thyristors dans le cas des défauts internes dans l'inductance.[52-53]

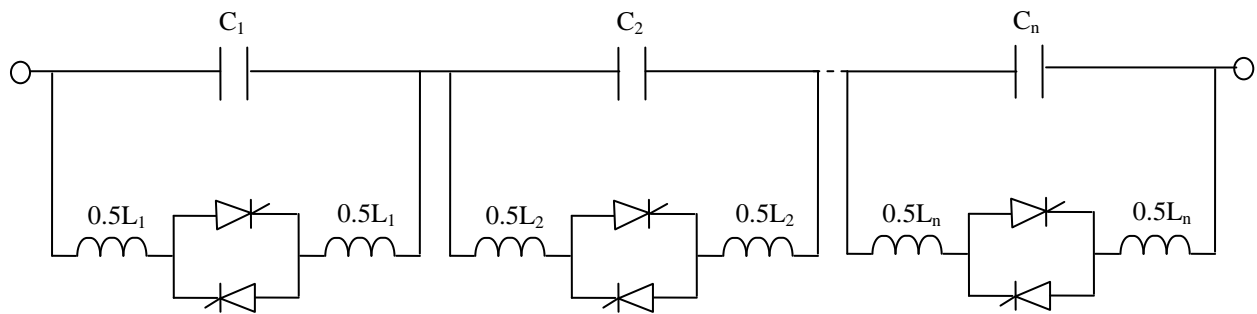


Figure.IV.2 : Schéma d'un TCSC composé de plusieurs modules.

IV.2.1. Protection du TCSC:

Dans les installations typiques de condensateur série commandée par thyristors, il existe plusieurs techniques utilisées pour protéger les condensateurs. Lors d'un court-circuit sur la ligne, la tension aux bornes du condensateur peut dépasser le seuil admissible. Afin de limiter la surtension, on installe une varistance à oxyde de métal (MOV) et un commutateur de dérivation comme dispositifs de protection, comme le montre la figure IV.3. La varistance, qui est essentiellement une résistance non linéaire, protège le TCSC contre les surtensions élevée en mode capacité en fournissant un nouveau chemin pour le courant de défaut. De plus, Par mesure de sécurité supplémentaire, on ajoute un éclateur et un disjoncteur en parallèle avec l'ensemble. Lorsque l'éclateur est amorcé, il court-circuite le condensateur et la varistance. Ensuite, le courant important est détecté par les relais de protection qui font ouvrir les disjoncteurs à chaque extrémité de la ligne.

Le disjoncteur permet de contourner le tout et de mettre la compensation hors service. L'ouverture de ce disjoncteur permet aussi de remettre la compensation en service lorsque la ligne est en charge. [27]

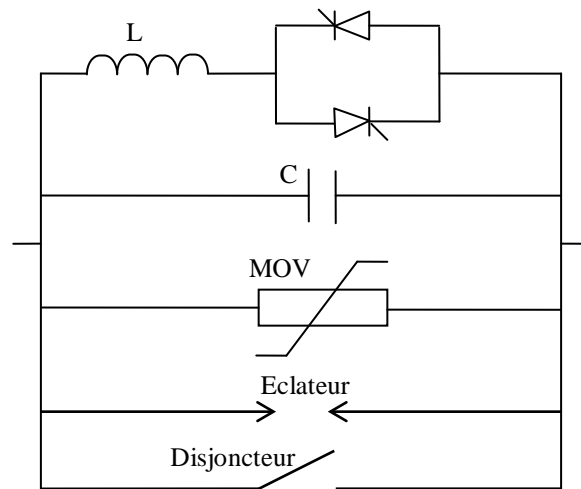


Figure.IV.3 : Protection du TCSC.

IV.2.1.1. Principe de fonctionnement de la varistance (MOV)

Dans la pratique, le TCSC 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, lors 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:

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

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 référence du MOV: $V_{REF} = \sqrt{2} X_C I_P$;

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

q est un exposant de la caractéristique;

X_C : réactance capacitive;

I_n : courant de charge maximum.

La figure IV.4 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.[31-32]-[34]

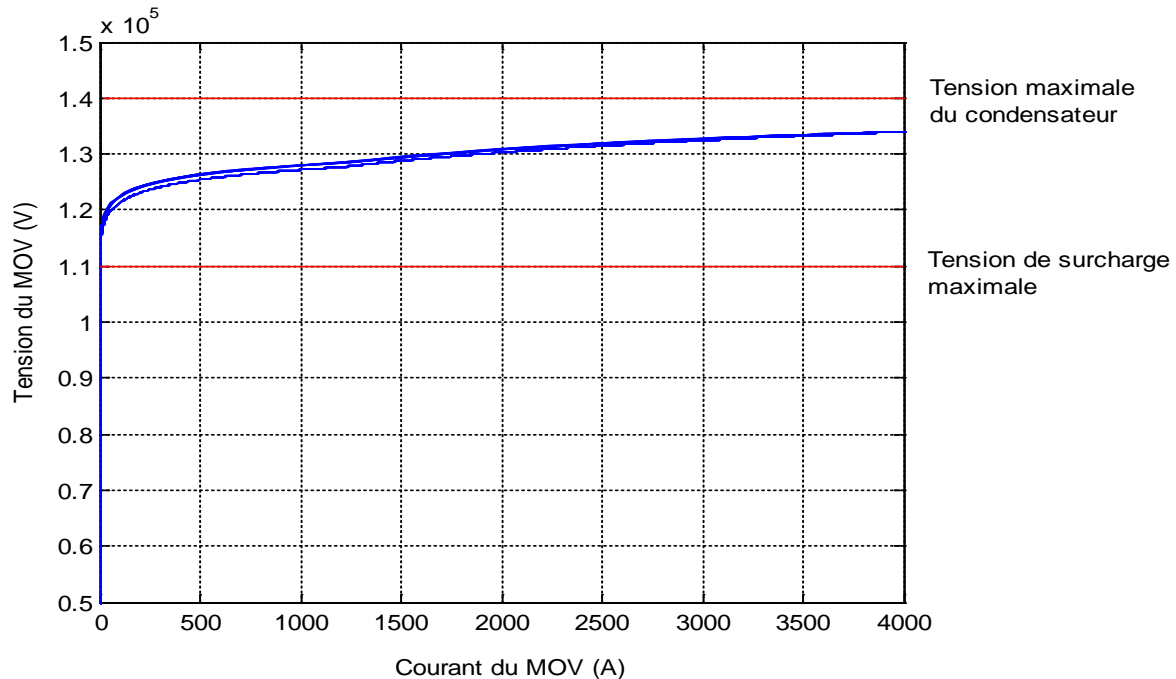


Figure.IV.4 : Caractéristiques tension-courant du MOV.

IV.2.2 Principe de fonctionnement du TCSC :

Le condensateur série commandée par thyristors (TCSC) est constitué d'un condensateur fixe en parallèle avec un réacteur à thyristors (TCR). Le TCR est une réactance inductive variable $X_L(\alpha)$ contrôlé par l'angle d'amorçage α . L'équation de la variation de $X_L(\alpha)$ par rapport à α est donnée par [52]:

$$X_L(\alpha) = X_L \frac{\pi}{\pi - 2\alpha - \sin \alpha} \quad (\text{IV.2})$$

Cette réactance contrôlé est connecté aux bornes du condensateur série, de sorte que le TCSC peut être modélisé comme un circuit LC parallèle variable, constitué d'une impédance capacitive fixe X_C , et d'une impédance inductive variable $X_L(\alpha)$, comme suit :

$$X_{TCSC}(\alpha) = \frac{X_C X_L(\alpha)}{X_L(\alpha) - X_C} \quad (IV.3)$$

Où α est l'angle d'amorçage mesuré à partir du pic de la tension du condensateur (ou, de manière équivalente, par le passage par zéro du courant de ligne). Pour la plage de variation de α et comprise entre 0 et 90°, comme $X_L(\alpha)$ varie de sa valeur minimale ($X_L = \omega L$) vers son maximum (infini), la réactance effective de TCSC commence à augmenter à partir de sa valeur minimale de $X_L X_C / (X_L - X_C)$ à $\alpha = 0$, jusqu'à l'apparition de la condition de résonance parallèle à $X_C = X_L(\alpha)$, théoriquement X_{TCSC} est infini. Cette région est une région inductive. Une augmentation supplémentaire de $X_L(\alpha)$ donne une région capacitive, du que la réactance $X_{TCSC}(\alpha)$ commence à décroître de l'infini à la valeur minimale de la réactance capacitive $X_C = 1 / \omega C$. La figure IV.5 montre la courbe caractéristique d'impédance d'un module de TCSC en fonction de l'angle d'amorçage α . [52-53]-[58]

Il est ainsi possible de moduler de manière continue le degré de compensation de la ligne, rapidement et aussi souvent que nécessaire. On obtient donc, une plus grande flexibilité de compensation avec un TCSC qu'avec un banc fixe ou avec des TSSC.

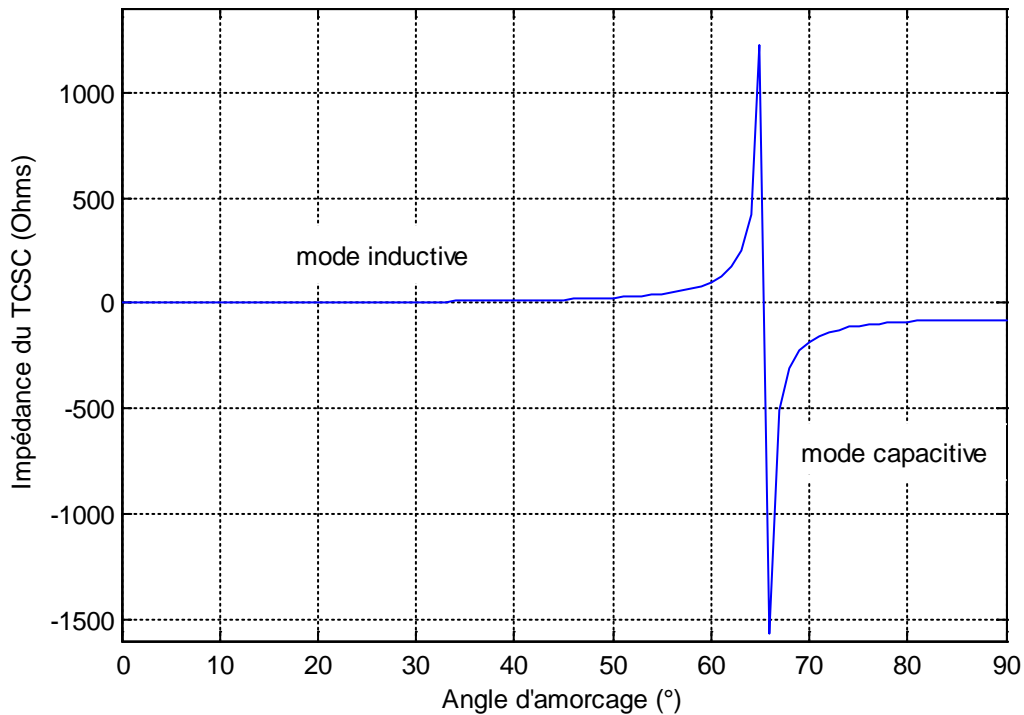


Figure.IV.5 : Impédance du TCSC en fonction de l'angle d'amorçage α .

IV.2.3. Mode de fonctionnement du TCSC

IV.2.3.1. Mode de fonctionnement du TCSC en condition normale [52-53]

Le TCSC peut travailler en plusieurs modes en variant les valeurs de son impédance X . Trois régimes de fonctionnement de TCSC peuvent être distingués :

a-Mode de fonctionnement avec les thyristors bloqués (Blocked-Thyristor Mode) :

Lorsque la valve à thyristors n'est pas enclenchée et que les thyristors restent à l'état non passant, le TCSC travaille en mode de blocage. Le courant de la ligne passe uniquement à travers le banc de condensateurs (Figure. IV.6).

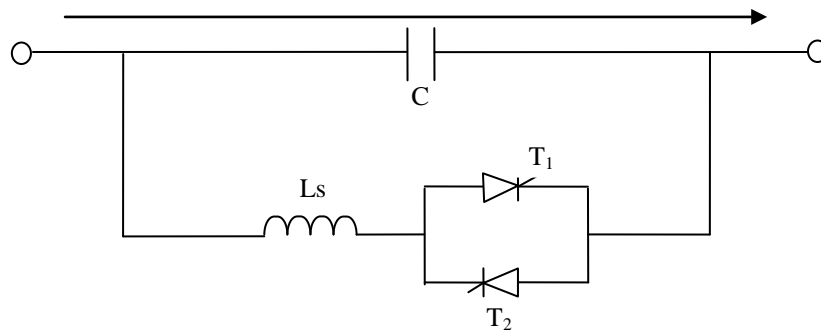


Figure.IV.6 : TCSC en mode de blocage.

La tension aux bornes de banc du condensateur (U_C), est donnée par l'équation suivante :

$$U_C = j. X_C. I_C \quad \text{Tel que : } X_C < 0$$

Dans ce mode, le TCSC fonctionne comme un condensateur série fixe.

b-Mode by-pass :

Si la valve à thyristors est commandée en permanence, elle reste constamment à l'état passant et le TCSC se comporte comme la connexion parallèle d'un banc de condensateurs série et de la réactance de la branche de la valve à thyristors (Figure. IV.7).

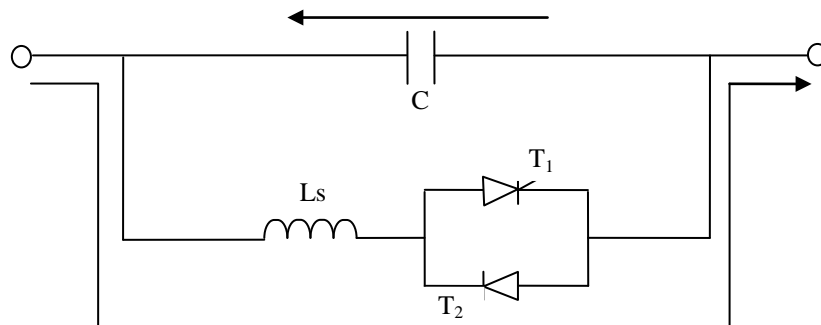


Figure.IV.7 : TCSC en mode by-pass.

La réactance totale du TCSC est donnée par l'équation suivante :

$$X_{TCSC} = \frac{X_C X_L}{X_L - X_C} \quad (IV.4)$$

Dans ce mode, la tension du condensateur pour un courant de ligne donné est beaucoup plus faible qu'en mode de blocage. Par conséquent, le mode by-pass est utilisé pour réduire la sollicitation du condensateur pendant les défauts du système.

c-Mode de conduction partielle :

Les thyristors sont commandés en conduction partielle. Un courant de boucle circule dans le TCSC et la réactance apparente de ce dernier est supérieure à celle de la capacité (ou de l'inductance) seule (Figure. IV.8) .

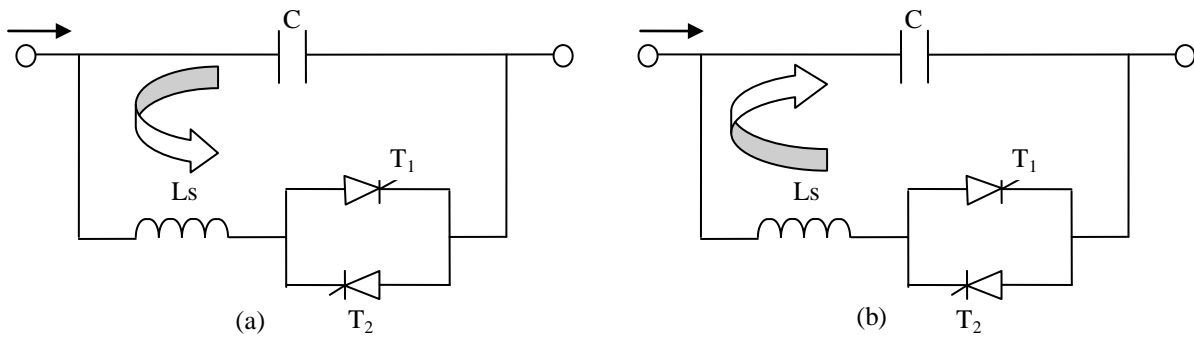


Figure.IV.8 : TCSC en mode de conduction partielle, (a) avec T₁ amorcé, (b) avec T₂ amorcé

Si le thyristor T₁ est amorcé, le thyristor T₂ est bloqué et vice versa. Quand T₁ conduit l'impédance équivalente est inductive (Figure. IV.7. (a)) et si T₂ est amorcé, l'impédance équivalente est capacitive (Figure. IV.7. (b)).

IV.2.3.2. Mode de fonctionnement du TCSC en cas de défaut [59-61]

En cas de défaut, différents modes de fonctionnement pourraient apparaître, intégrant les équipements de protection du TCSC. Ces modes sont les suivants:

a- Mode capacitif amplifié sans conduction du MOV

Pour un courant de défaut faible, le système de protection (MOV) du TCSC ne fonctionne pas; par conséquent, le TCSC reste constamment dans son mode de fonctionnement normal; c'est-à-dire qu'aucune transition depuis le mode capacitif amplifié

n'est effectuée. Dans ce cas, il existe une compensation importante, de telle sorte que les zones de protection du relais de distance conventionnel sont étendues ; et le relais peut également perdre son intégrité directionnelle. Cette condition se produit généralement lorsque le défaut est dans les lignes adjacentes.

b- Mode capacitif amplifié avec conduction du MOV

Pour le cas d'un défaut à courant fort, le MOV fonctionne est diminuer la tension aux bornes du condensateur. Cependant, le MOV est assez rapide pour conduire et se réinitialiser dans un demi-cycle. Dans ce cas, Le MOV ne court-circuiterait pas le condensateur comme le ferait le disjoncteur. Cette condition est généralement très courte mais peut être répétée plusieurs fois pendant la période de défaut. Dans cette condition, l'impédance du TCSC serait la combinaison parallèle du condensateur et de la faible résistance du MOV. À ce moment, les zones de protection du relais de distance conventionnel sont étendues, mais moins que le cas précédent (sans conduction du MOV).

c-Mode de blocage

Dans certains cas, pendant le régime transitoire en cas de défaut, l'angle de phase de la tension aux bornes du condensateur change rapidement, ce qui modifie l'angle d'amorçage du TCSC. Pour éviter des surintensités dans ce cas, les thyristors sont bloqués. Dans cette condition, le TCSC agit uniquement comme un condensateur série fixe. Les zones de protection du relais sont étendues, mais moins que le cas du mode capacitif amplifié. Si la surtension et la surintensité sont éliminées, le système retourne au mode normal, sinon l'énergie absorbée par le MOV dépasse ses limites et le TCSC passe du mode de blocage au mode by-pass pour protéger le MOV et le condensateur.

d-Mode by-pass :

Si le courant de défaut est relativement élevé et l'opération du MOV ne suffit pas pour diminuer la tension du condensateur, l'énergie du MOV dépasse une certaine valeur, le TCSC passe en mode by-pass. Dans ce cas, les zones de protection du relais de distance sont réduites.

e-Mode by-pass du disjoncteur:

Si le défaut n'est pas éliminé dans un certain délai (défaillance de protection principale), le disjoncteur se ferme. Comme la réactance série dans le circuit du disjoncteur est très petit, le relais se trouve dans une situation normale. Ce mode est utilisé uniquement comme protection de secours.

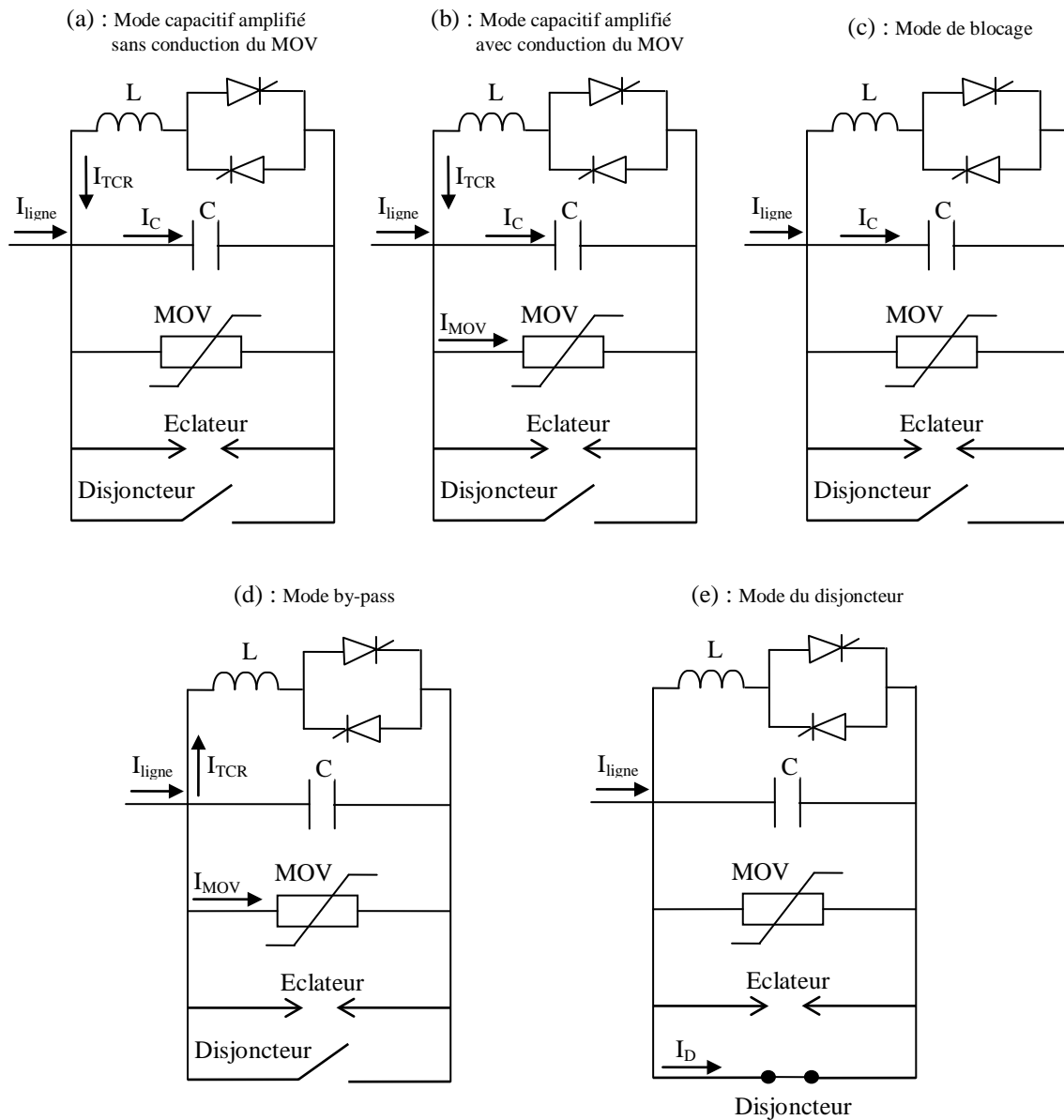


Figure.IV.9 : Mode de fonctionnement du TCSC en cas de défaut.

IV.2.4. L'emplacement du TCSC

Le compensateur série commandée par thyristors (TCSC) et ses dispositifs de protection associés peuvent être installés à l'une ou dans les deux extrémités de la ligne au même temps, comme indiqué respectivement dans les figure.IV.10a et figure.IV.10b. Les extrémités de ligne sont des emplacements typiques de compensateur TCSC, 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 TCSC au milieu de la ligne. Cette configuration est plus efficace surtout pour les lignes de transmission très longues. Par

conséquent, cette étude se concentrera sur le système où le TCSC est installé au milieu de la ligne, comme représenté sur la figure.IV.10c.[32]

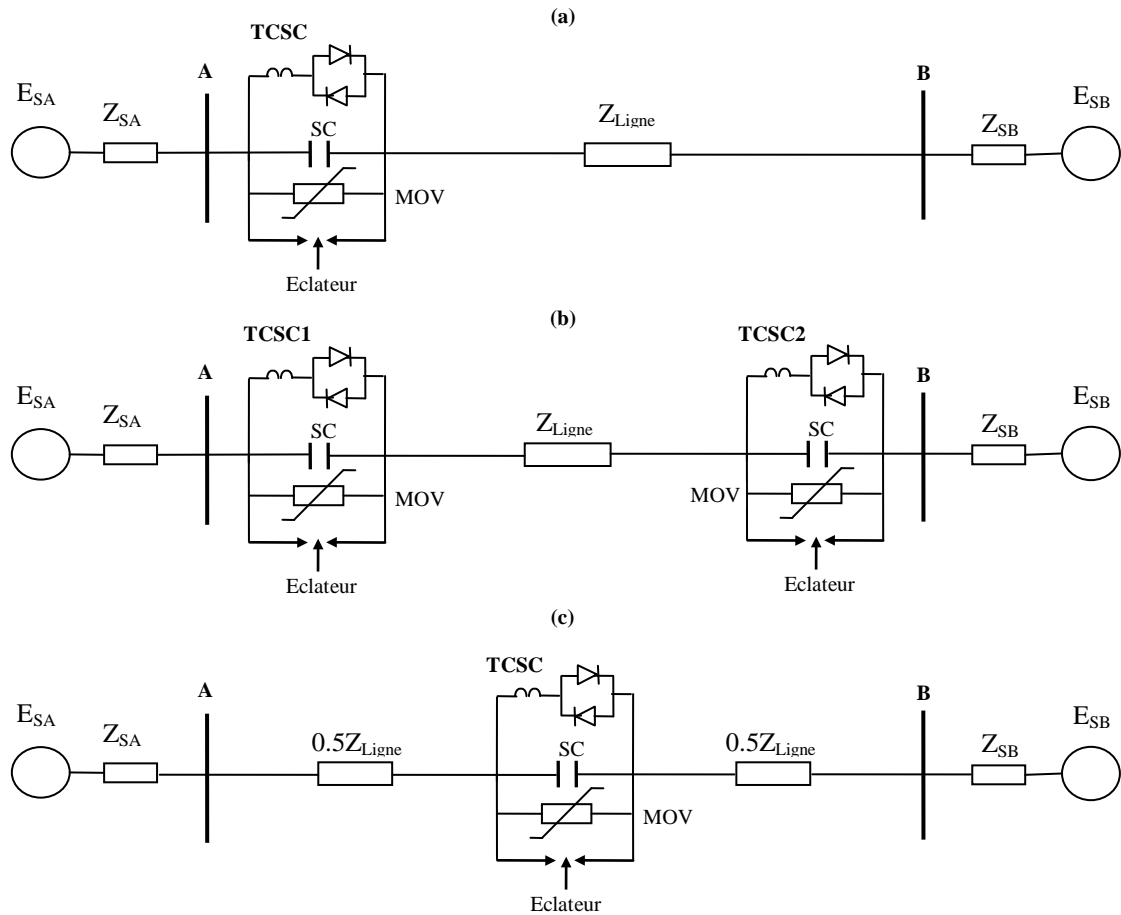


Figure.IV.10 : Différents emplacements du TCSC dans le réseau électrique.

IV.3. Algorithme de localisation de défaut proposé

IV.3.1. Principe

Le modèle du réseau de transport montré dans la figure IV.11 est appliqué pour développer la nouvelle méthode pour l'évaluation de la distance du défaut en utilisant les données d'une seule extrémité de la ligne électrique avec des systèmes de compensation TCSC à protéger. On considère que le localisateur de défaut (LD) est installé sur la borne A et qu'il est alimenté par des courants et des tensions triphasés disponible au point de son installation.

Ce modèle se compose de deux générateurs (E_{sD} , E_{sC}), trois lignes de transport, quatre jeux de barres (D, A, B et C) et un module de compensation TCSC installé au milieu

de la ligne AB. Pour développer l'algorithme de localisation des défauts (Figure IV.11) en divise la ligne de transmission (AB) en deux sections: section A : du terminal A au TCSC, section B : du TCSC au terminal B, ensuite deux sous-programmes: SP_A, SP_B, sont appliqués pour chaque section. Chaque sous-programme détermine une distance de défaut : d_A , d_B , et une résistance de défaut : R_{FA} , R_{FB} , en supposant que le défaut est survenu dans une section de la ligne, le sous-programme valide, donne l'endroit de défaut qui correspond au cas réel, et calcul la distance ainsi que la résistance de défaut.[62]

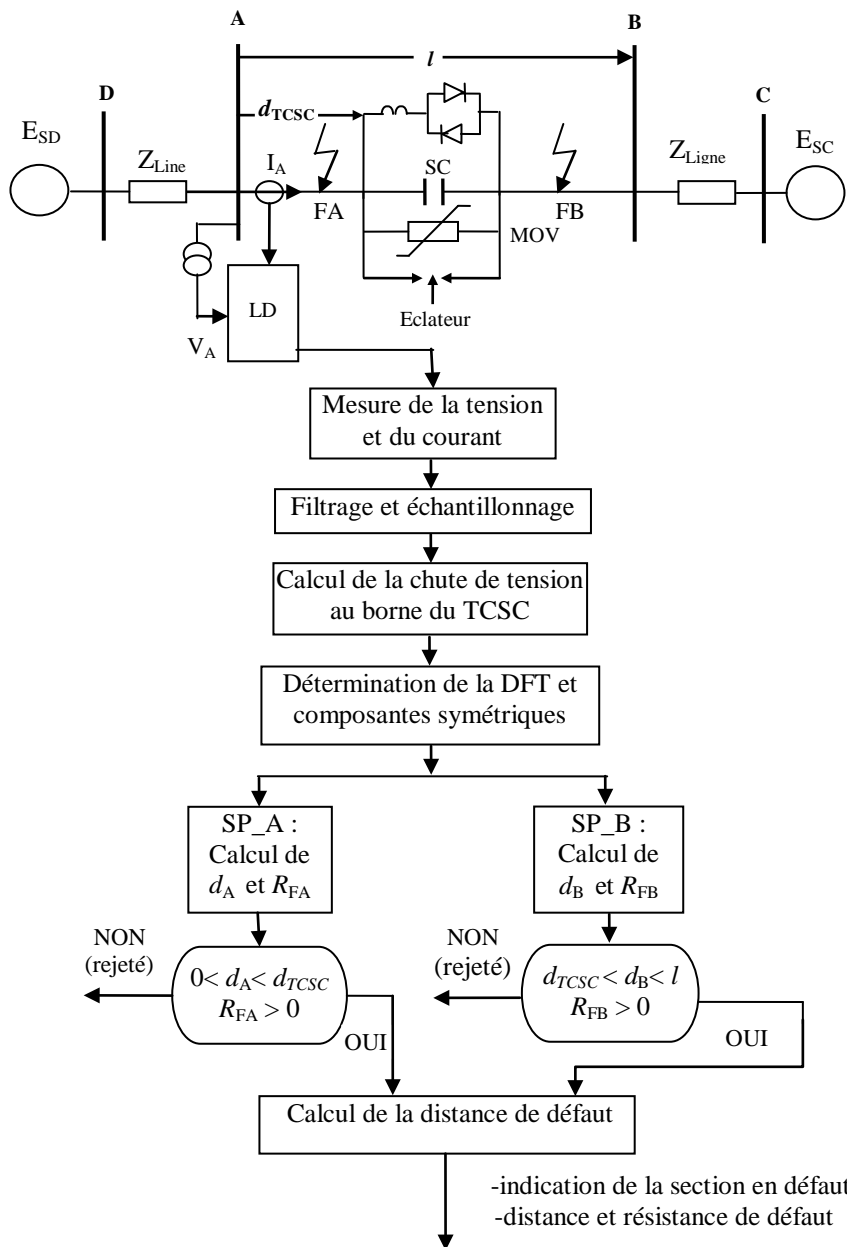


Figure.IV.11. Schéma représentatif du principe de l'algorithme de la localisation de défaut dans la ligne électrique avec compensation TCSC.

IV.3.2. Transformation modale de Fortescue (composantes symétriques)

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

Les composants symétriques (indices : 0, 1, 2 pour le système homopolaire, direct et inverse respectivement) sont calculés à partir des quantités triphasées (indices : a, b, c dénotant les phases). Comme, par exemple, les tensions triphasés de la ligne AB en défaut à partir de la borne A (figure IV.11), on détermine :

$$\begin{bmatrix} \overline{V_{A0}} \\ \overline{V_{A1}} \\ \overline{V_{A2}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \overline{V_{Aa}} \\ \overline{V_{Ab}} \\ \overline{V_{Ac}} \end{bmatrix} \quad (\text{IV.4})$$

Où :

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

IV.3.3. Calcul de la chute de tension au borne du TCSC

Le principe de protection d'une ligne, compensée par une batterie de condensateurs installée en milieu de la ligne, a été présenté dans la publication [45]. A cette fin, en tenant compte de l'approximation analytique de la varistance (MOV) dans l'équation (IV.1), le circuit non linéaire peut être décrit par l'équation différentielle non linéaire suivante:

$$C \frac{dv_x}{dt} + P \left(\frac{v_x}{V_{REF}} \right)^q - i = 0 \quad (\text{IV.5})$$

Dans cette équation, tous les paramètres sont connus et constants; le courant i entrant dans la batterie de condensateurs est mesuré (en négligeant l'effet des capacités shunts de la ligne c'est le courant mesuré dans l'extrémité de la ligne); tandis que la chute de tension v_x doit être calculée.

Pour calculée la tension v_x , il faut transformer l'équation différentielle (IV.5) qui est en fonction du temps en sa forme discrète algébrique. La méthode numérique de Gear de second ordre est recommandée à cette fin. Ainsi, les transformations suivantes sont effectuées:

$$i(t) \rightarrow i_{(n)}, v_x(t) \rightarrow v_{x(n)} \quad (\text{IV.6a})$$

$$\frac{dv_x}{dt}(t) \rightarrow D(3v_{x(n)} - 4v_{x(n-1)} + v_{x(n-2)}) \quad (\text{IV.6b})$$

$$D = \frac{2\pi f}{2\sqrt{(1-\cos(a))^4 + \left(2\sin(a) - \frac{1}{2}\sin(2a)\right)^2}} \quad (\text{IV.6c})$$

où

f est la fréquence nominale du système,

$$a = 2\pi f T_S,$$

T_S est le temps d'échantillonnage, et n est un index temporel discret.

L'insertion de l'équation (IV.6) dans l'équation (IV.5) donne:

$$F(x) = A_q x^q + A_1 x - A_0 = 0 \quad (\text{IV.7})$$

Dans cette équation algébrique:

$$x = \frac{v_{x(n)}}{V_{REF}} \quad (\text{IV.8a})$$

$$A_q = P, \quad A_1 = 3DCV_{REF} \quad (\text{IV.8b})$$

$$A_0 = i_{(n)} + \frac{A_1}{3V_{REF}}(4v_{x(n-1)} - v_{x(n-2)}) \quad (\text{IV.8c})$$

La solution de l'équation (IV.5) est déterminée itérativement en utilisant la méthode de Newton en appliquant l'algorithme suivant:

$$x_{nouveau} = x_{ancien} - \frac{A_q x_{old}^q + A_1 x_{old} - A_0}{q A_q x_{old}^{q-1} + A_1} \quad (IV.9)$$

L'algorithme assure une précision satisfaisante pour des intervalles de temps aussi grands que 1 / 20ème d'un cycle, il a besoin de 2 à 3 itérations pour trouver une solution pour la compensation série par des bancs de condensateur fixe. Pour estimer la tension à travers le TCSC, l'algorithme numérique précédent est utilisé. Ainsi, la capacité C de l'équation (4.5) est remplacée par X_{TCSC} décrite dans l'équation (4.2) divisée par $2\pi f$.

$$\left(\frac{X_{TCSC}}{2\pi f} \right) \frac{dv_x}{dt} + P \left(\frac{v_x}{V_{REF}} \right)^q - i = 0 \quad (IV.10)$$

IV.3.4. Sous-programme SP_A

La figure IV.12 représente les circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne électrique avec compensation TCSC. Il est noté que l'impédance de la séquence directe dans la figure. IV.12a, est égale à l'impédance de la séquence inverse dans la figure. IV.12b. Les capacités shunts de la ligne pour tous les ordres des composantes symétrique sont négligées.

Le sous-programme SP_A est conçu pour localiser les défauts dans la section de ligne A (défauts avant la banque de compensation TCSC). Pour dériver l'algorithme de localisation, on considère que la boucle de défaut est composée selon la classification du type de défaut. Cette boucle contient le segment de la ligne en défaut (entre le point A et F) et le chemin de défaut lui-même.[62]

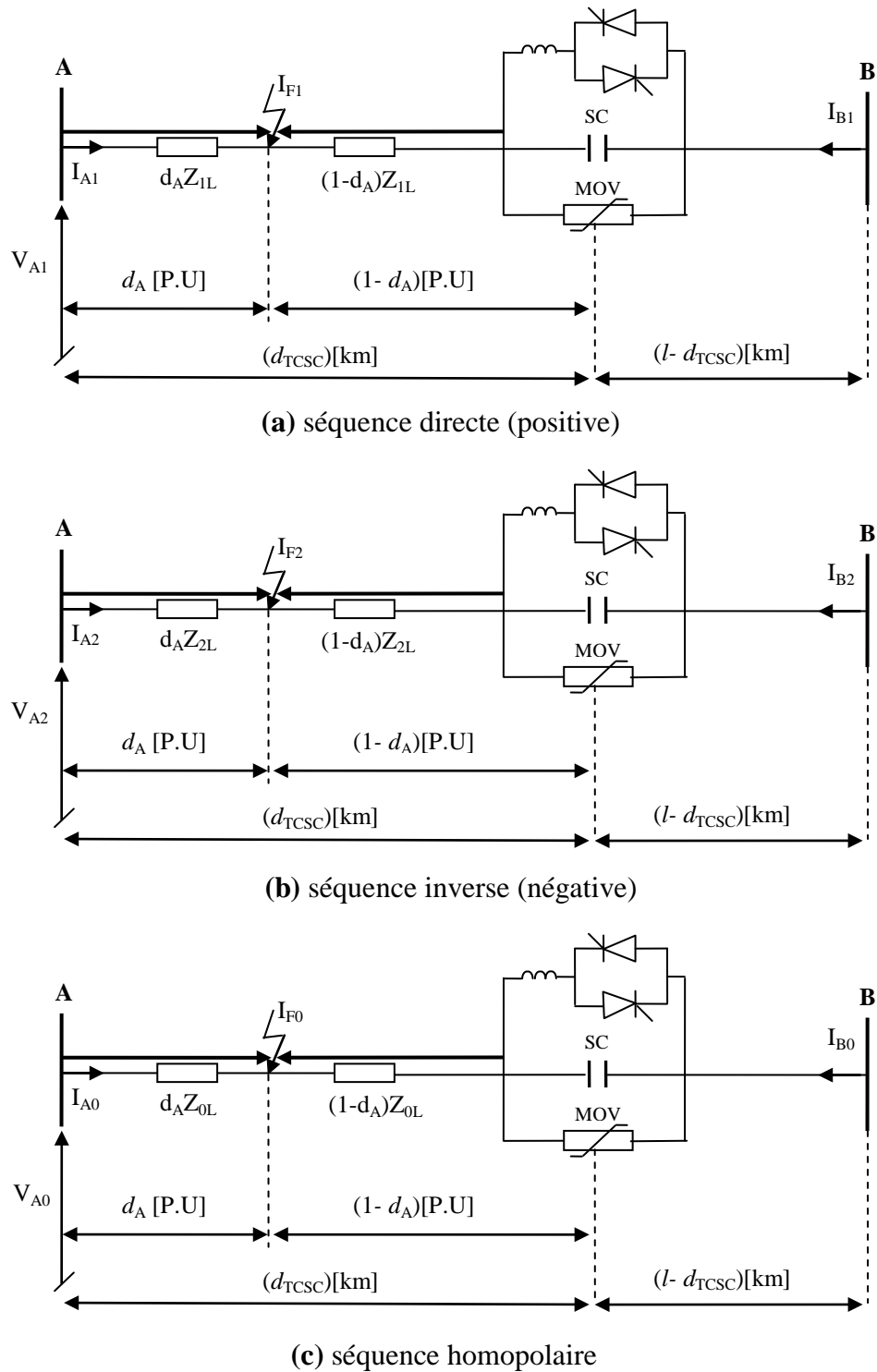


Figure.IV.12. Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne électrique avec compensation TCSC en défaut (dans la section A).

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

$$V_{A1} = d_A Z_{1L} I_{A1} + R_F I_{F1} + V_{F1} \quad (IV.11)$$

$$V_{A2} = d_A Z_{1L} I_{A2} + R_F I_{F2} + V_{F2} \quad (IV.12)$$

$$V_{A0} = d_A Z_{0L} I_{A0} + R_F I_{F0} + V_{F0} \quad (IV.13)$$

La condition pour ce type de défaut est :

$$V_{F1} + V_{F2} + V_{F0} = 0 \quad (IV.14)$$

Remplacent les équations (IV.11), (IV.12), (IV.13) dans l'équation (IV.14) on obtient la formule suivante :

$$V_{A1} + V_{A2} + V_{A0} - d_A (Z_{1L} I_{A1} + Z_{1L} I_{A2} + Z_{0L} I_{A0}) - R_F (I_{F1} + I_{F2} + I_{F0}) = 0 \quad (IV.15)$$

La formule (IV.15) peut être écrite sous une autre forme plus simple comme suite :

$$V_{AP} - d_A Z_{1L} I_{AP} - R_F \sum_{i=0}^2 I_{Fi} = 0 \quad (IV.16)$$

$$V_{AP} = V_{A1} + V_{A2} + V_{A0} \quad (IV.17)$$

$$I_{AP} = I_{A1} + I_{A2} + \frac{Z_{0L}}{Z_{1L}} I_{A0} \quad (IV.18)$$

L'équation (IV.16) permet d'obtenir le modèle généralisé pour la boucle de défaut :

$$V_{AP} - d_A Z_{1L} I_{AP} - R_F I_F = 0 \quad (IV.19)$$

Où :

d_A : la distance inconnue du lieu de défaut.

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

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

R_F : résistance du défaut.

I_F : courant total du défaut

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

$$\mathbf{I}_F = \mathbf{I}_{FA} + \mathbf{I}_{FB} \quad (\text{IV.20})$$

Où :

\mathbf{I}_{FA} : est la contribution du courant de défaut du terminal A.

\mathbf{I}_{FB} : est la contribution du courant de défaut du terminal B.

Ainsi, l'équation (IV.19) peut être réécrite de la façon suivante :

$$\mathbf{V}_{Ap} - \mathbf{d}_A \mathbf{Z}_{1L} \mathbf{I}_{Ap} - \mathbf{R}_F (\mathbf{I}_{FA} + \mathbf{I}_{FB}) = 0 \quad (\text{IV.21})$$

Les courants \mathbf{I}_{FA} et \mathbf{I}_{FB} ne sont pas directement disponibles et ne peuvent pas être mesuré par les relais. Pour cet algorithme, la contribution du courant local dans le courant de défaut total est égale au courant mesuré par les relais pendant le défaut moins le courant de charge du pré-défaut. Cependant, comme l'algorithme utilise uniquement les courants mesurés à une seule extrémité de la ligne, chaque relais ne peut que déterminer sa propre contribution au défaut.

Supposons que le terme $(\mathbf{I}_{FA} + \mathbf{I}_{FB})\mathbf{R}_F$ soit représenté par $\mathbf{I}_{FA}\mathbf{R}_{FA}$, où \mathbf{R}_{FA} représente la résistance apparente de défaut vue par le relais au terminal A, et elle est égale à:

$$\mathbf{R}_{FA} = \mathbf{R}_F \left(1 + \frac{\mathbf{I}_{FB}}{\mathbf{I}_{FA}} \right) \quad (\text{IV.22})$$

L'équation (IV.21) devient:

$$\mathbf{V}_{Ap} - \mathbf{d}_A \mathbf{Z}_{1L} \mathbf{I}_{Ap} - \mathbf{R}_{FA} \mathbf{I}_{FA} = 0 \quad (\text{IV.23})$$

La division de (IV.23) en deux parties réelle et imaginaire donne :

$$\text{real}(\mathbf{V}_{Ap}) - \mathbf{d}_A \text{real}(\mathbf{Z}_{1L} \mathbf{I}_{Ap}) - \mathbf{R}_{FA} \text{real}(\mathbf{I}_{FA}) = 0 \quad (\text{IV.24a})$$

$$\text{imag}(\mathbf{V}_{Ap}) - \mathbf{d}_A \text{imag}(\mathbf{Z}_{1L} \mathbf{I}_{Ap}) - \mathbf{R}_{FA} \text{imag}(\mathbf{I}_{FA}) = 0 \quad (\text{IV.24b})$$

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

$$d_A = \frac{\text{real}(V_{Ap})\text{imag}(I_{FA}) - \text{imag}(V_{Ap})\text{real}(I_{FA})}{\text{real}(V_{LA})\text{imag}(I_{FA}) - \text{imag}(V_{LA})\text{real}(I_{FA})} \quad (\text{IV.25})$$

Où : $V_{LA} = Z_{1L}I_{Ap}$

La tension et le courant de la boucle de défaut (V_{Ap}, I_{Ap}) et le courant de défaut (I_{FA}) dans l'équation (IV.25) peuvent être déterminés en considérant les conditions limites pour chaque type particulier de défaut (divers types de défauts sont résumés dans le Tableau IV.1).[62]

Tableau IV.1 Table clé pour la composition des signaux de la boucle de défaut.

Type de défaut	V_{Ap}	I_{Ap}	I_{FA}
a-T	V_{A_a}	$I_{A_a} + k_0 I_{A_0}$	$I_{A_a} - I_{A_a}^{pre}$
b-T	V_{A_b}	$I_{A_b} + k_0 I_{A_0}$	$I_{A_b} - I_{A_a}^{pre}$
c-T	V_{A_c}	$I_{A_c} + k_0 I_{A_0}$	$I_{A_c} - I_{A_a}^{pre}$
a-b / a-b-T a-b-c / a-b-c-T	$V_{A_a} - V_{A_b}$	$I_{A_a} - I_{A_b}$	$(I_{A_a} - I_{A_a}^{pre}) - (I_{A_b} - I_{A_b}^{pre})$
c-a / c-a-T	$V_{A_c} - V_{A_a}$	$I_{A_c} - I_{A_a}$	$(I_{A_c} - I_{A_c}^{pre}) - (I_{A_a} - I_{A_a}^{pre})$
b-c / b-c-T	$V_{A_a} - V_{A_c}$	$I_{A_a} - I_{A_c}$	$(I_{A_b} - I_{A_b}^{pre}) - (I_{A_c} - I_{A_c}^{pre})$
<p>Où : $k_0 = (Z_{0L} - Z_{1L}) / Z_{1L}$ a, b, c : Phases T: Terre Indice ^(pre) indique les valeurs de pré-défaut</p>			

Après avoir calculée la distance de défaut par l'équation (IV.25), la résistance de défaut peut être déterminée à partir de l'équation (IV.24a) et (IV.24b) par la formule suivante :

$$R_{FA} = \frac{0.5[\text{real}(V_{Ap}) - d_A \text{real}(V_{LA})]}{\text{real}(I_F)} + \frac{0.5[\text{imag}(V_{Ap}) - d_A \text{imag}(V_{LA})]}{\text{imag}(I_F)} \quad (\text{IV.26})$$

L'impédance apparente vue par le relais peut être calculé par la relation suivante :

$$Z = \frac{V_{Ap}}{I_{Ap}} \quad (\text{IV.27})$$

IV.3.5. Sous-programme SP_B

L'algorithme présenté dans le sous-programme SP_A a été dérivé en négligeant les capacités shunt de la ligne électrique. Cependant, la haute exactitude de sous-programme SP_B qui est conçue pour la localisation des défauts dans la section de ligne B (défauts après la banque de compensation TCSC) exige la considération de ces capacités. Les capacités shunts sont considérées dans chaque séquence. En raison de l'espace limité, seulement un schéma équivalent des trois séquences (directe, inverse et homopolaire) de la ligne compensée par TCSC avec capacités shunts incluses est présentée dans la figure IV.13.[62]

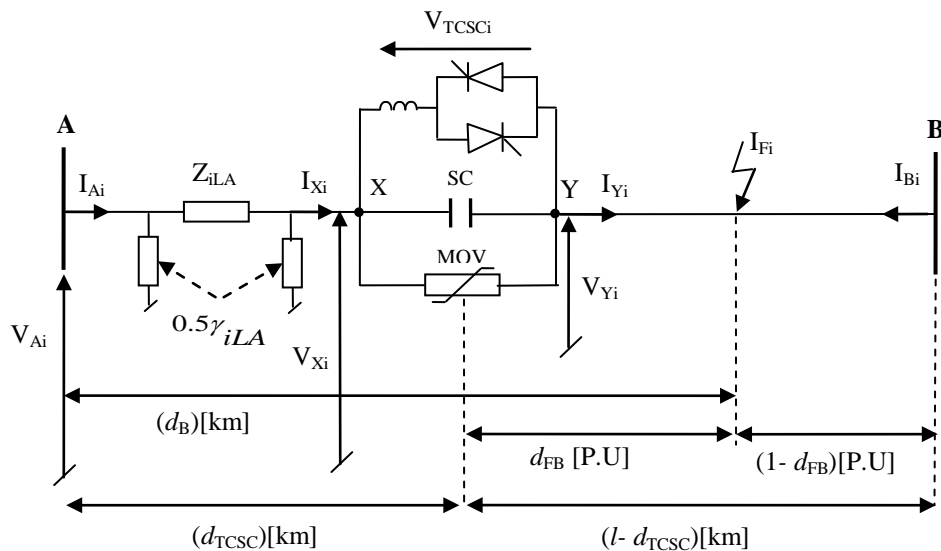


Figure.IV.13. Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne électrique avec compensation TCSC en défaut (dans la section B).

Si on considère un défaut qui se produit après le TCSC dans la section B (figure IV.13), la ligne électrique est ainsi divisée en deux parties homogènes. Une est la section A, avec une longueur d_{TCSC} et l'autre est la section B, avec une longueur $(l- d_{TCSC})$. Ces deux sections peuvent encore être considérées comme des lignes électriques parfaites. Ceci signifie que les tensions et les courants de transfert au point X à l'entrée du TCSC peuvent être exprimées en utilisant les tensions et les courants mesurés à l'extrémité A de cette section, avec prise en compte du modèle de ligne à paramètres distribués. Un tel calcul doit être effectué séparément pour chacun des types de composantes symétriques des tensions et des courants triphasés.

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

$$V_{Xi} = \cosh(\gamma_i d_{TCSC}) V_{Ai} - Z_{ci} \sinh(\gamma_i d_{TCSC}) I_{Ai} \quad (IV.28)$$

Où :

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

$\gamma_i = \sqrt{Z'_i Y'_i}$: composantes symétriques constantes de propagation de la ligne,

Z'_i : composantes symétriques de l'impédance de la ligne,

Y'_i : composantes symétriques de l'admittance de la ligne,

d_{TCSC} – longueur totale (km) entre le terminal A et le TCSC.

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

$$I_{Xi} = [-\sinh(\gamma_i d_{TCSC}) V_{Ai}] / Z_{ci} + \cos(\gamma_i d_{TCSC}) I_{Ai} \quad (IV.29)$$

S'il n'y a pas de défaut interne dans la banque de compensation TCSC, nous avons des courants identiques des deux côtés de la banque de compensation et nous pouvant écrire l'équation suivante :

$$I_{Yi} = I_{Xi} \quad (IV.30)$$

En revanche, sur les deux côtés de la banque de compensation TCSC, il existe une tension différente due à la présence de chute de tension à travers le TCSC. Ces chutes de tension peuvent être calculées en utilisant l'équation (IV.10).

Après le calcul des chutes de tension dans le TCSC, les tensions de transfert au point Y (début de la section B de la ligne) peuvent être calculées par la formule suivante :

$$V_{Yi} = V_{Xi} - V_{TCSCi} \quad (IV.31)$$

Ensuite, en utilisant ces signaux de transfert (IV.30), (IV.31), la tension et le courant de la boucle de défaut (V_{Yp}, I_{Ap}), et le courant de défaut (I_{FB}) sont composés, de la même manière que le sous-programme SP_A en utilisant le tableau IV.1. Afin de déterminer la distance au défaut survenant dans la section B, le modèle de boucle de défaut suivant est utilisé:

$$V_{Yp} - d_{FB} Z_{1L} I_{Yp} - R_{FB} I_{FB} = 0 \quad (IV.32)$$

Après avoir divisé l'équation (IV.32) en parties réelle et imaginaire on obtient la formule générale pour le calcul de la distance du défaut :

$$d_{FB} = \frac{\text{real}(V_{Yp})\text{imag}(I_{FB}) - \text{imag}(V_{Yp})\text{real}(I_{FB})}{\text{real}(V_{LB})\text{imag}(I_{FB}) - \text{imag}(V_{LB})\text{real}(I_{FB})} \quad (IV.33)$$

Où : $V_{LB} = Z_{1L} I_{Yp}$

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

$$R_{FB} = \frac{0.5[\text{real}(V_{Yp}) - d_{FB}\text{real}(V_{LB})]}{\text{real}(I_{FB})} + \frac{0.5[\text{imag}(V_{Yp}) - d_{FB}\text{imag}(V_{LB})]}{\text{imag}(I_{FB})} \quad (IV.34)$$

Après calcul de la distance de défaut d_{FB} par l'équation (IV.33), la distance de défaut d_B ($d_{TCSC} < d_B < l$) peut être déterminée comme suit:

$$d_B = d_{TCSC} + d_{FB} \quad (IV.35)$$

d_B : distance de défaut de la borne A au point de défaut FB.

L'impédance apparente vue par le relais peut être calculé par la relation suivante :

$$Z = \frac{V_{yp}}{I_{yp}} + d_{TCSC} Z_{1L} \quad (IV.36)$$

IV.3.6. Sélection de la bonne solution

La localisation de défaut dans la ligne avec compensation série avancé (TCSC) placé au milieu de la ligne (figure IV.11) est un problème particulier. Cependant, le problème réside dans la sélection de la distance et la résistance de défaut correcte (d , R_F) des deux solutions proposé par l'algorithme : sous-programme SP_A (d_A , R_{FA}) et sous-programme SP_B (d_B , R_{FB}). La méthode simple et directe qui fonctionne dans la plupart des cas est la suivante : Si la distance de défaut calculé par le sous-programme SP_A d_A est dans la plage de la section A ($0 < d_A < d_{TCSC}$) et la distance de défaut calculé par le sous-programme SP_B d_B est hors de sa section ($d_B < 0$, $d_B < d_{TCSC}$, $d_B > l$) alors on accepte la distance et la résistance de défaut calculé par le sous-programme SP_A (d_A , R_{FA}) comme solution, sinon si d_A est hors de la section A ($d_A < 0$, $d_A > d_{TCSC}$) et d_B est entre ($d_{TCSC} < d_B < l$) alors on accepte la distance et la résistance de défaut calculé par le sous-programme SP_B (d_B , R_{FB}) comme solution, sinon le sous-programme, pour lequel la résistance de défaut calculée est négative, est rejeté. Si cela semble insuffisant, sélectionnez le sous-programme avec la résistance de défaut la plus petit comme solution.[63]

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 localisation de défauts 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. 14. Ce modèle est composé de deux sources de 500 kV, trois lignes de transmission de 100 km et un banc de compensation TCSC installé au milieu de la ligne.

Une description générale du modèle de réseaux choisi pour la simulation est représentée dans la figure IV. 14 [60].

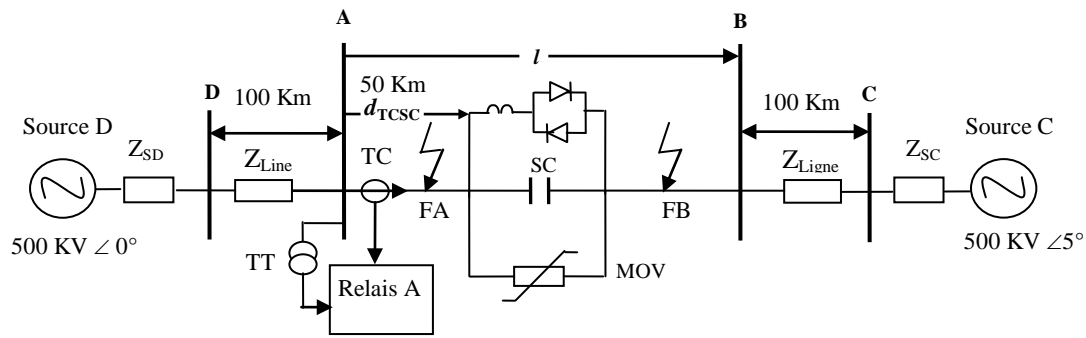


Figure.IV.14 : Réseau considéré pour l'étude.

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}	$(0.0185+j0.3766) \Omega/\text{km}$
	Z'_{0L}	$(0.3618+j1.2277) \Omega/\text{km}$
	C'_{1L}	13.96 nF/km
Compensation série	X_c	0.70 *de la réactance de la séquence positive de la ligne DC
	d_{TCSC}	$0.5 l_{AB}$
Caractéristique du MOV: $i_{MOV} = P \left(\frac{v_x}{V_{REF}} \right)^q$	P	1 kA
	V_{REF}	80 kV
	q	24
	TCR	9 mH
Sources D ($\varphi = 0^\circ$)	Z_{1SB}	$(1.43+j16.21) \Omega$
	Z_{0SB}	$(3.068+j28.746) \Omega$
Sources C ($\varphi = 5^\circ$)	Z_{1SB}	$(1.43+j16.21) \Omega$
	Z_{0SB}	$(3.068+j28.746) \Omega$

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

Les signaux de courants et tensions utilisés par le relais sont générés au terminaux A et B. Ces signaux sont calculés à une fréquence de 100 kHz et traités par un filtre passe-bas de Butterworth d'ordre 2 avec une fréquence de coupure de 300 Hz. Un processus de prélèvement d'échantillonnage de 1 kHz (20 échantillons par cycle de 50 Hz) est appliqué. Ce taux d'échantillonnage est compatible avec les taux actuellement utilisés dans les relais numériques.

IV.4.2 Logiciel utilisé

La simulation est réalisée par le logiciel Matlab-Simulink avec power Système [64] (figure IV.15) pour régénérer les signaux tensions et courants au niveau des jeux de barres A et B (lieux des relais). Pour le modèle du TCSC on a préféré d'utiliser le model de D.Jovcic qui est disponible dans la bibliothèque demo de Matlab-Simulink. L'application des algorithmes de la localisation de défaut est réalisée par le même logiciel.

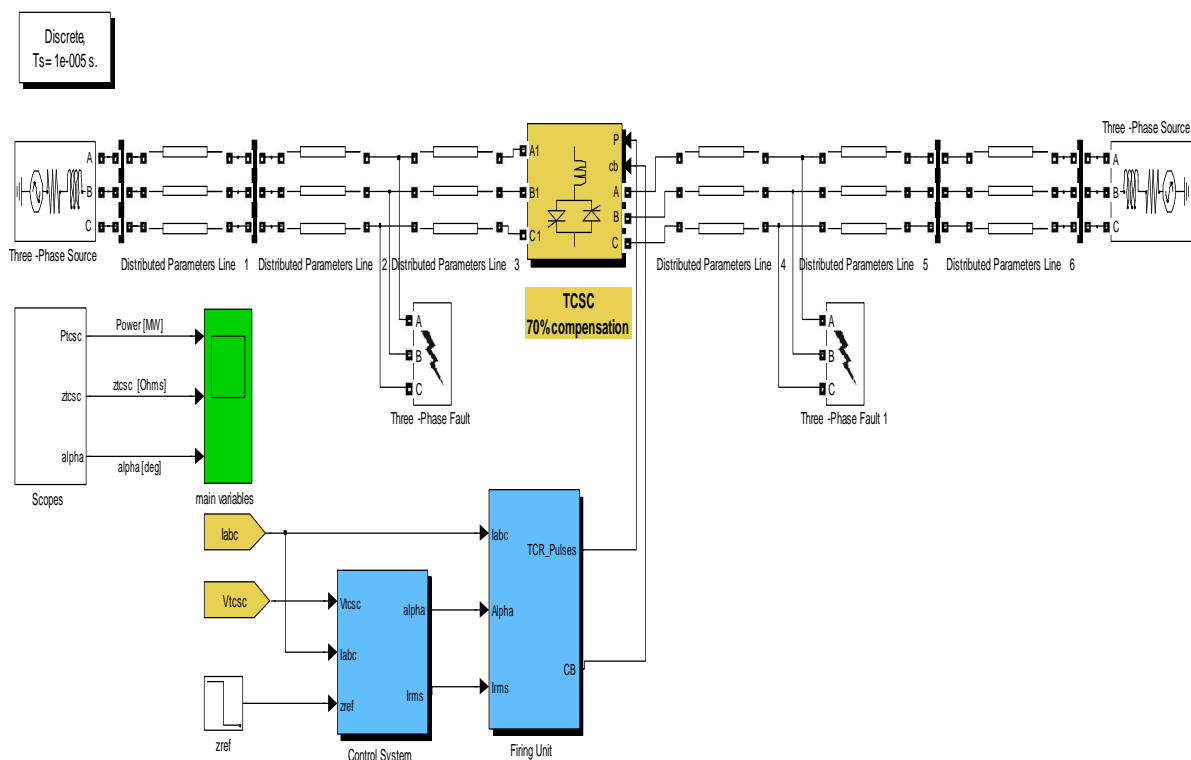


Figure.IV.15 : Réseau simulé sur Simulink-Matlab.

Pour le modèle du réseau de la figure IV.15 le TCSC peut fonctionner en mode capacitif ou inductif, bien que ce dernier soit rarement utilisé dans la pratique. La résonance du TCSC est autour d'angle d'amorçage de 73° . Le mode capacitif est réalisé avec des angles d'amorçage entre 76° et 90° . L'impédance est la plus basse à 90° , par conséquent le transfert de la puissance augmente lorsque l'angle d'amorçage est réduit.

En mode capacitif, la gamme des valeurs d'impédances est approximativement entre 79Ω et 100Ω . Cette gamme correspond à la gamme de transfert de la puissance approximativement entre 300 et 450 MW (70% de compensation).

Dans notre exemple de simulation (figure. IV.16), le transfert de la puissance est autour de 156 MW sans l'insertion du TCSC. L'introduction du TCSC, permettra une amélioration significative dans le niveau de transfert de la puissance active.

Le mode inductif correspond aux angles d'amorçage de 0° à 49° , et la plus basse impédance est obtenue à 0 . Dans ce mode, les impédances sont de 2.9Ω à 24Ω , ce qui correspond à des niveaux de transfert de puissance de 150 à 130 MW.

Avant 0.5 s, le TCSC est désactivé, le transfert de puissance est alors autour de 156 MW et l'impédance est à sa valeur la plus basse (3 ohms). A 0.5 s, le TCSC est activé. Au début, le TCSC est en mode de régulation capacitif est l'impédance de référence passe de 3Ω à 91.7Ω .

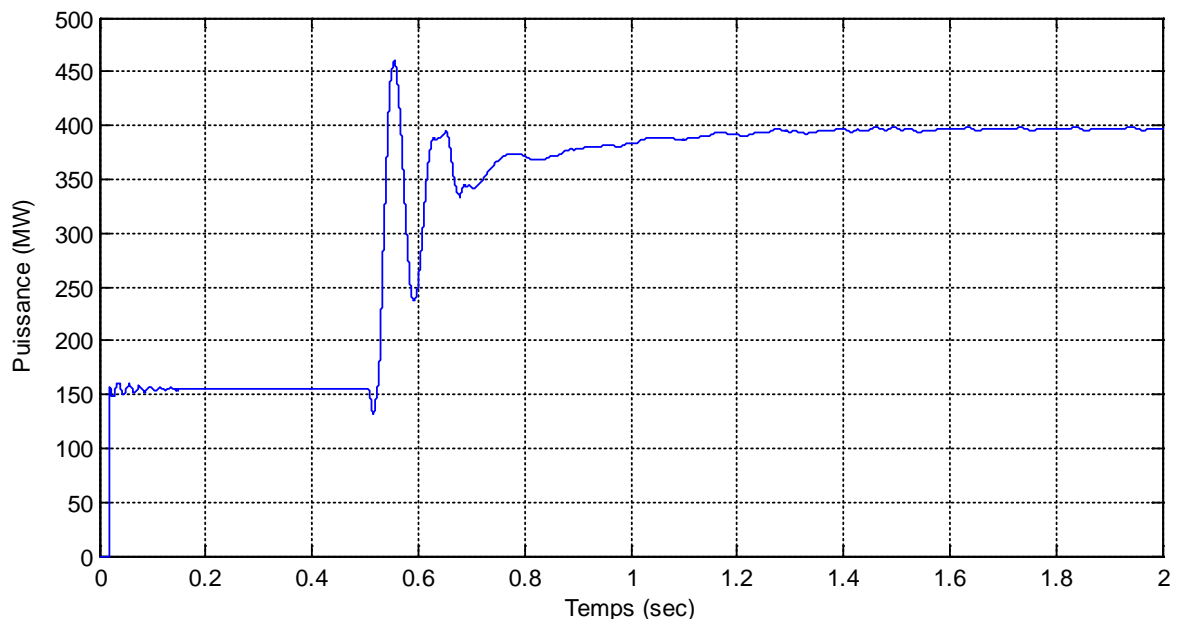


Figure.IV.16 : Variation de la puissance en fonction du temps.

On voit alors (figure. IV.16), que la puissance active augmente brusquement et atteint un pic correspond au régime transitoire puis diminue pour se stabiliser autour de 400 MW. Cette variation de la puissance active est due à l'action du régulateur pour ramener l'impédance de TCSC à sa valeur de référence de 91.7 ohms (figure.IV.17). On constate sur la figure 4.18, que l'angle d'amorçage passe après quelques oscillations de 90° à 78° .

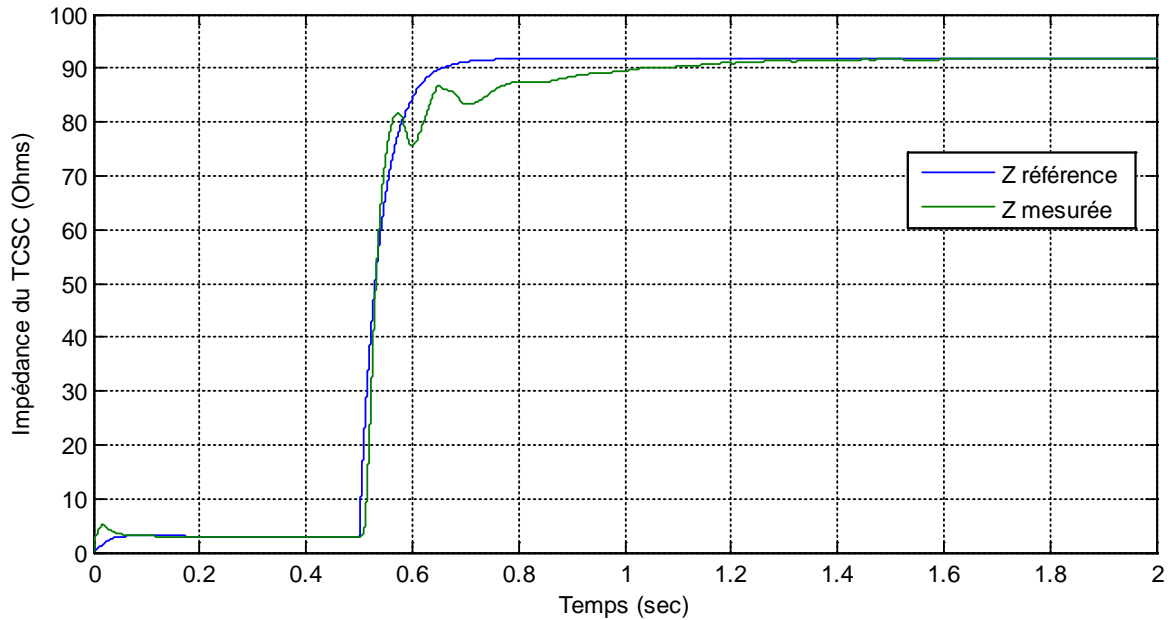


Figure.IV.17 : L'impédance mesurée et de référence du TCSC.

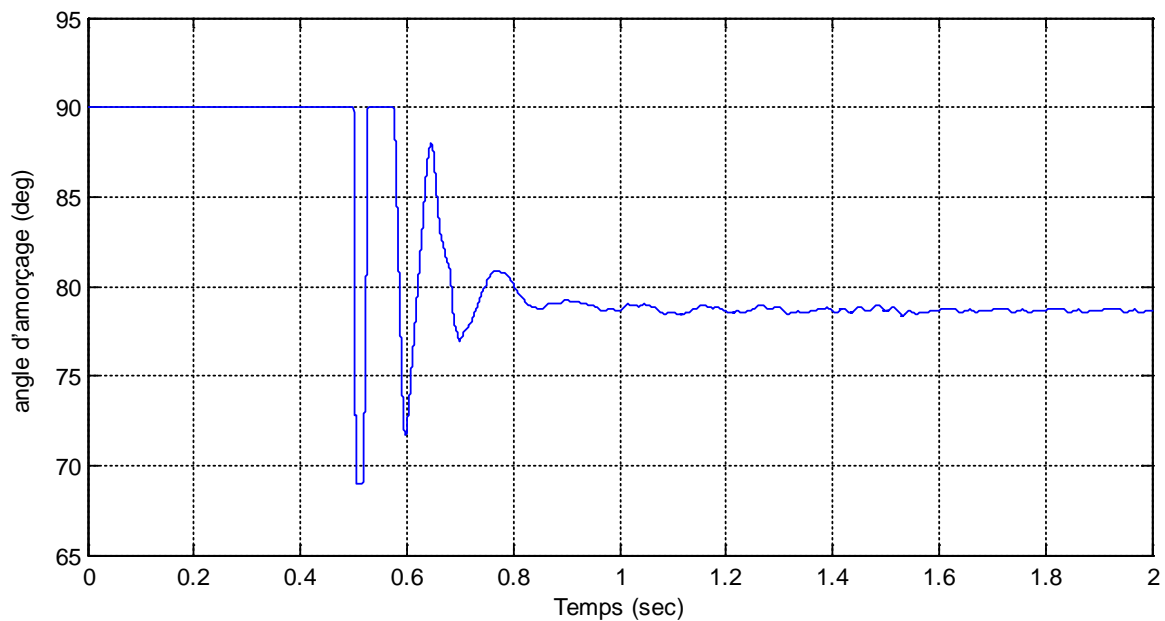


Figure.IV.18 : L'angle d'amorçage du TCSC α .

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 par TCSC 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 échantillons produits sont intégrés dans un localisateur qui contient une étape de filtrage (filtre passe-bas), calcul de la DFT puis la transformation à l'aide de la théorie des composante symétriques.

Les figures IV.19a et IV.19b représentent respectivement les signaux des tensions et courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut ($R_f = 10 \Omega$), à une distance $d = 20$ km à partir du jeu de barres A.

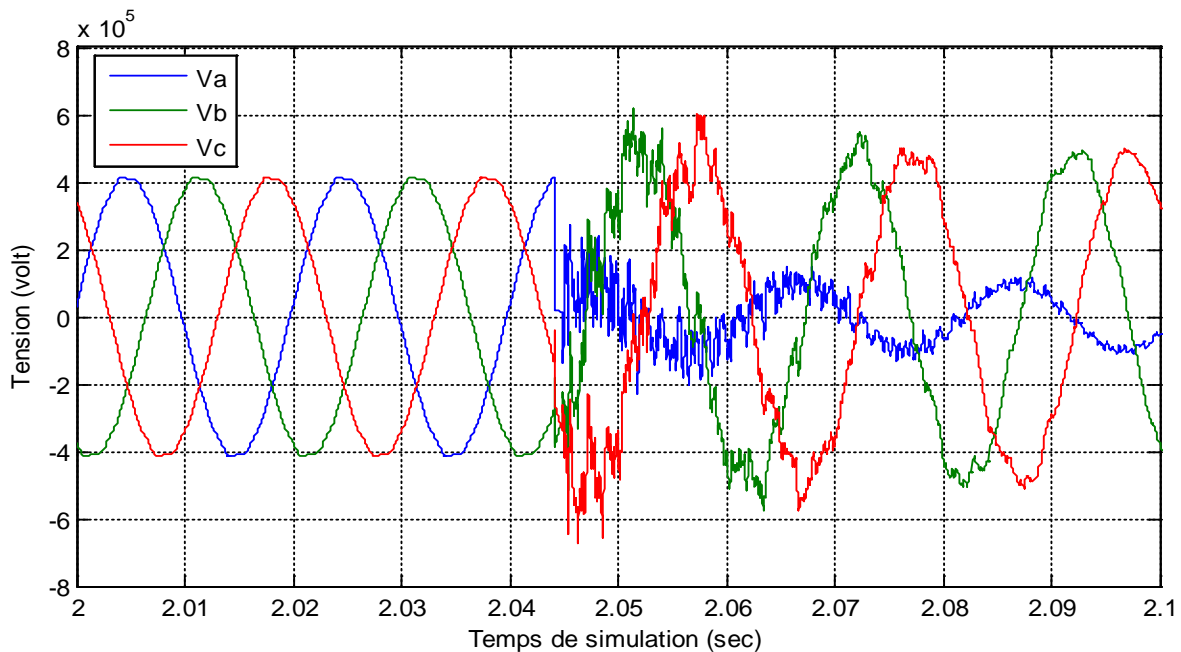


Figure.IV.19a : Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

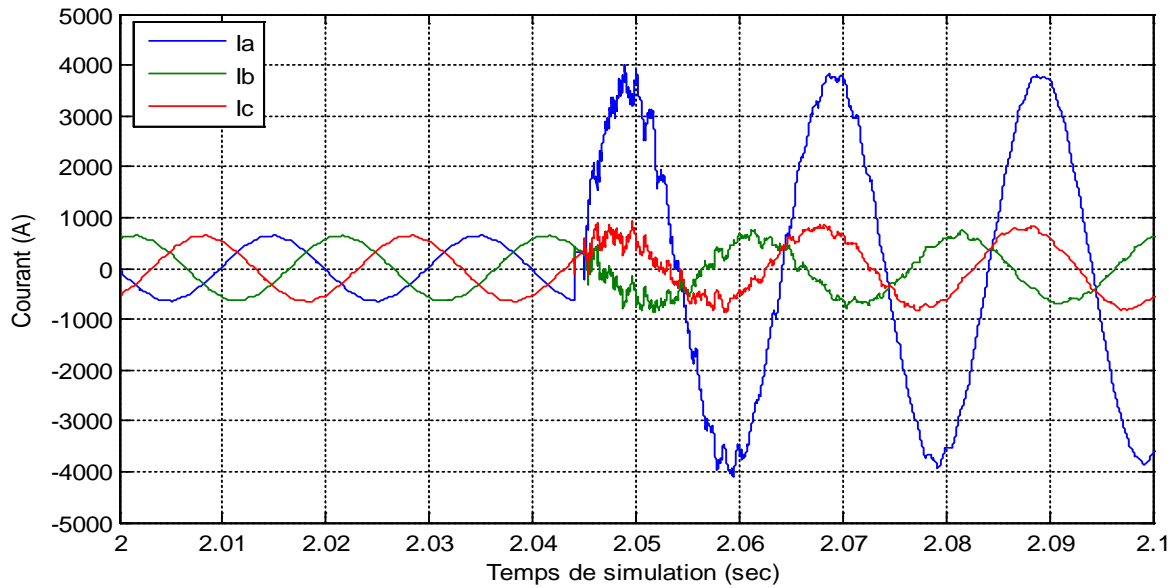


Figure.IV.19b : Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

Les figures IV.20a et IV.20b représentent respectivement le filtrage des signaux de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut ($R_f = 10 \Omega$), à une distance $x = 20 \text{ km}$ à partir du jeu de barres A. La performance de l'algorithme du filtrage numérique (Butterworth) montre son exactitude pour obtenir une tension typique et un courant en forme d'onde à 50Hz, dans une ligne de transport à haute tension en défaut.

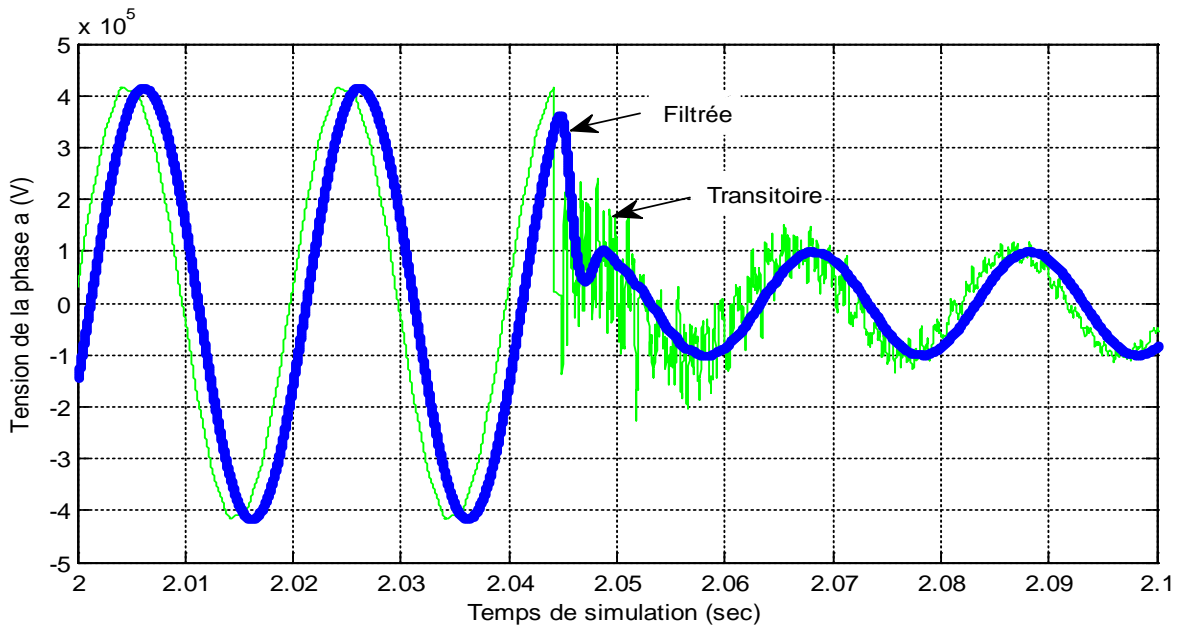


Figure.IV.20a : La tension de la phase « a » filtrée.

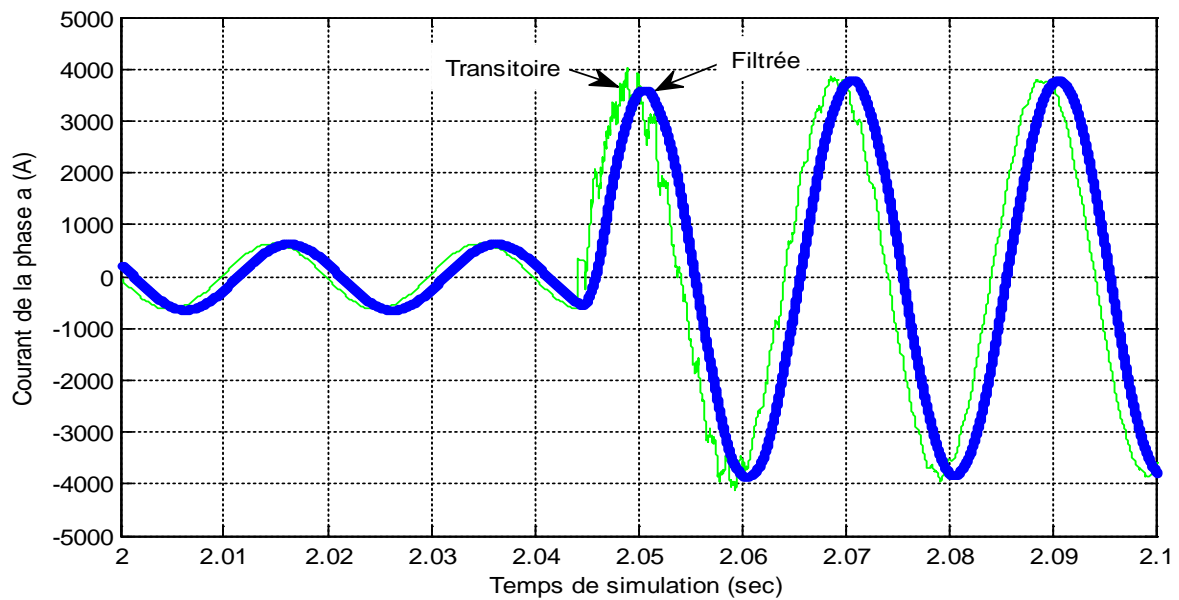


Figure.IV.20b : Le courant de la phase « a » filtré.

Les figures IV.21a et IV.21b représentent respectivement l'échantillonnage d'une période des signaux filtré de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut ($R_f = 10 \Omega$), à une distance $x = 20$ km à partir du jeu de barres A. la fréquence d'échantillonnage utilisée est de l'ordre de 1KHZ ($F_e = 1/T_e$). Cette fréquence est employée par la majorité des relais actuels.

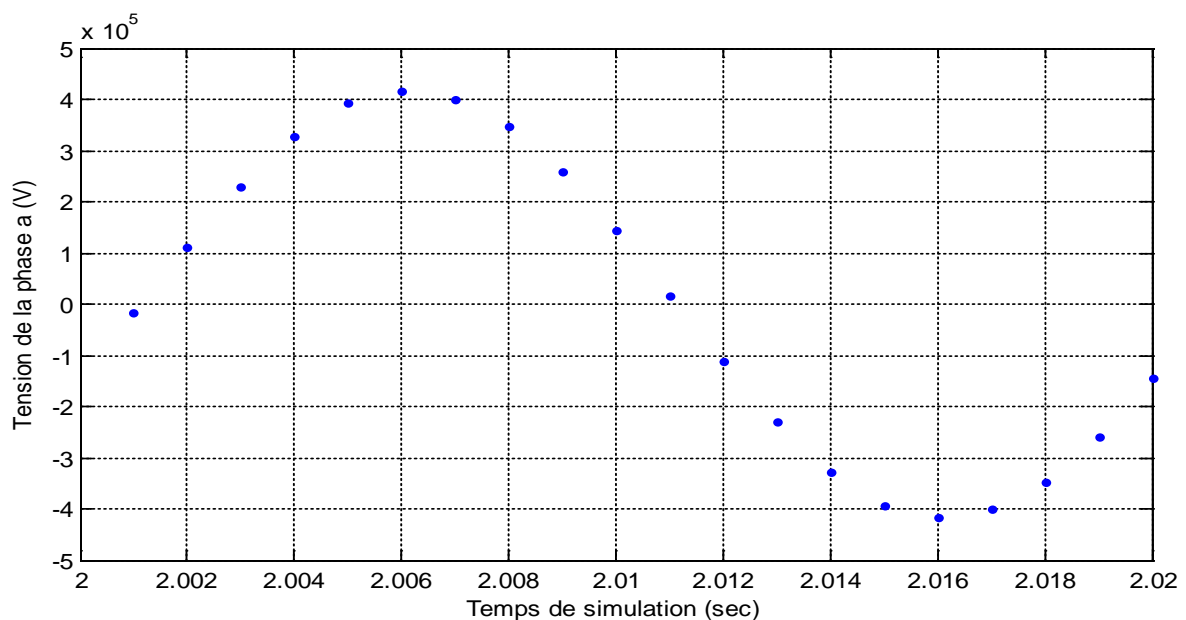


Figure.IV.21a : Une période de la tension de la phase « a » échantillonné.

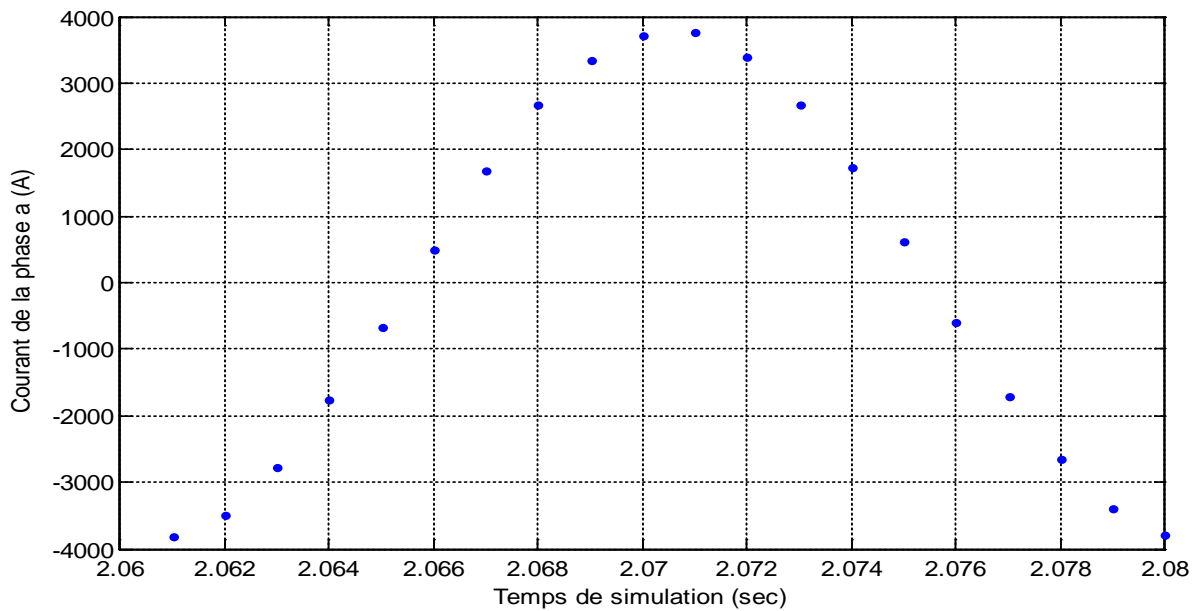


Figure.IV.21b : Une période du courant de la phase « a » échantillonné.

Les figures IV.22a et IV.22b représentent respectivement la DFT d'une période des signaux échantillonnée de tension et courant de la phase « a » de la ligne en défaut au jeu de barres A pour un défaut monophasé avec terre pour une résistance de défaut ($R_f = 10 \Omega$), à une distance $x = 20 \text{ km}$ à partir du jeu de barres A. Cette étape est très importante car elle nous permet d'éliminer les harmonique et d'extraire la fondamentale qui sera utilisé dans l'algorithme de localisation de défaut.

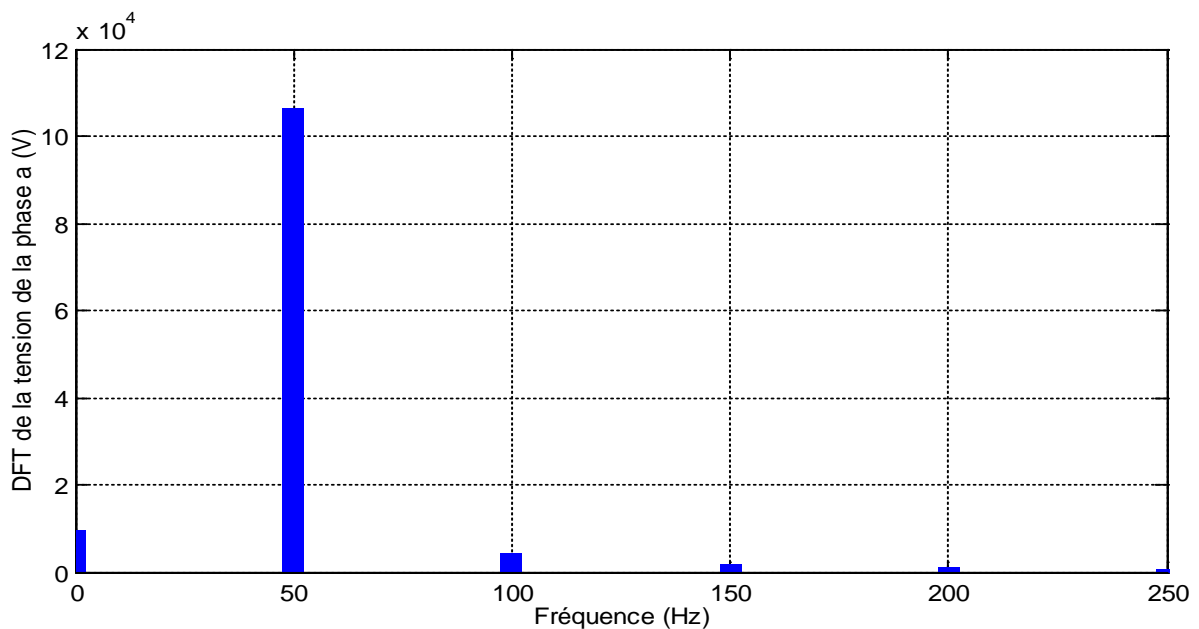


Figure.IV.22a : La DFT d'une période de la tension de la phase « a ».

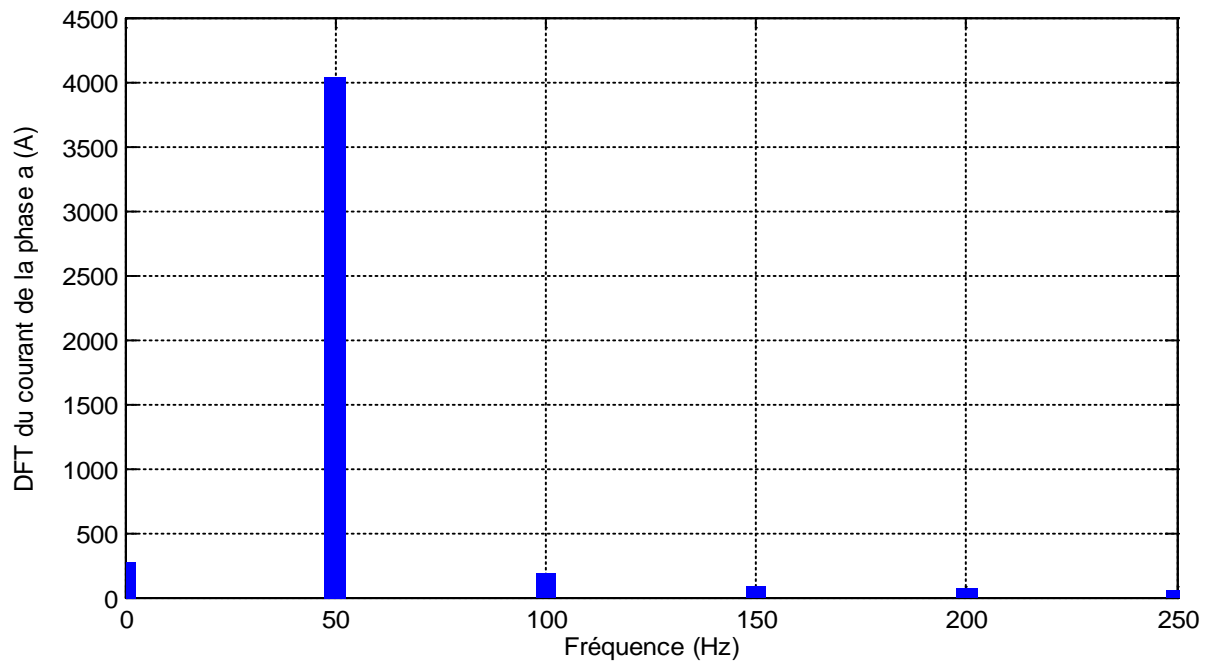


Figure.IV.22b : La DFT d'une période du courant de la phase « a ».

IV.5.1. Calcul de l'impédance de défaut

Dans cette partie on s'intéresse au calcul de l'impédance de défaut surtout dans le cas où le défaut est situé après le TCSC et de vérifier si cette impédance est détectée 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 protéger dans notre cas une ligne de 100 km en trois zones (figure IV.23):

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

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

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

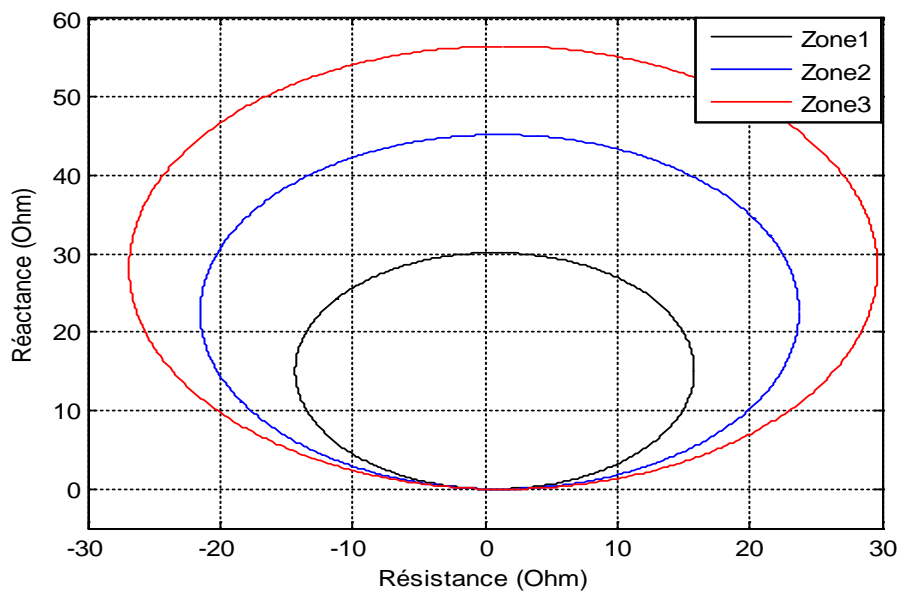


Figure.IV.23 : Caractéristique d'un relais de protection MHO.

IV.5.1.1. Résultats de simulation :

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

Le premier cas : le défaut est situé à 75 km du jeu de barre A c'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 de protection du relais MHO.

Les figures IV.24, IV.25 et IV.26 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 sans prise en considération du TCSC et relais2 : relais avec prise en considération du TCSC) dans les trois cas cité précédemment respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut avec un angle d'amorçage de 80° .

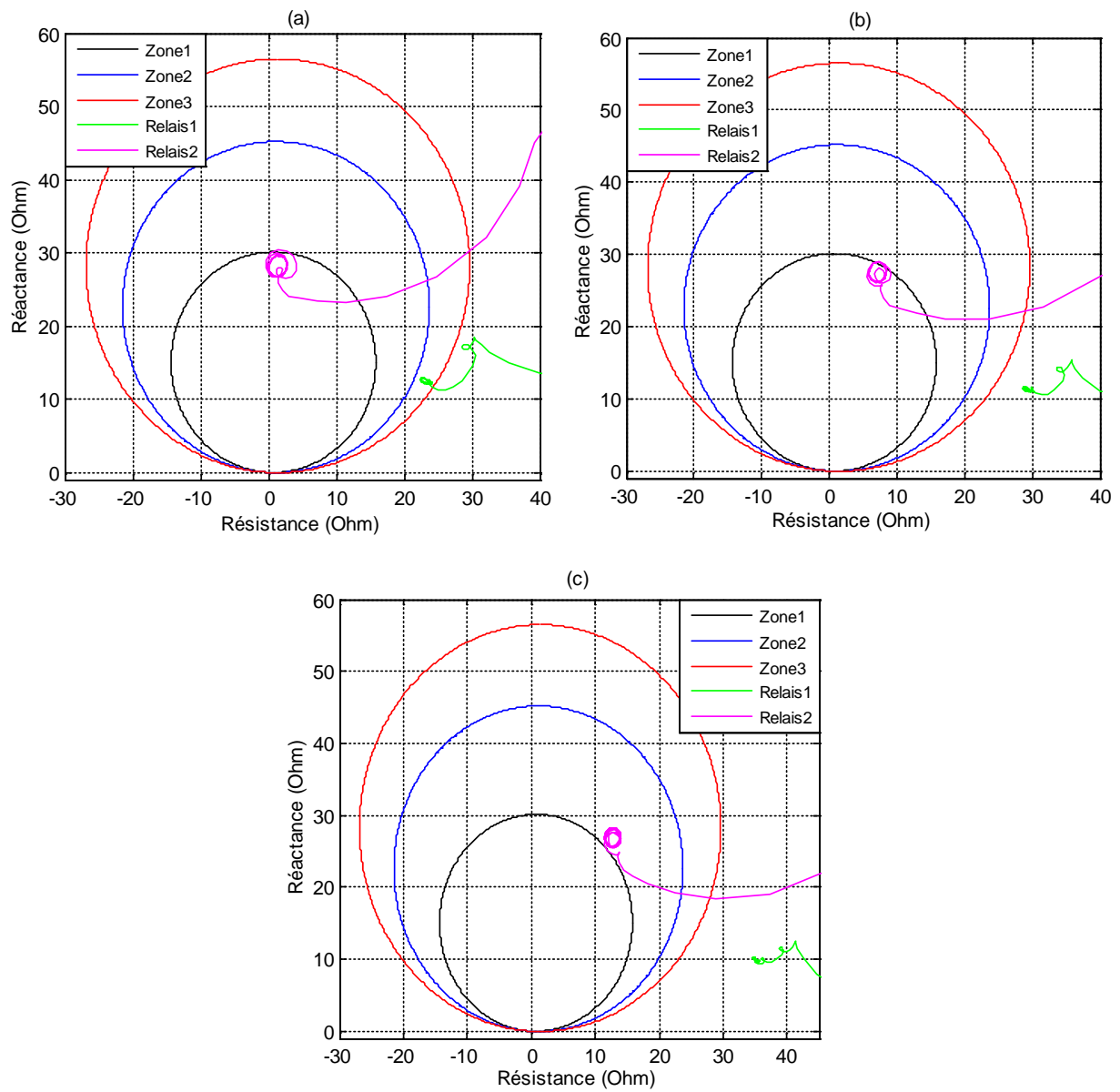


Figure.IV.24 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 75 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

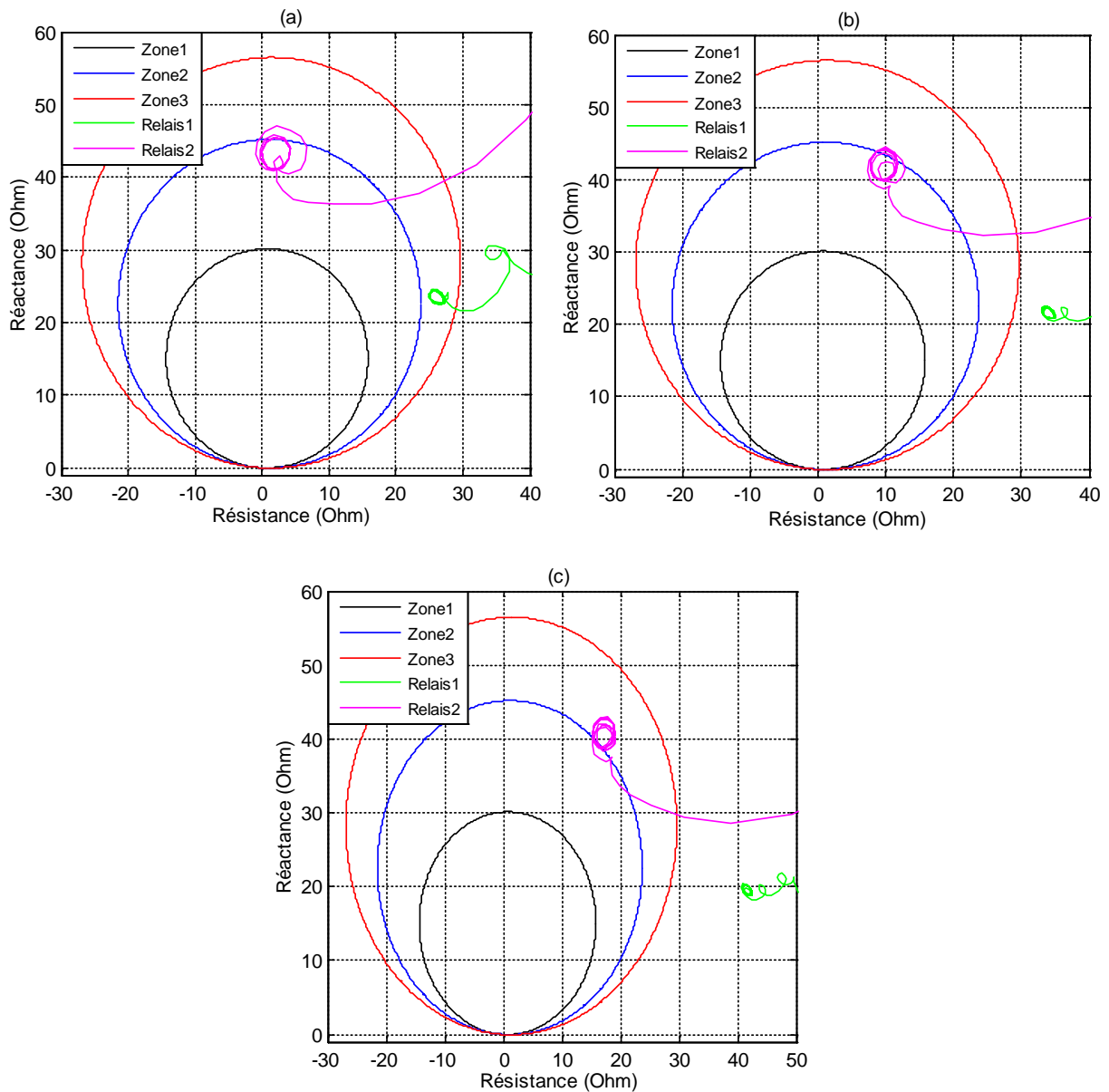


Figure.IV.25 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 115 km du jeu de barre A pour différentes valeurs de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

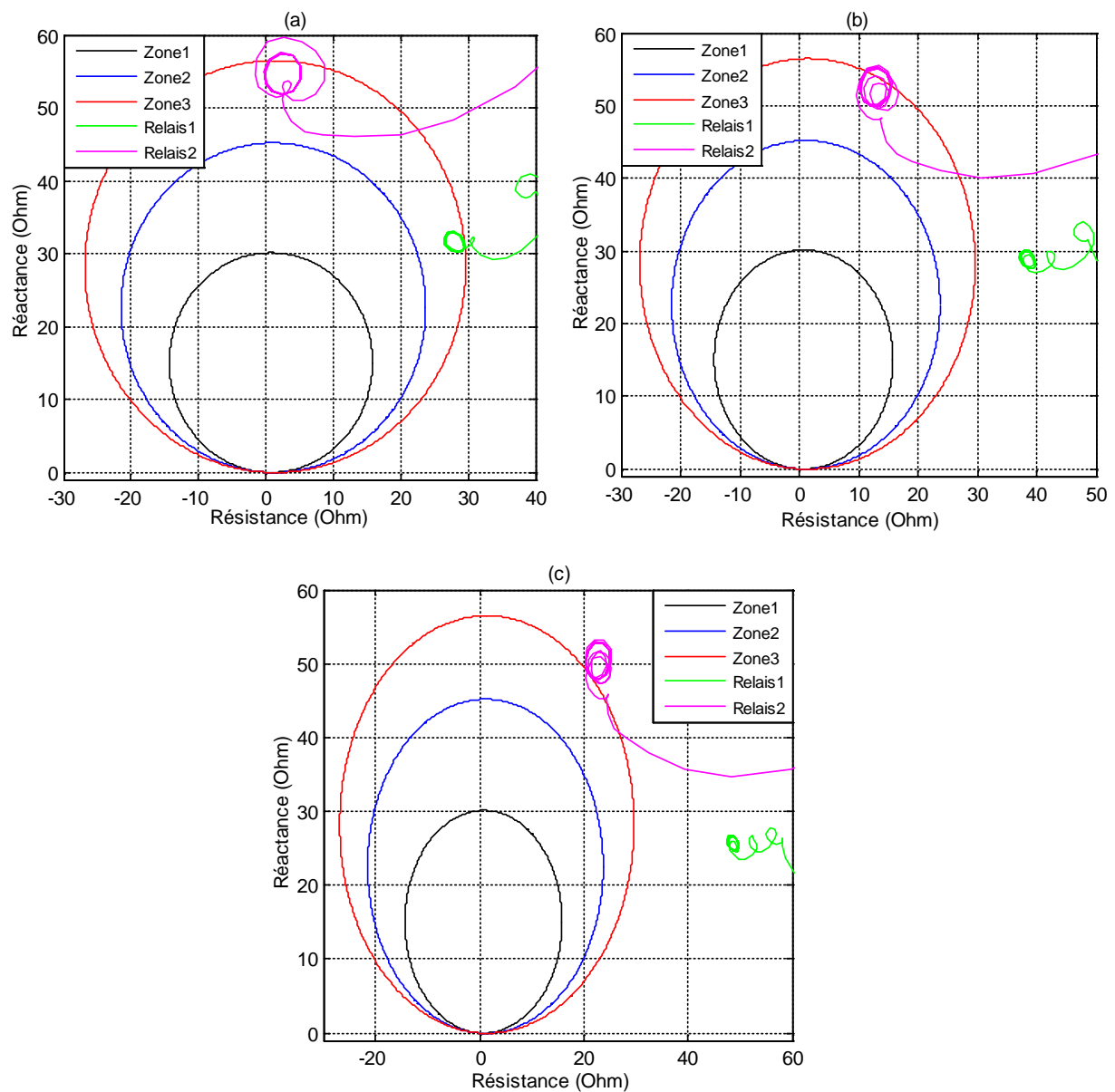


Figure.IV.26 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut monophasé situé à 145 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

Les figures IV.27, IV.28 et IV.29 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 sans prise en considération du TCSC et relais2 : relais avec prise en considération du TCSC) dans les trois cas cité précédemment respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut avec un angle d'amorçage de 80° .

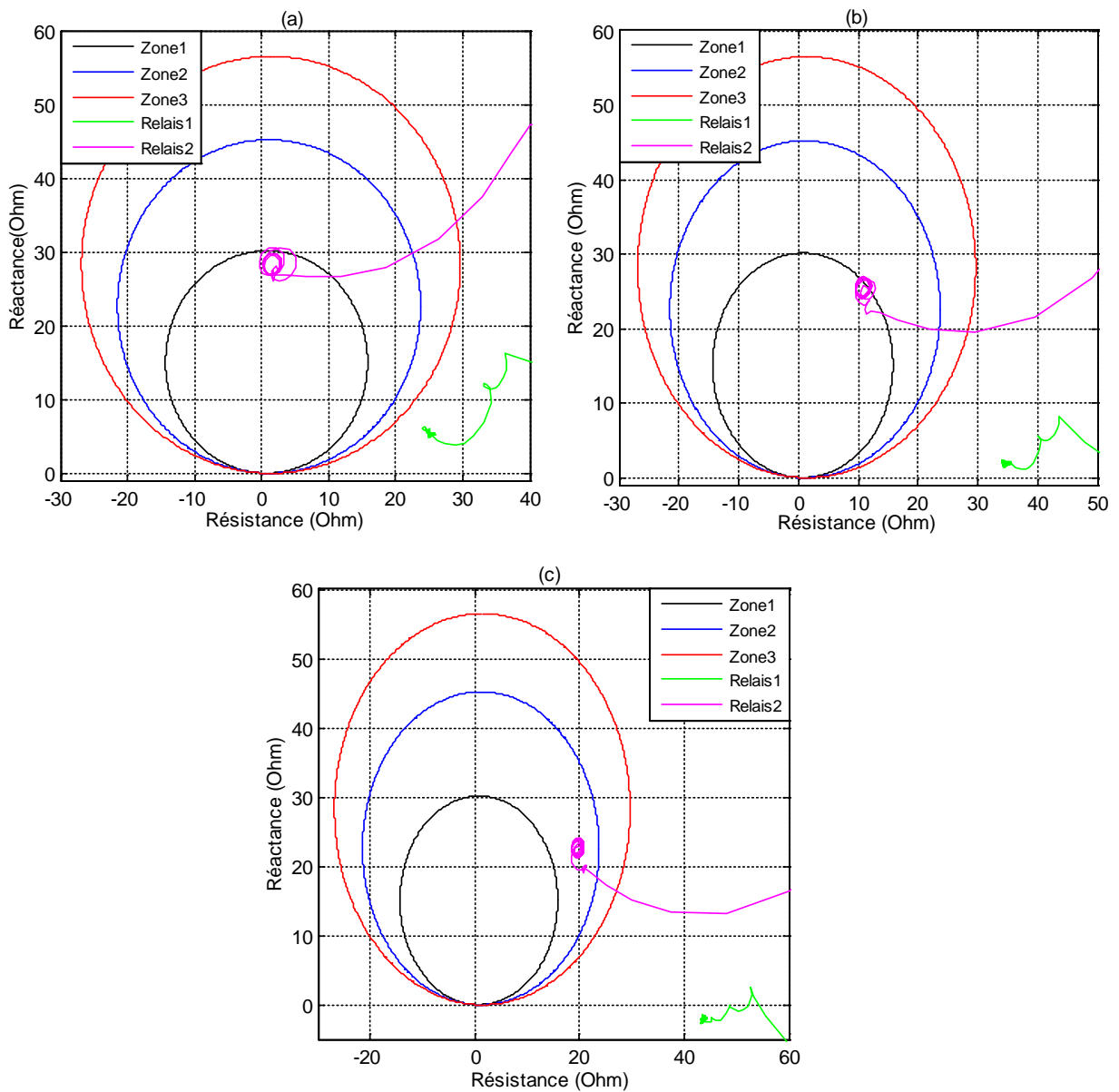


Figure.IV.27 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 75 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

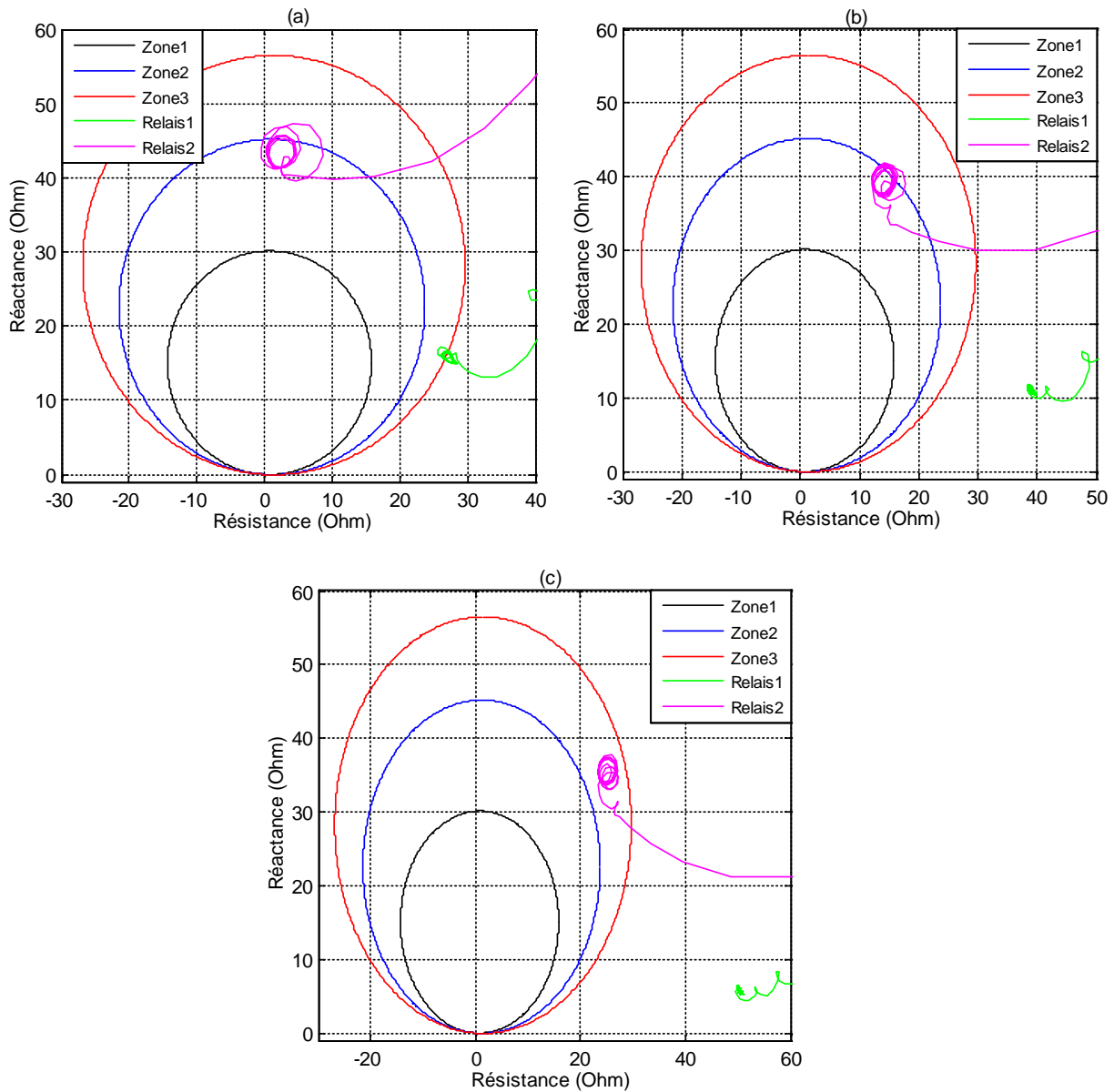


Figure.IV.28 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 115 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

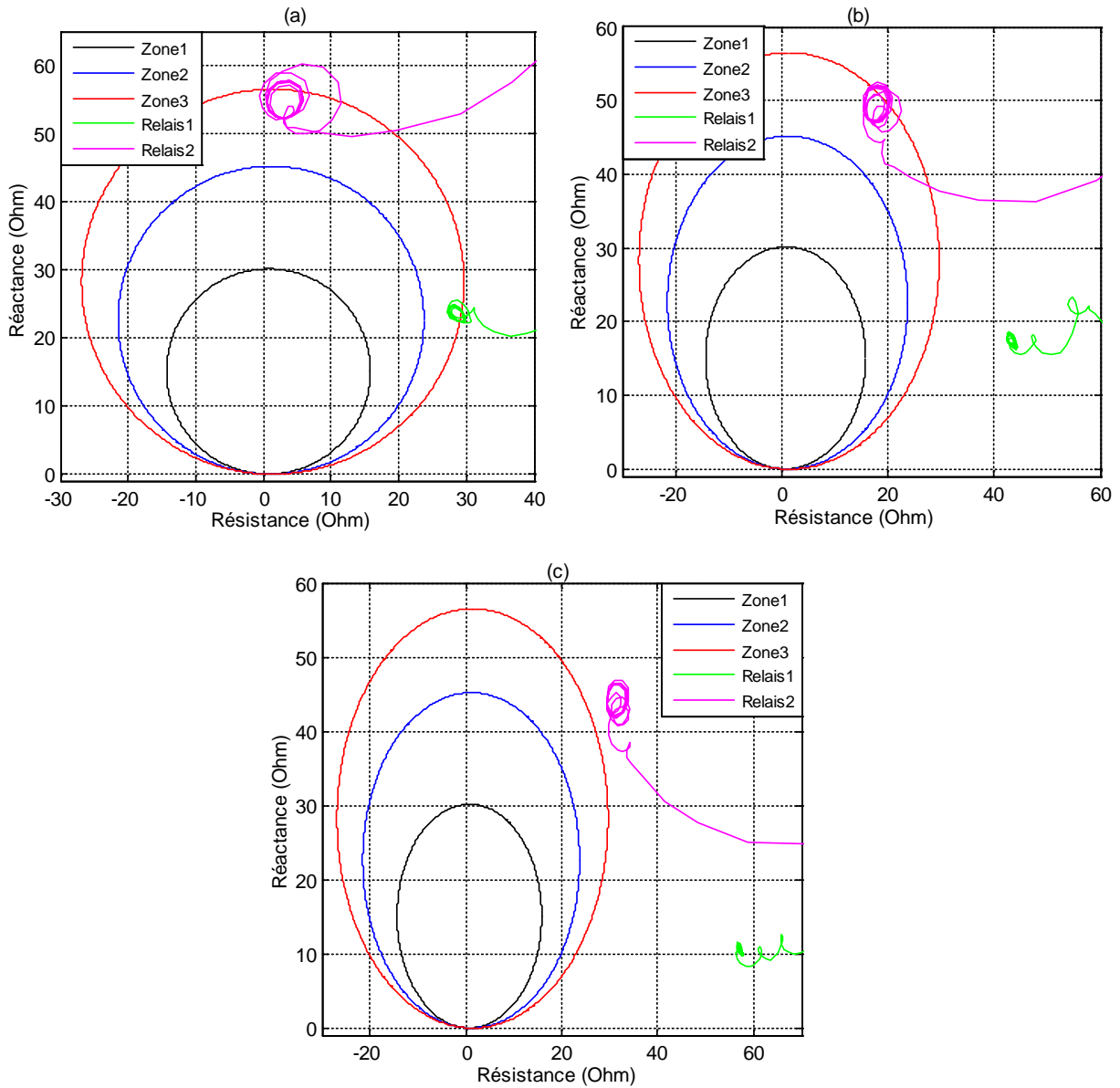


Figure.IV.29 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé sans terre situé à 145 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

Les figures IV.30, IV.31 et IV.32 représentent les résultats des simulations du calcul de la trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé à la terre par deux types des relais (relais1 : relais conventionnel sans prise en considération du TCSC et relais2 : relais avec prise en considération du TCSC) dans les trois cas cité précédemment respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut avec un angle d'amorçage de 80° .

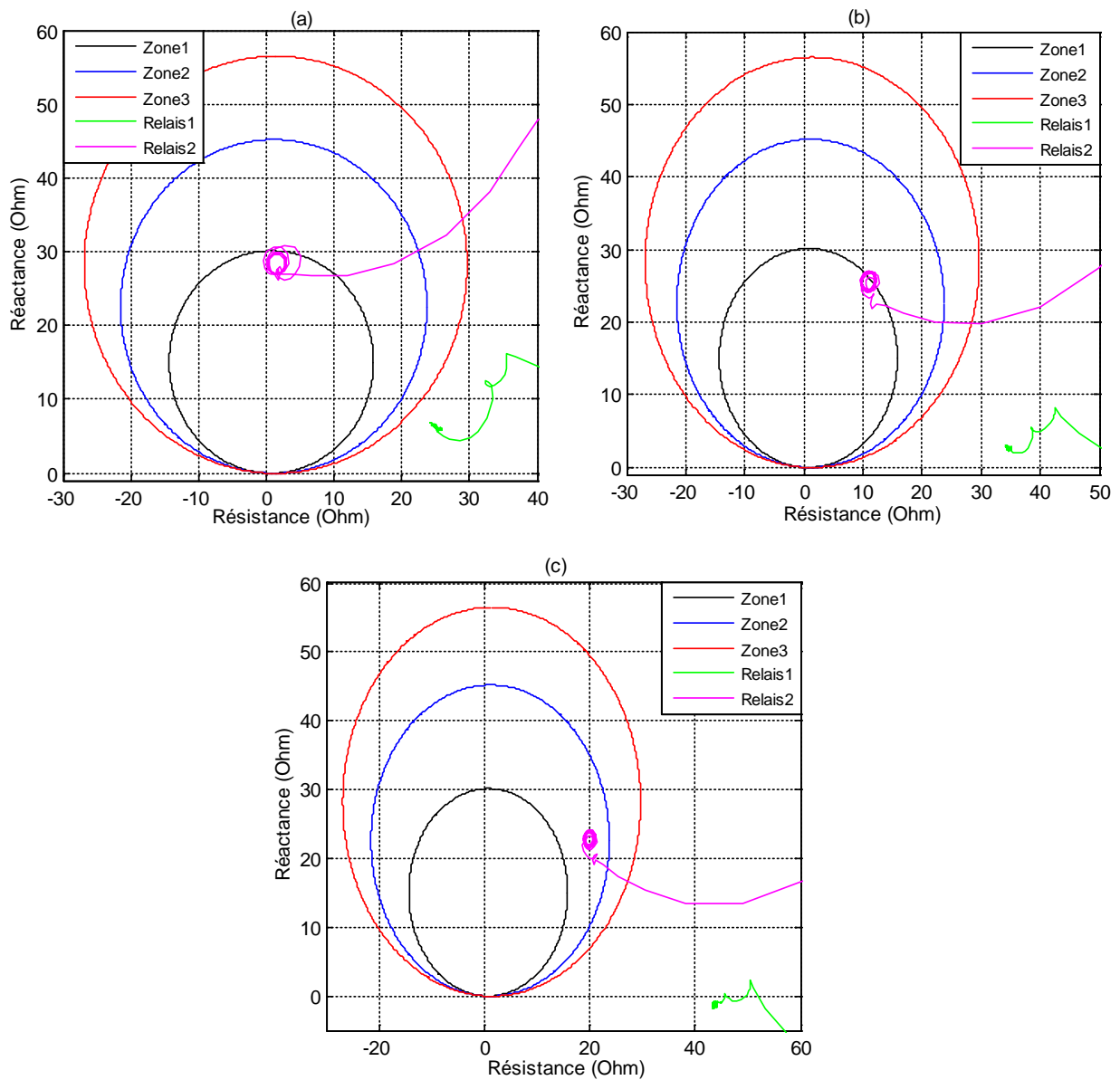


Figure.IV.30 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé à la terre situé à 75 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

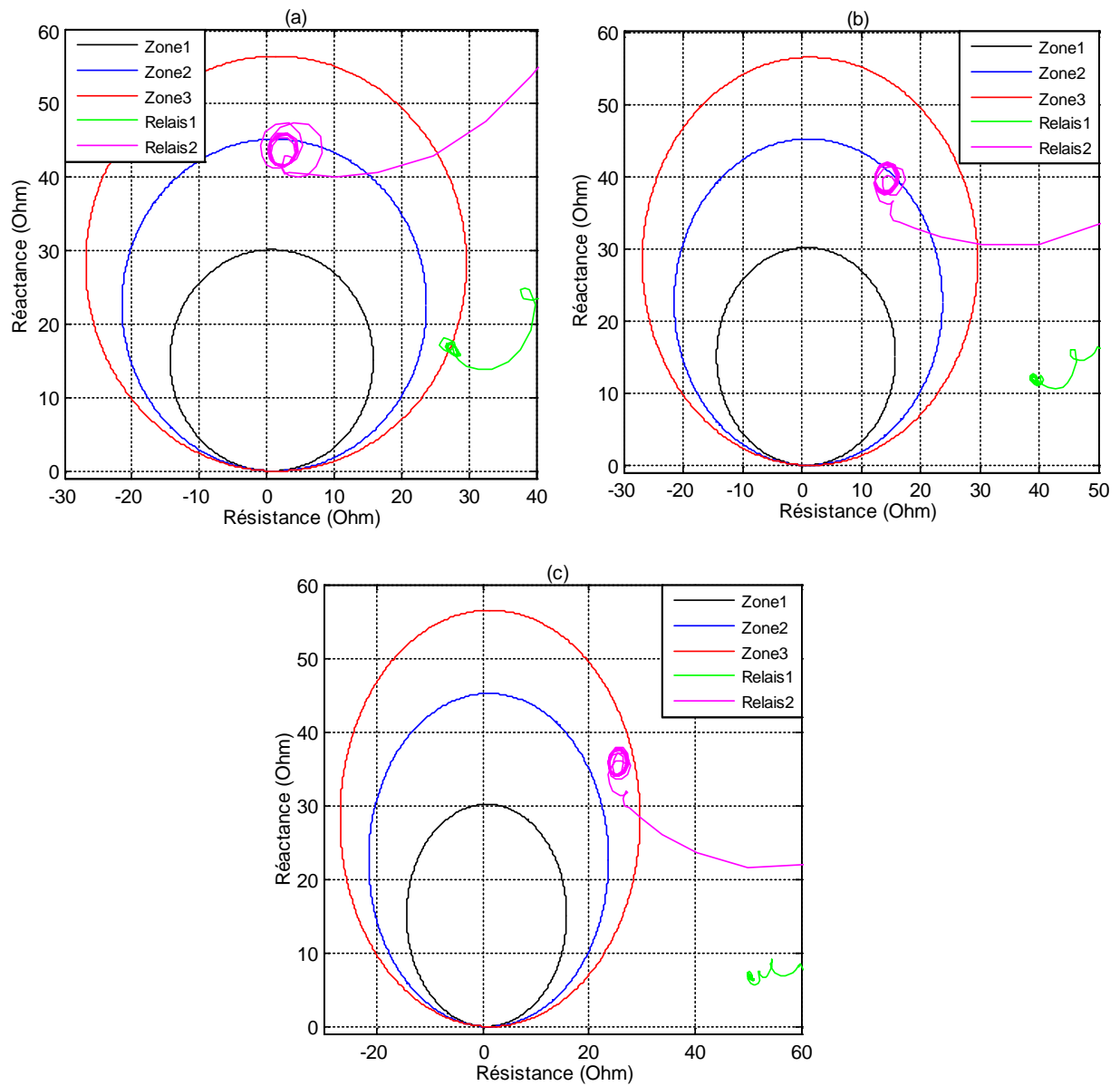


Figure.IV.31 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé à la terre situé à 115 km du jeu de barre A pour différentes valeurs de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

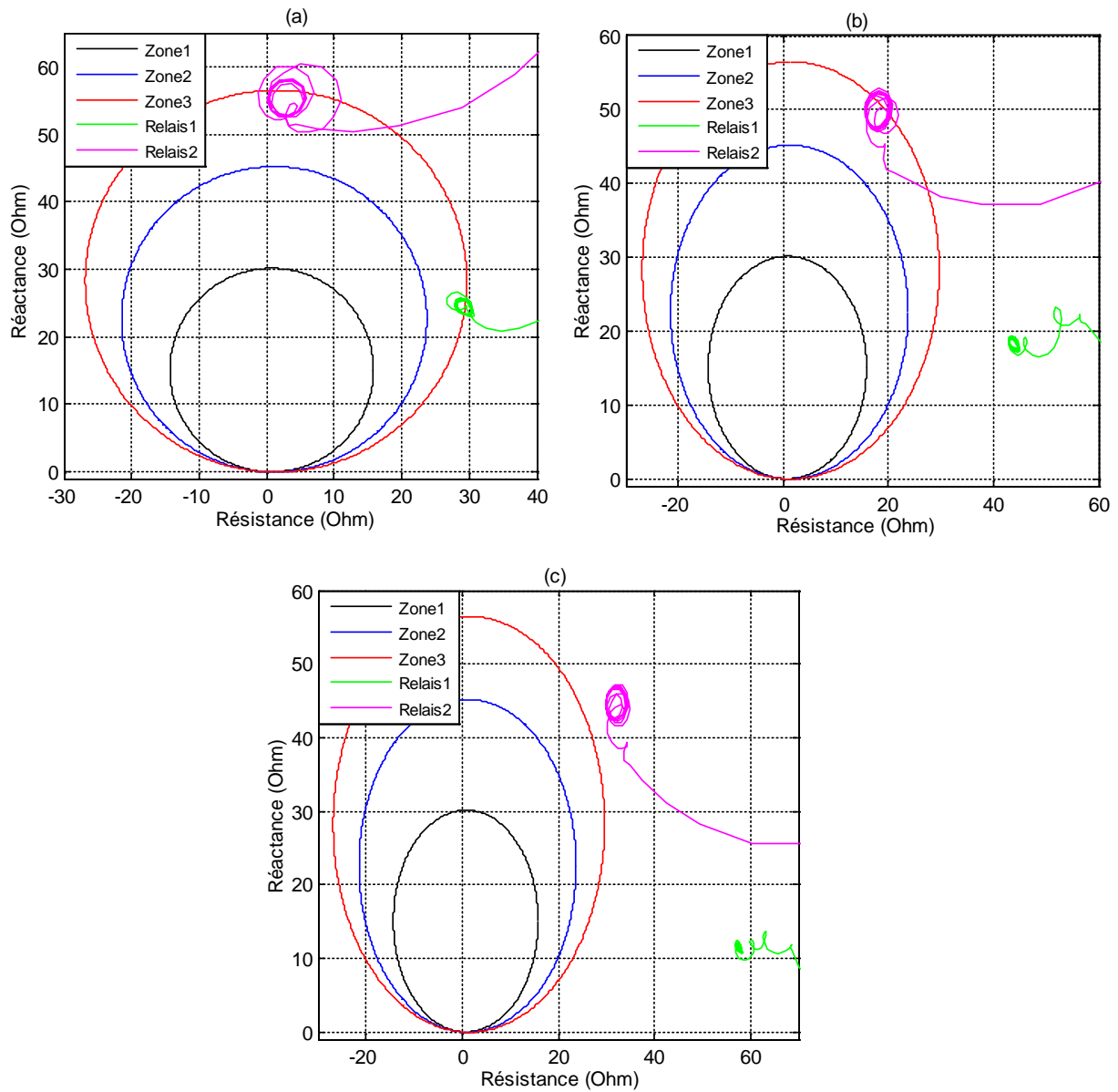


Figure.IV.32 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut biphasé à la terre situé à 145 km du jeu de barre A pour différentes valeurs de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

Les figures IV.33, IV.34 et IV.35 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 sans prise en considération du TCSC et relais2 : relais avec prise en considération du TCSC) dans les trois cas cités précédemment respectivement (zone1, zone 2 et zone 3) et pour différentes valeurs de résistance de défaut avec un angle d'amorçage de 80° .

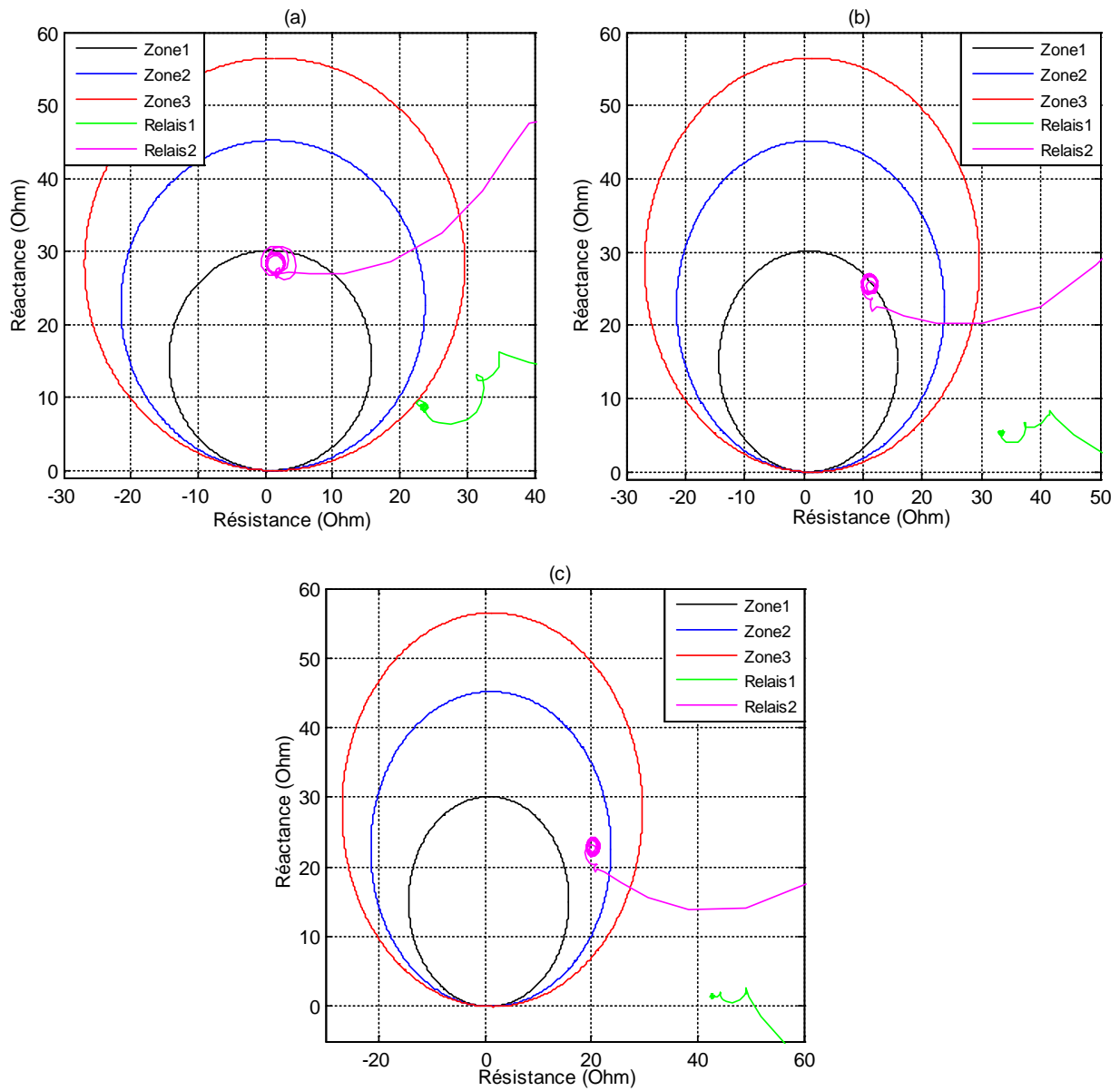


Figure.IV.33 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé situé à 75 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

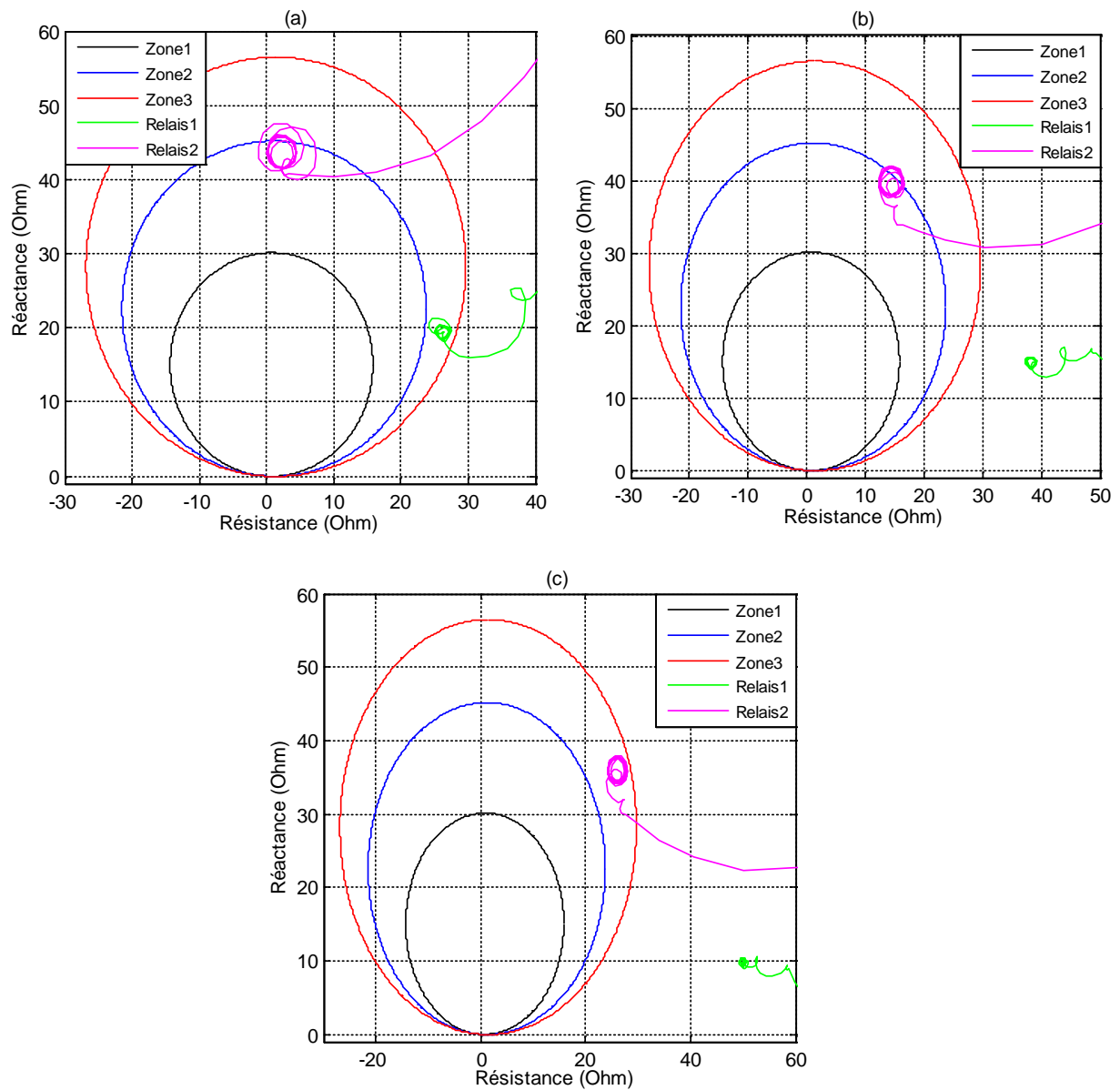


Figure.IV.34 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé situé à 115 km du jeu de barre A pour différentes valeurs de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

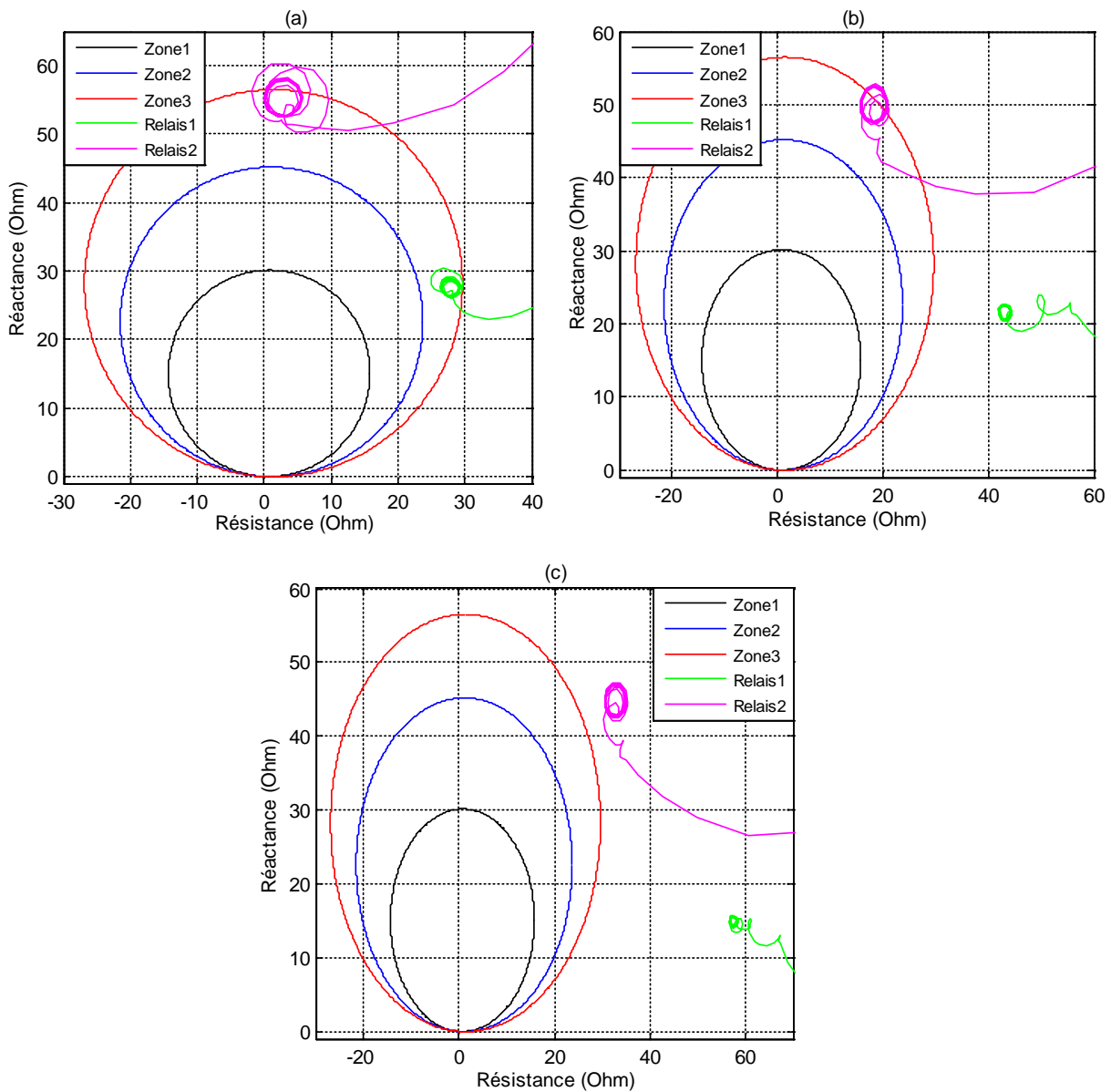


Figure.IV.35 : Trajectoire de l'impédance d'un défaut triphasé situé à 145 km du jeu de barre A pour différentes valeur de résistance de défaut ((a) : $R_f = 0.01 \Omega$, (b) : $R_f = 5 \Omega$ et (c) : $R_f = 10 \Omega$).

IV.5.1.2. 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 trois

zones de protection du relais. Tandis que le relais 2 (avec prise en considération du TCSC) assure parfaitement la détection pour tous les défauts dans ces trois zones de protection pour des résistances inférieures à cinq ohms. Cependant, dès que la valeur de la résistance de défaut dépasse les cinq ohms on a remarqué que l'impédance apparente calculée par le relais 2 est déplacée de sa zone de protection désignée à l'autre zone du relais par exemple les figures IV.20-c le défaut est dans la zone 1 est le relais le détecte dans la zone 2, si on augmente la résistance de défaut d'avantage le défaut passe de la zone 2 à la zone 3 jusqu'à sortir complètement des zones de protection du relais. A la fin on peut conclure que le relais MHO trouve des difficultés à protéger la ligne avec compensation TCSC placée au milieu des défauts à faible courant même si le TCSC est pris en considération lors de la construction du relais ce phénomène est connu sous le nom de non under-reach.

IV.5.2. Calcul de la distance de défaut

Pour évaluer les performances de l'approche proposée tous les types de défauts possibles (monophasé, biphasé, triphasé avec et sans terre) et à chaque endroit (10%, 20%, 30%, 40%,.....90%) de la longueur totale l de la ligne sous divers angles d'amorçage du TCSC (69° à 90°), différents taux de compensation et une large plage de résistance de défaut ont été testés en utilisant le logiciel Matlab pour découvrir l'erreur E maximum qui est exprimée en pourcentage par la relation suivante :

$$\text{erreur}(\%) = \frac{d_R - d}{l} 100 \quad (\text{IV.37})$$

d_R : La distance réelle de défaut.

d : La distance calculée de défaut.

l : La longueur totale de la ligne.

Pour mieux comprendre le principe de fonctionnement de l'algorithme de localisation de défaut proposé est surtout la procédure de sélection de la bonne solution on a proposé d'étudier deux exemples de défaut monophasé à la terre un sur la section A (exemple 1 - figure. IV.36) et l'autre sur la section B (exemple 2 - figure. IV.37).

Dans l'exemple 1 (figure. IV.36), le cas suivant a été pris en compte: défaut monophasé entre la phase **a** et la terre dans la section A (défaut devant le TCSC) - distance de défaut par rapport à la borne A: $d_{FA} = 10$ km, angle d'amorçage du TCSC 78° , résistance de

défaut : $R_{FA} = 5\Omega$. Les résultats continus ont été moyennés dans la période de défaut (2040:2060) ms.

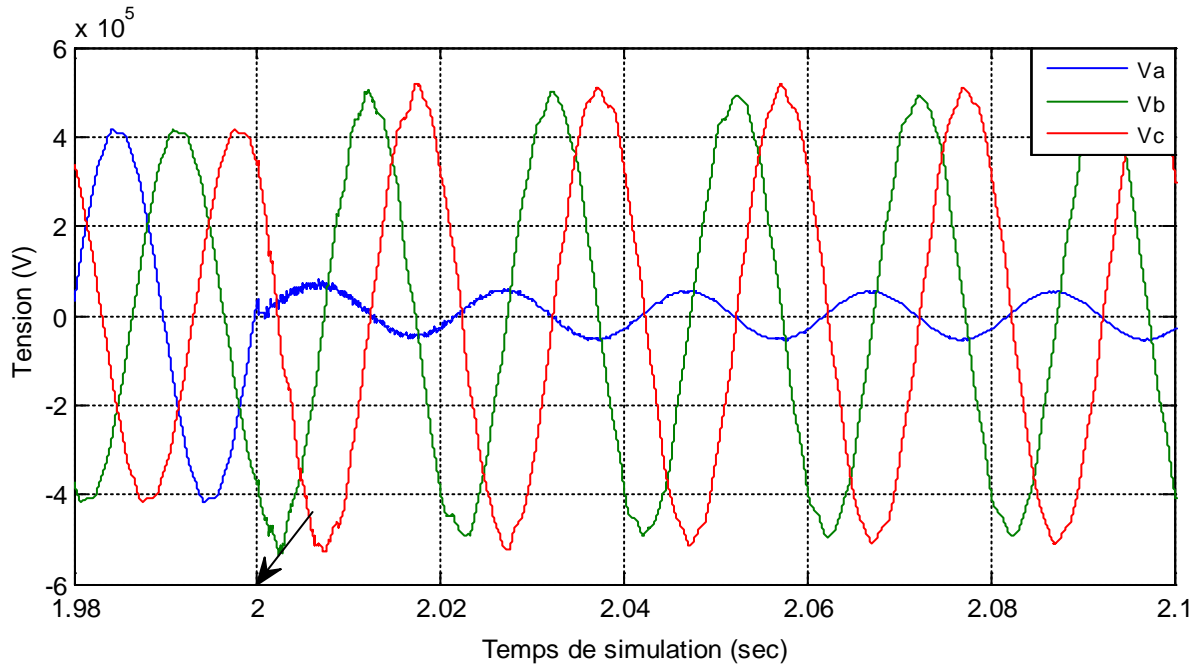


Figure.IV.36a : Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

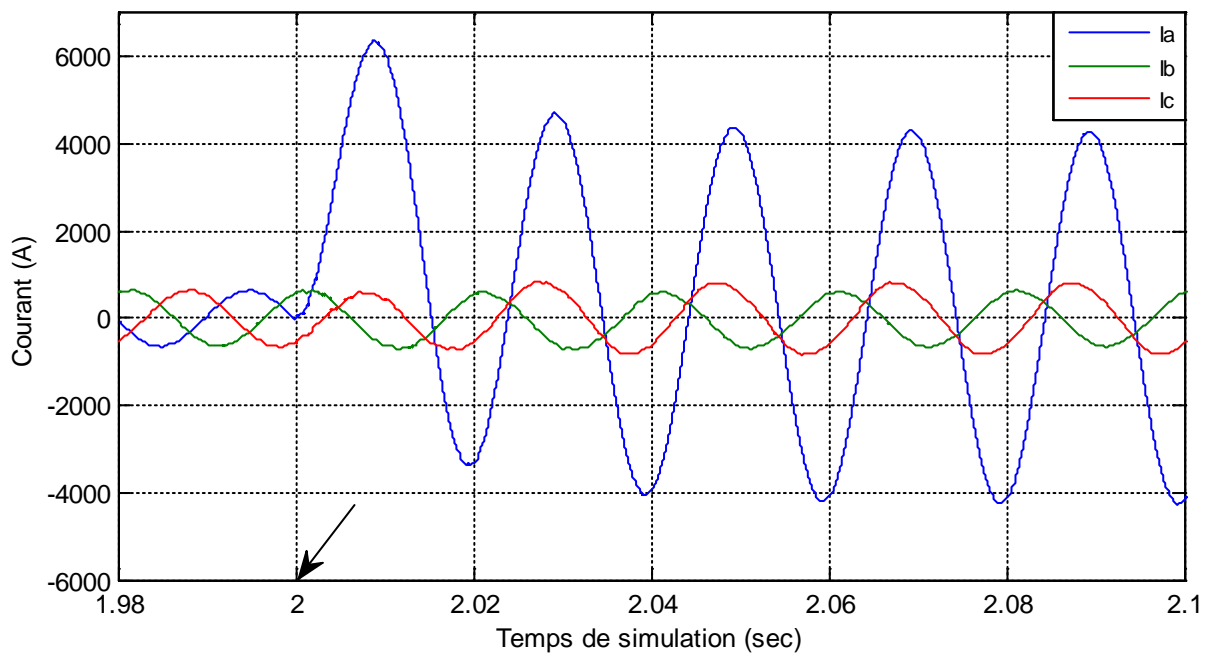


Figure.IV.36b : Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

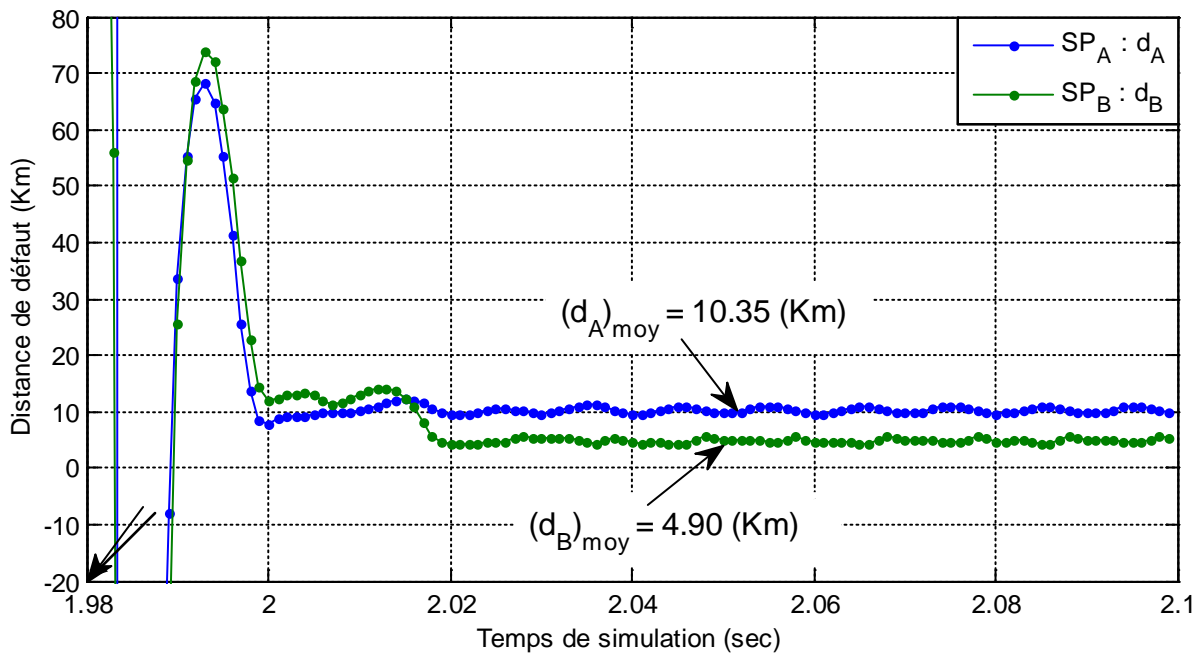


Figure.IV.36c : la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).

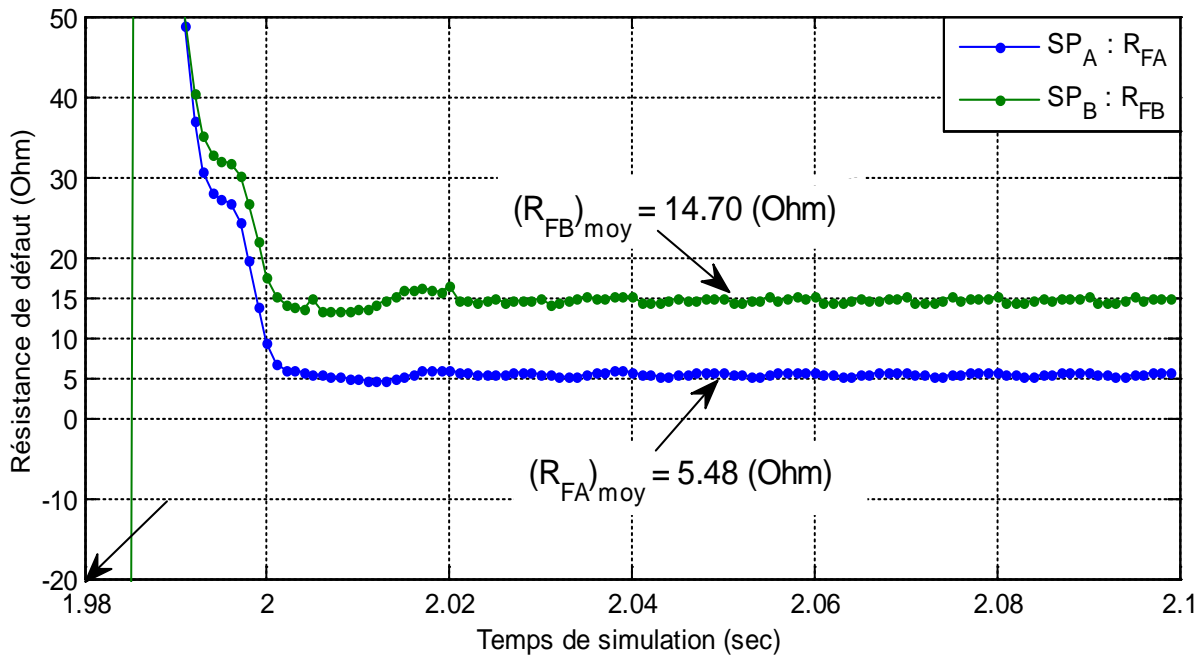


Figure.IV.36d : la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).

Figure.IV.36 : l'exemple 1 : défaut monophasé a-T dans la section A (défaut devant le TCSC, $d_{FA} = 10 \text{ km}$, $R_{FA} = 5 \Omega$).

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

Le sous-programme SP_A estime:

Une distance de défaut de 10.35 (km) et une résistance de défaut de 5.48 (Ω)

Le sous-programme SP_B estime:

Une distance de défaut de 4,90 (km) et une résistance de défaut de 14,70 (Ω)

En appliquant la procédure de sélection (section IV.3.6), le sous-programme SP_A donne l'estimation finale de la distance de défaut 10,35 (km) et la résistance de défaut de 5,48 (Ω). Il est intéressant de noter que seul le sous-programme SP_A fournit le résultat dans sa section avec une résistance de défaut positive tandis que le sous-programme SP_B donne une distance de défaut hors de sa section (la distance estimée est de 4.90 (Km) et la section B est entre 50 et 100 (km)) donc il est rejeté.

Dans l'exemple 2 (figure. IV.37), le cas suivant a été pris en compte: défaut monophasé entre la phase a et la terre dans la section B (défaut après le TCSC) - distance de défaut par rapport à la borne A: $d_{FB} = 90$ km, angle d'amorçage du TCSC 78° , résistance de défaut : $R_{FA} = 5 \Omega$.

Figure IV.37 représente les tensions et les courants mesurés dans le jeu de barre A (bus A), les chutes de tensions à travers le TCSC, la comparaison entre la tension de la phase en défaut (phase a) estimée et simulée à travers le TCSC, l'estimation dynamique de la distance et la résistance de défaut.

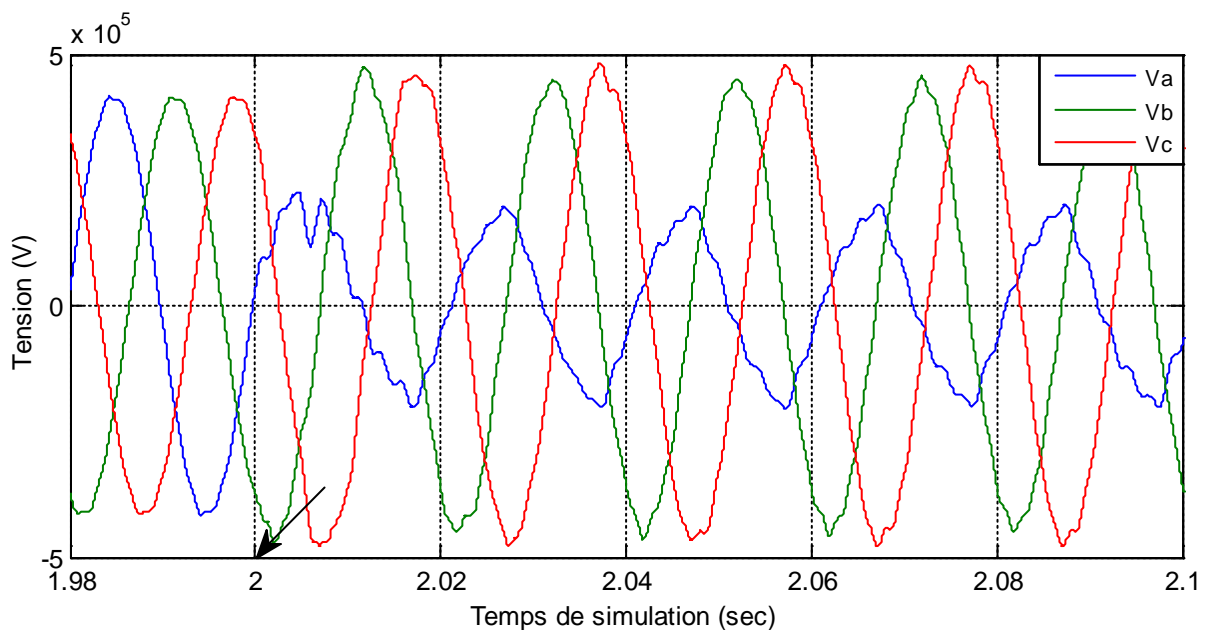


Figure.IV.37a : Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

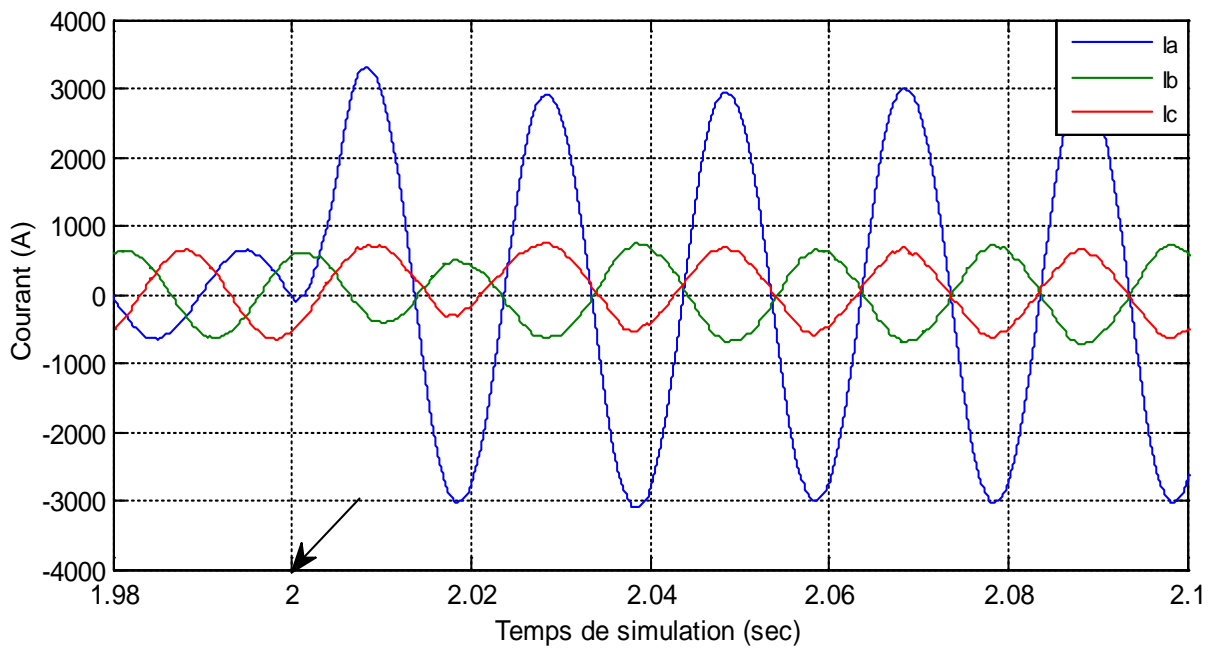


Figure.IV.37b : Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

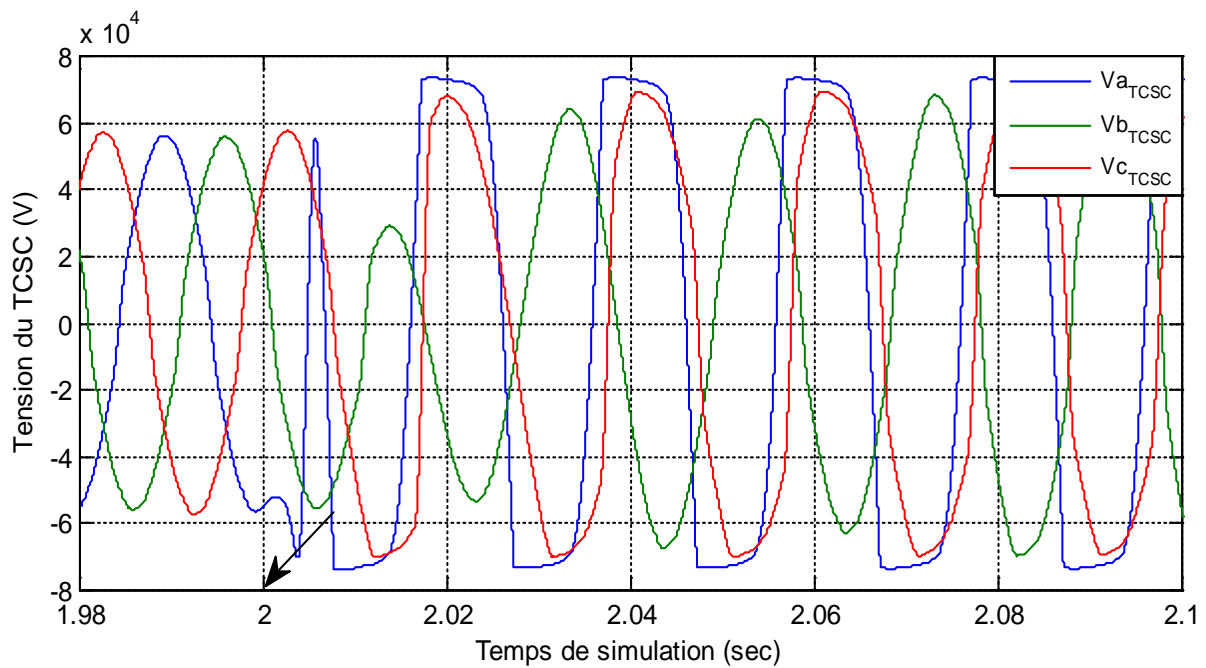


Figure.IV.37c : Chute de tension des trois phases à travers le TCSC.

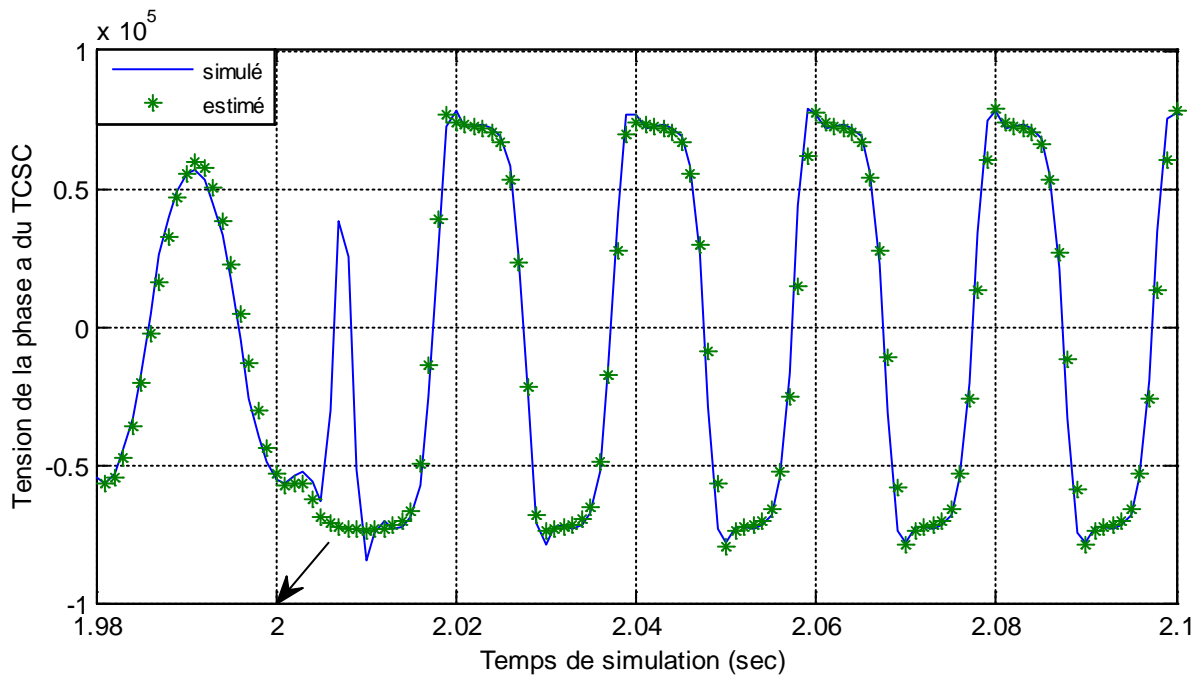


Figure.IV.37d : la chute de tension à travers le TCSC de la phase en défaut (phase a) estimée et simulée.

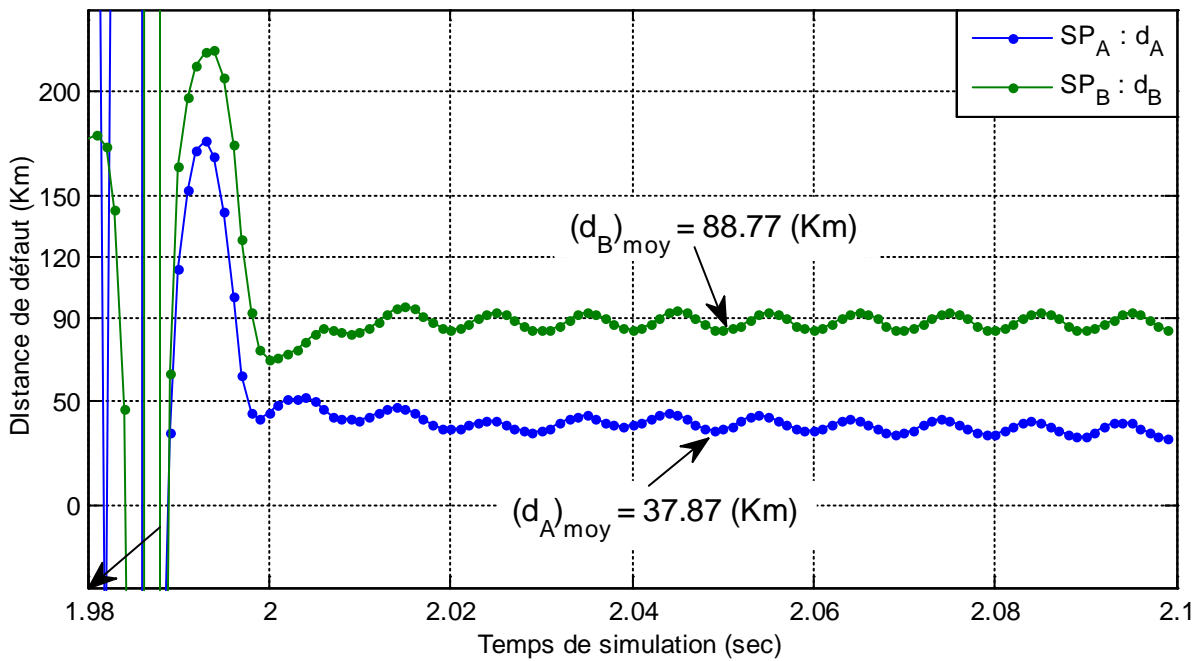


Figure.IV.37e : la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).

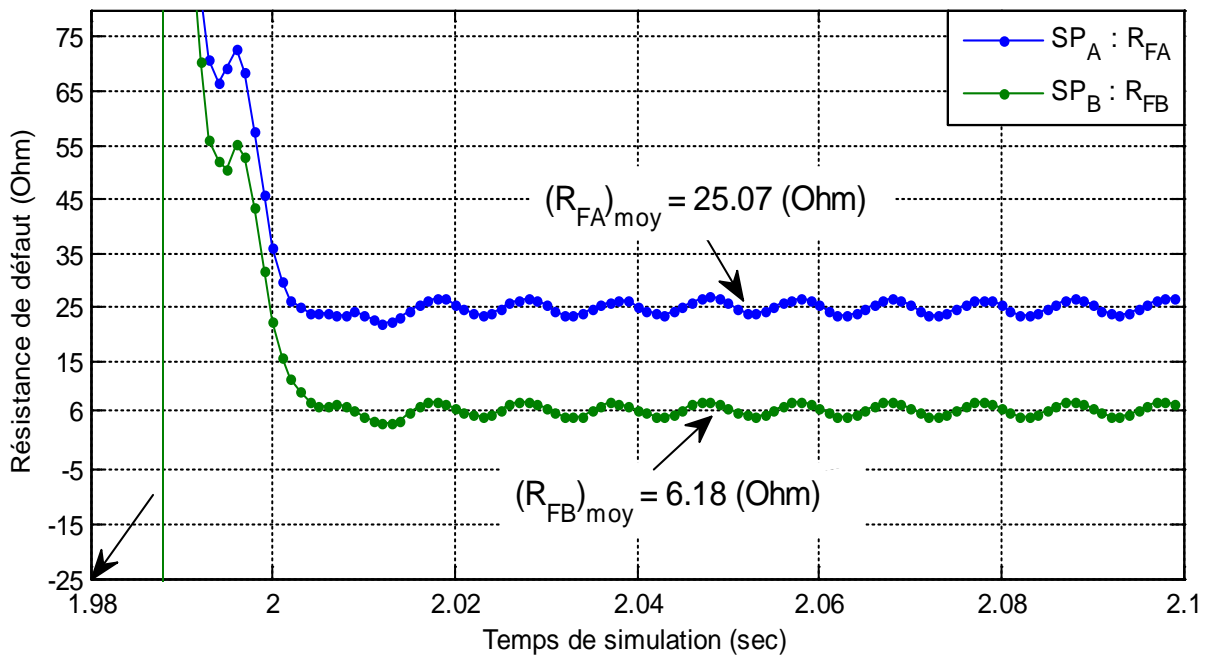


Figure.IV.37f : la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).

Figure.IV.37 : l'exemple 2 : défaut monophasé a-T dans la section B (défaut après le TCSC, $d_{FA} = 90 \text{ km}$, $R_{FA} = 5 \text{ } \Omega$).

Les deux sous-programmes indiquent que le défaut se produit dans leurs sections de ligne et les résistances de défaut des nombres réels positifs :

Le sous-programme SP_A estime:

La distance de défaut 37,87 (km), résistance de défaut 25,07 (Ω)

Le sous-programme SUB_B estime:

La distance de défaut 88,77 (km), résistance de défaut 6,18 (Ω)

En utilisant l'algorithme de sélection, le sous-programme SP_B donne l'estimation finale de la distance de défaut 88,77 (km) et la résistance de défaut de 6,18 (Ω). Il faut noter que le sous-programme SP_B donne la résistance de défaut la plus faible, alors les résultats obtenue par le sous-programme SP_A doivent être rejetés.

IV.5.2.1. Défauts monophasés

Le tableau IV.3 représente les valeurs de la distance et la résistance de défaut calculée (d , R_F) pour des défauts monophasés et les erreurs dans le calcul des distances des défauts e (%) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

Tableau IV.3 : Valeurs de la distance de défaut monophasé calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R .

d_R (km)	$R_f = 0 \ \Omega$			$R_f = 5 \ \Omega$			$R_f = 10 \ \Omega$		
	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)
10	9.98	0.0018	0.02	10.35	5.48	0.35	10.73	11.05	0.73
20	19.95	0.0018	0.05	20.35	5.72	0.35	20.77	11.54	0.77
30	29.91	0.005	0.09	30.43	5.98	0.43	30.93	12.09	0.93
40	39.87	0.013	0.13	40.44	6.27	0.44	41.06	12.68	1.06
60	59.66	0.039	0.34	59.02	5.22	0.98	58.17	10.50	1.83
70	69.59	0.035	0.41	68.92	5.50	1.08	68.03	11.08	1.97
80	79.53	0.027	0.47	78.85	5.81	1.15	77.90	11.74	2.10
90	89.49	0.014	0.51	88.77	6.18	1.23	87.79	12.51	2.21

La figure IV.38 représente les erreurs de localisation e (%) des défauts monophasés en fonction de l'endroit réel de défaut d_R en (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

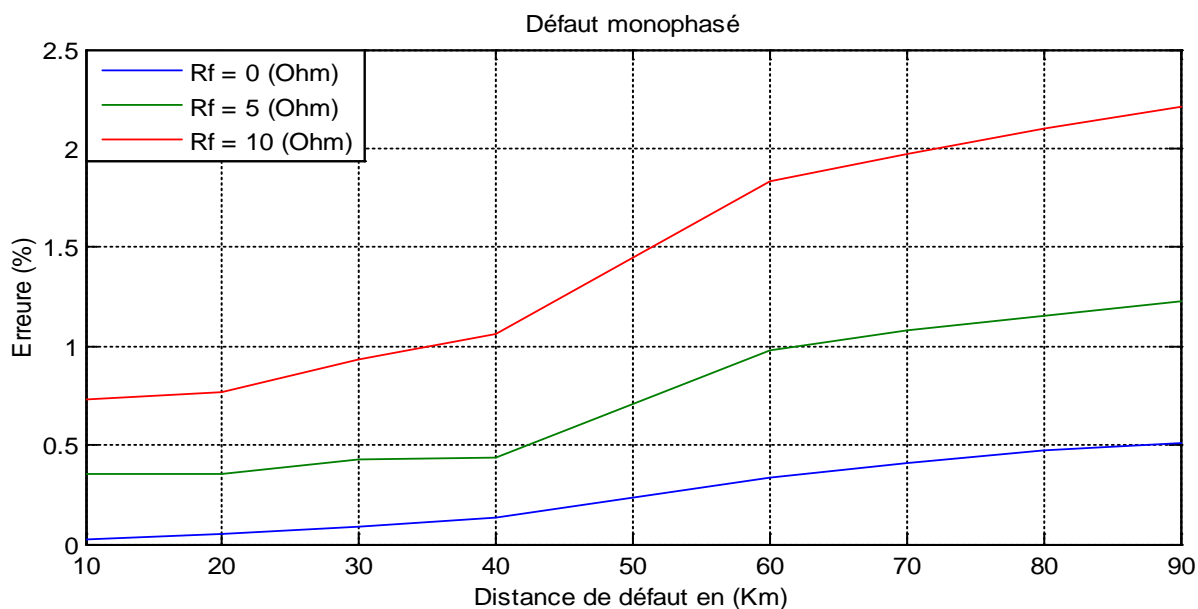


Figure.IV.38 : Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f .

Les résultats des essais montrent que l'algorithme est très sensible à la résistance de défaut R_f et l'erreur augmente dès que sa valeur dépasse les 5 Ohm. La présence d'un banc de compensation influe sur la précision dans la localisation de défaut surtout si le défaut est situé après le TCSC.

IV.5.2.2. Défauts biphasés sans terre

Le tableau IV.4 représente les valeurs de la distance et la résistance de défaut calculée (d , R_F) pour des défauts biphasés sans terre et les erreurs dans le calcul des distances des défauts e (%) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

Tableau IV.4 : Valeurs de la distance de défaut biphasé sans terre calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R .

d_R (km)	$R_f = 0 \Omega$			$R_f = 5 \Omega$			$R_f = 10 \Omega$		
	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)
10	9.98	0.029	0.02	11.10	5.84	1.10	12.27	10.08	2.27
20	19.96	0.065	0.04	21.24	6.13	1.24	22.57	10.61	2.57
30	29.95	0.11	0.05	31.40	6.44	1.40	32.92	11.15	2.92
40	39.95	0.17	0.05	41.59	6.78	1.59	43.32	11.70	3.32
60	59.89	0.015	0.11	58.04	5.11	1.96	55.59	10.25	4.41
70	69.92	0.019	0.08	67.98	5.39	2.02	65.36	10.82	4.64
80	79.97	0.019	0.03	77.93	5.71	2.07	75.13	11.46	4.87
90	90.05	0.011	0.05	87.88	6.07	2.12	84.87	12.19	5.13

La figure IV.39 représente les erreurs de localisation e (%) des défauts biphasés sans terre en fonction de l'endroit réel de défaut d_R en (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

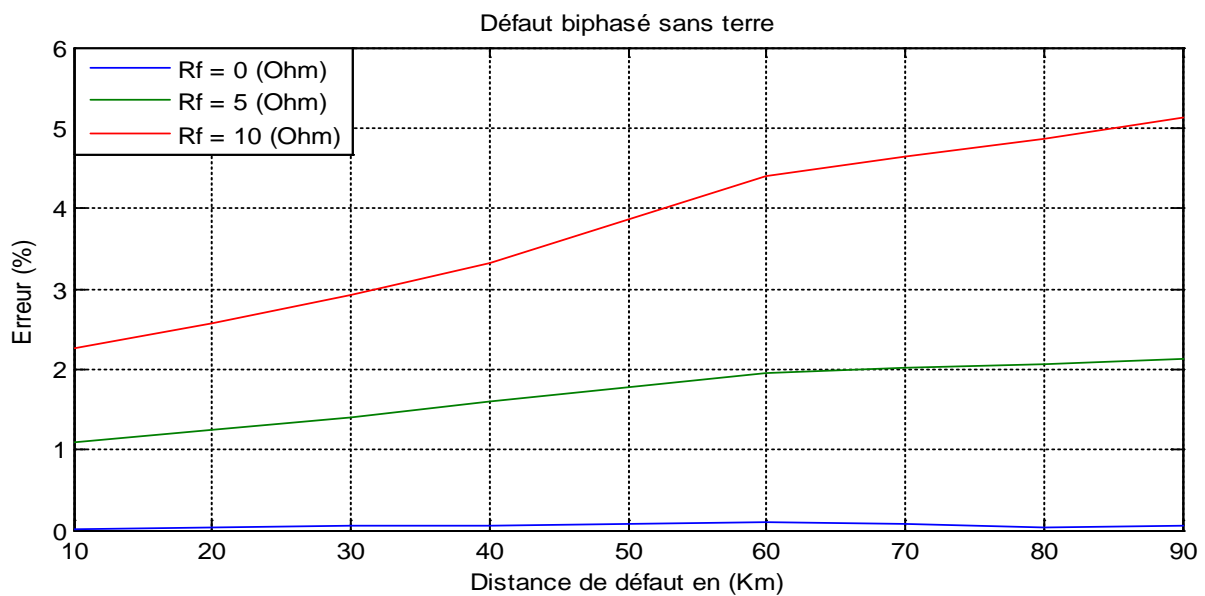


Figure.IV.39 : Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f .

Pour ce type de défaut les résultats obtenue montre l'influence de la compensation série avancé et la résistance de défaut sur la précision dans la localisation de défaut puisque les valeurs maximale des erreurs sons enregistré pour les défauts après les TCSC avec des valeurs de résistance de défaut supérieur à 5 Ohm.

IV.5.2.3. Défauts biphasés à la terre

Le tableau IV.5 représente les valeurs de la distance et la résistance de défaut calculée (d , R_F) pour des défauts biphasés à la terre et les erreurs dans le calcul des distances des défauts e (%) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

Tableau IV.5 : Valeurs de la distance de défaut biphasé à la terre calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R .

d_R (km)	$R_f = 0 \Omega$			$R_f = 5 \Omega$			$R_f = 10 \Omega$		
	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)
10	9.97	0.025	0.03	11.05	5.82	1.05	11.55	9.86	1.55
20	19.96	0.057	0.04	21.18	6.12	1.18	21.79	10.41	1.79
30	29.94	0.098	0.06	31.31	6.43	1.31	32.05	10.94	2.05
40	39.94	0.15	0.06	41.46	6.78	1.46	42.36	11.49	2.36
60	60.03	0.016	0.03	58.15	5.12	1.85	55.84	10.26	4.16
70	70.09	0.017	0.09	68.11	5.40	1.89	65.67	10.83	4.23
80	80.19	0.012	0.19	78.08	5.71	1.92	75.46	11.47	4.54
90	90.30	0.013	0.30	88.07	6.07	1.93	85.24	12.20	4.76

La figure IV.40 représente les erreurs de localisation e (%) des défauts biphasés à la terre en fonction de l'endroit réel de défaut d_R en (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

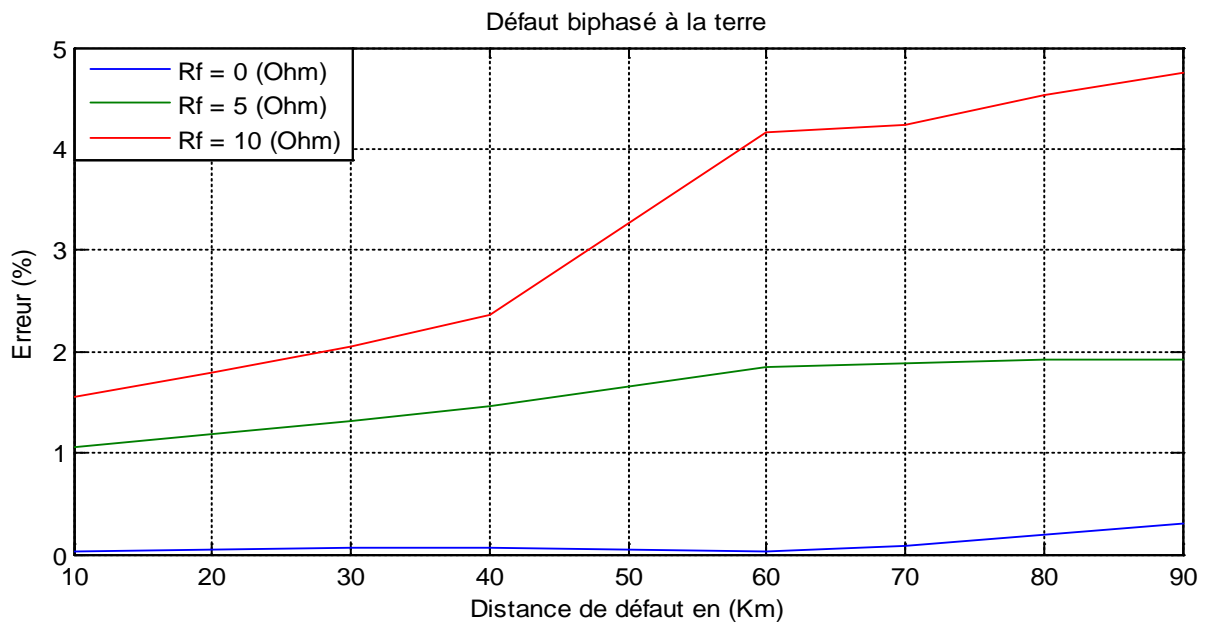


Figure.IV.40 : Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f .

Les mêmes remarques pour ce type de défaut que le défaut biphasé sans terre avec une légère baisse de l'erreur de la localisation de défaut surtout à la fin de la ligne.

IV.5.2.4. Défauts triphasés

Le tableau IV.6 représente les valeurs de la distance et la résistance de défaut calculée (d , R_F) pour des défauts triphasés et les erreurs dans le calcul des distances des défauts e (%) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

Tableau IV.6 : Valeurs de la distance de défaut triphasé calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R .

d_R (km)	$R_f = 0 \ \Omega$			$R_f = 5 \ \Omega$			$R_f = 10 \ \Omega$		
	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)
10	9.98	0.006	0.02	12.65	5.63	2.65	15.47	11.33	5.47
20	19.99	0.002	0.01	22.96	5.88	2.96	26.12	11.84	6.12
30	29.94	0.006	0.06	33.31	6.15	3.31	26.82	12.39	6.82
40	39.96	0.011	0.04	43.70	6.45	3.70	47.68	12.99	7.68
60	59.77	0.063	0.23	58.45	5.15	1.55	56.40	10.36	3.60
70	70.06	0.20	0.06	68.44	5.43	1.56	66.24	10.96	3.76
80	80.15	0.16	0.15	78.45	5.76	1.55	76.09	11.64	3.91
90	90.25	0.18	0.25	88.47	6.12	1.53	85.92	12.42	4.08

La figure IV.41 représente les erreurs de localisation e (%) des défauts triphasés en fonction de l'endroit réel de défaut d_R en (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

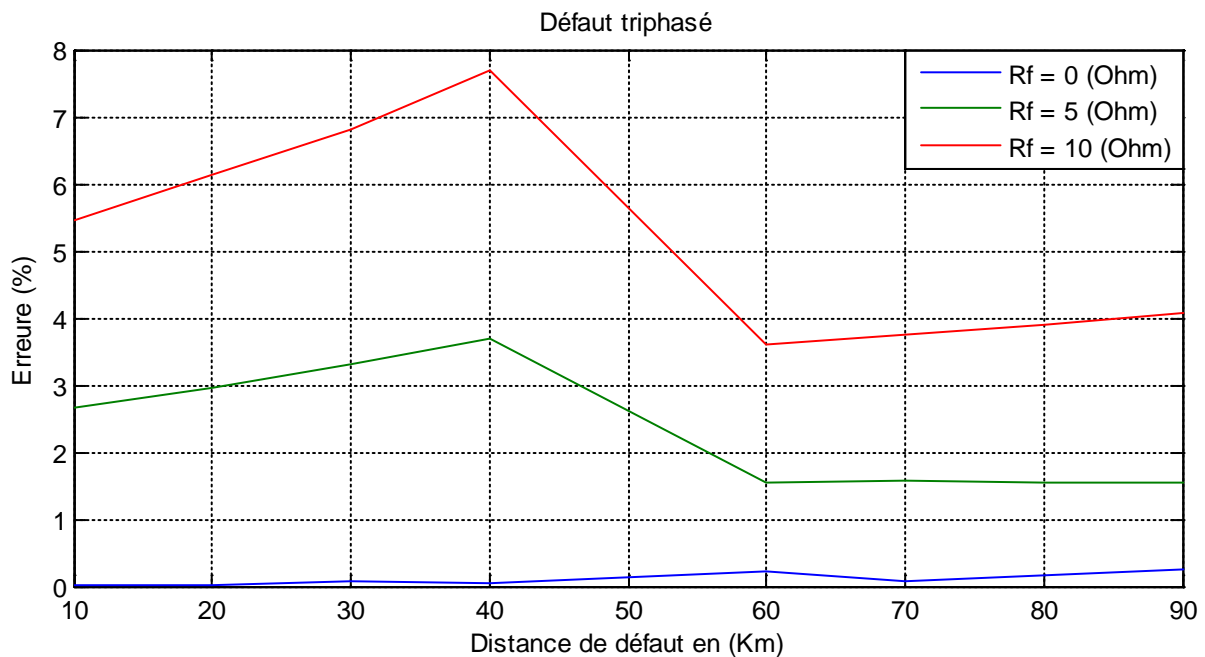


Figure.IV.41 : Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f .

Pour le défaut triphasé on remarque que l'erreur augmente dès que la valeur de la résistance de défaut est supérieur à zéro et sa valeur peut atteindre les 8 %, pour l'influence du banc de compensation sur la précision dans la localisation du défaut reste faible est ne dépasse pas les 4 %.

IV.6. Conclusion

Une nouvelle approche de localisation de défaut appropriée pour les lignes électriques avec compensation série avancé (TCSC) est présentée. L'approche utilise les tensions et les courants des trois phases de la ligne à partir d'une seule extrémité. Cette particularité facilite l'exécution et le développement de cette approche, car on n'a besoin d'aucune information de l'autre extrémité. Tous les facteurs qui peuvent influencer l'exactitude d'évaluation comprenant la résistance inconnue du défaut, la chute de tension au borne du TCSC, les capacités shunt et les courants de pré-défaut sont compensés. Les cas de test couvrent la plupart de conditions anormales incluant le déséquilibre de la ligne, la résistance du défaut. Tous les tests appliqués révèlent une acceptable localisation du défaut et une exécution prometteuse pour toutes les situations. Cependant, des erreurs d'évaluation mesurables ont été enregistrées en raison de ces cas associés aux valeurs de la résistance de défaut particulièrement en plus du courant de la source éloignée (terminale B) et la compensation.

Chapitre V

Localisation des défauts dans les lignes
électriques compensées par TCSC en
utilisant les données synchronisées des
deux extrémités

V.1. Introduction

Les lignes électriques avec compensation série avancé (TCSC) sont généralement utilisées dans les réseaux de transport modernes mais ils restent très difficiles à protéger. La protection traditionnelle utilise les quantités mesurées à une extrémité de la ligne à protéger pour déterminer la présence du défaut. Par exemple, les relais de distance sont employés souvent pour protéger les lignes électriques avec compensation série avancé (TCSC). Cependant, le problème de protections à zone étendue et à zone réduite dégrade son exécution due à l'effet de la chute de tension au borne du TCSC, de la résistance de défaut, du courant de l'autre extrémité de la ligne, etc. On a proposé dans le chapitre précédent une méthode de localisation de défauts dans les lignes avec compensation TCSC basée sur le calcul d'impédance en utilisant les données d'une seule extrémité. Cette technique est très instructive et réalise un certain degré d'amélioration pour la localisation de défauts dans les lignes avec compensation TCSC.

Ces dernières années, plusieurs algorithmes de localisation de défauts utilisant les données synchronisées des deux extrémités de ligne ont été développés. Ces méthodes sont plus exactes que les méthodes à une seule extrémité. Elles sont capables de minimiser ou éliminer les effets de la résistance du défaut et l'influence de la source à l'autre extrémité. L'inconvénient principal est le fait que les données des deux extrémités de la ligne doivent être rassemblées à l'endroit du relais pour être analysé par un GPS (Global Positioning System). La localisation de défaut à deux extrémités est efficace et exige un moyen effectif d'acquisition de données par des appareils électroniques à chaque extrémité de la ligne et traiter ces données automatiquement. Les données rassemblées doivent être aussi au moins synchronisées avant que l'analyse soit exécutée [65, 66].

Dans ce chapitre nous allons présenter une méthode de localisation de défauts basée sur le modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes en utilisant les données synchronisées des deux extrémités de la ligne en défaut. Cette méthode est composée de deux sous-programmes. L'un d'eux est pour les défauts après le TCSC et l'autre pour les défauts avant le TCSC. Pour le calcul de la chute de tension à travers le TCSC et la sélection de la bonne solution la même procédure que le chapitre IV est utilisée.

V.2. Mesure des données des deux extrémités

Le modèle du réseau de transport figure V.1 est appliqué pour développer les nouvelles méthodes pour l'évaluation de la distance du défaut en utilisant les mesures synchronisées des deux extrémités de la ligne avec compensation TCSC à protéger.

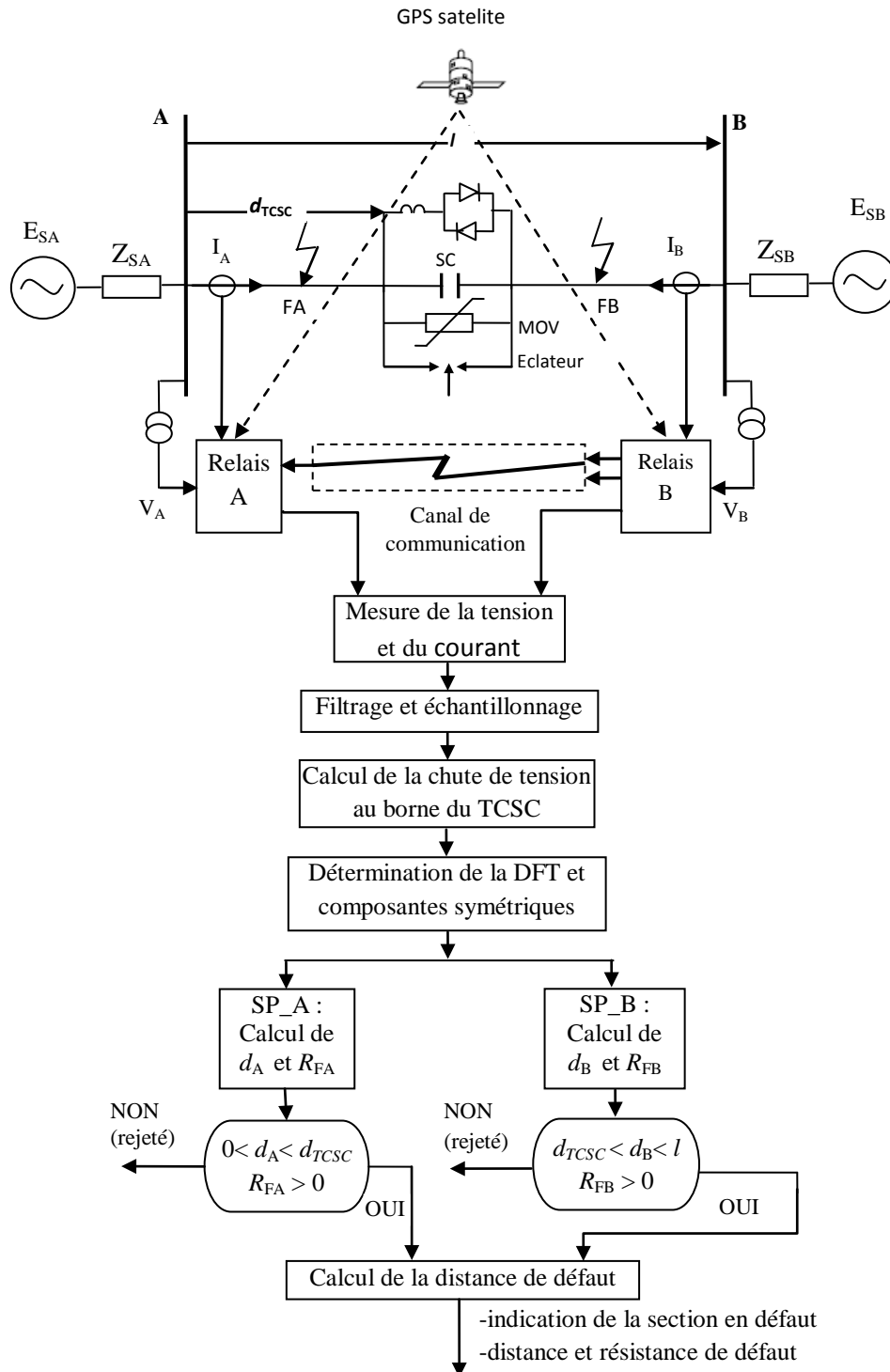


Figure.V.1. Schéma représentatif du principe de l'algorithme de la localisation de défaut dans la ligne électrique avec compensation TCSC.

Ce modèle se compose de deux générateurs (E_{sA} , E_{sB}), une ligne de transport, deux jeux de barres A et B. et un module de compensation TCSC installé au milieu de la ligne AB. Pour développer l'algorithme de localisation des défauts (figure V.1) on divise la ligne de transmission (AB) en deux sections: section A : du terminal A au TCSC, section B : du TCSC au terminal B, ensuite deux sous-programmes: SP_A, SP_B, sont appliqués pour chaque section. Chaque sous-programme détermine une distance de défaut : d_A , d_B , et une résistance de défaut : R_{FA} , R_{FB} , en supposant que le défaut est survenu dans sa section de la ligne. Ensuite, le sous-programme, qui correspond au cas de défaut réel, est choisi en utilisant les calculs de distance et de résistance de défaut. Le système GPS (Global Positioning System) est utilisé pour assurer la synchronisation des données entre les deux relais A et B.

Les algorithmes proposés pour la localisation de défauts utilisent les signaux tensions et courants des deux extrémités de la ligne de transport à protéger et exigent un bon système de communication pour réaliser la synchronisation. Une série de techniques de synchronisation pour l'acquisition de données ont été employées dans le passé comprenant [67-68]:

- Détermination de passage à zéro.
- Rotation des échantillons (pour des phasors).
- Référence précise de temps (IRIG-B et GPS).

L'approche du GPS fournit la source de référence de temps la plus précise pour la synchronisation. La disponibilité de récepteurs GPS très performants pour la référence de temps précise rend le prélèvement synchronisé des données beaucoup plus facile [67].

Des quantités réelles mesurées par les relais peuvent être transmises à l'unité centrale de discrimination par l'intermédiaire d'un canal de communication à grande vitesse. Il y a plusieurs moyens de communication tels que fils pilote, voie de transmission à courant porteur, micro-onde et lignes à fibre optiques, etc., qui peuvent être employés pour transmettre les données. Par exemple, les réseaux de transmission à fibre optiques permettent de transmettre un grand volume de données (ordres de Mb/s) de point à point avec une fiabilité très élevée et un taux d'erreur inférieur [69], [11]. S'il y a un protocole approprié, les impacts de la voie de transmission sur la fiabilité et la sécurité de l'arrangement de protection sont encore réduits au minimum. Supposons qu'un canal à fibre optique spécialisé est disponible, le retard sera réduit sensiblement. Par conséquent, le transfert des données à grande vitesse peut être réalisé tel que le retard de transmission ajoutera seulement quelques millisecondes au temps de décision de déclenchement de l'arrangement proposé de protection.

V.3. Méthodologie de la localisation de défauts pour une ligne unifilaire

La tension et le courant le long d'une ligne monophasé sont en fonctions de la distance de la ligne et du temps. Ces quantités peuvent être liées aux paramètres de la ligne par les équations des télégraphistes [67-68] :

$$\frac{\partial v}{\partial d} + L \frac{\partial i}{\partial t} = -Ri \quad (\text{V.1})$$

$$C \frac{\partial v}{\partial d} + L \frac{\partial i}{\partial t} = -Gv \quad (\text{V.2})$$

Où R_L , L_L , G_L , et C_L sont respectivement la résistance, l'inductance, la conductance et la capacité de la ligne par unité de longueur.

Les équations V.1 et V.2 peuvent être résolues en utilisant la méthode des caractéristiques proposées par Collaz [70] :

$$\begin{bmatrix} V_d \\ I_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma d) & -Z_c \sinh(\gamma d) \\ \sinh(\gamma d) / Z_c & -\cosh(\gamma d) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_A \\ I_A \end{bmatrix} \quad (\text{V.3})$$

$$\begin{bmatrix} V_d \\ I_d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\gamma(L-d)) & -Z_c \sinh(\gamma(L-d)) \\ \sinh(\gamma(L-d)) / Z_c & -\cosh(\gamma(L-d)) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_B \\ I_B \end{bmatrix} \quad (\text{V.4})$$

$Z_c = \sqrt{(R + j\omega L) / (G + j\omega C)}$: impédance caractéristique de la ligne

$\gamma = \sqrt{(R + j\omega L) \times (G + j\omega C)}$: coefficient de propagation

Si on considère un défaut qui se produit à un point F situé à une distance d à partir de l'extrémité A (figure V.2), la ligne électrique est ainsi divisée en deux parties homogènes. Une est la section AF, avec une longueur d et l'autre est la section FB, avec une longueur $(L-d)$. Ces deux sections peuvent encore être considérées comme des lignes électriques parfaites. Ceci signifie que les tensions à n'importe quel point sur les deux sections de la ligne peuvent être exprimées en utilisant les tensions et les courants mesurés à l'extrémité saine de cette section. D'ailleurs, dans le point de défaut F les tensions exprimées en termes de ces deux ensembles de données (V_A, V_B) et (I_A, I_B) sont identiques. Puis la tension à la position de défaut peut être exprimée en utilisant les équations (2 et 3) comme suit : [70-71]

$$V_F = \cosh(\gamma d)V_A - Z_c \sinh(\gamma d)I_A \quad (\text{V.5})$$

$$V_F = \cosh(\gamma(L-d))V_B - Z_c \sinh(\gamma(L-d))I_B \quad (\text{V.6})$$

On peut éliminer la variable inconnue V_F pour obtenir une formule directe pour la distance de défaut :

$$d = \left[\tanh^{-1}(-B/A) \right] / \gamma \quad (\text{V.7})$$

Avec :

$$A = Z_c \cosh(\gamma L)I_B - \sinh(\gamma L)I_B + Z_c V_A \quad (\text{V.8})$$

$$B = \cosh(\gamma L)V_B - Z_c \sinh(\gamma L)I_B - V_A \quad (\text{V.9})$$

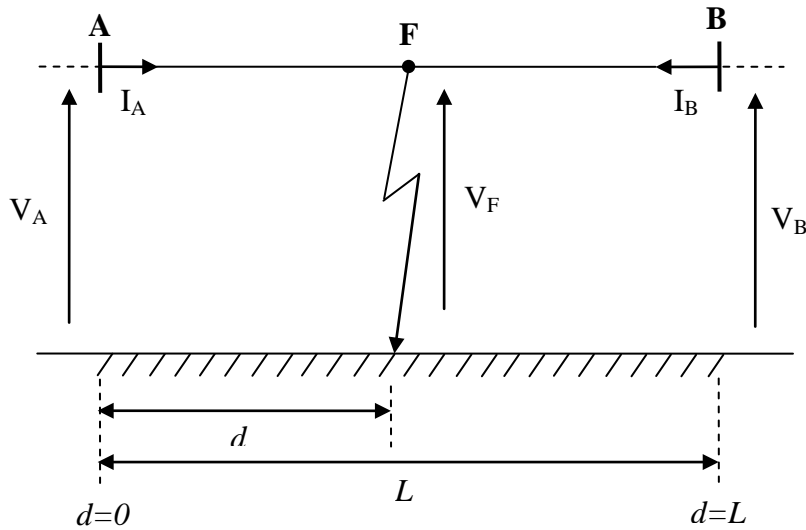


Figure V.2 : Ligne monophasée en défaut.

V.3.1. Décomposition modale

Afin d'appliquer la méthode décrite dans à la section précédente aux systèmes triphasés ; les signaux des phases sont décomposés dans leurs composants modaux au moyen de la transformation modale. Cette transformation est essentiellement caractérisée par sa capacité de décomposer un certain groupe d'équations couplées en équations découplées excluant les parties mutuelles contenues dans ces équations. Ceci peut être typiquement

appliqué aux matrices d'impédances pour les conducteurs couplés. Comme indique la figure V.3, les termes de l'impédance mutuelle Z_m sont disparus de la matrice d'impédance transformée ; dans lesquels seulement les quantités modales d'impédance Z_{m1} , Z_{m2} et Z_{m3} apparaissent et les autre éléments sont nuls. Ce découplage peut être une solution idéale pour toutes les fonctions de protection qui sont basées sur l'évaluation de la distance de défaut comprenant la protection de distance et la localisation de défaut.[70],[72]

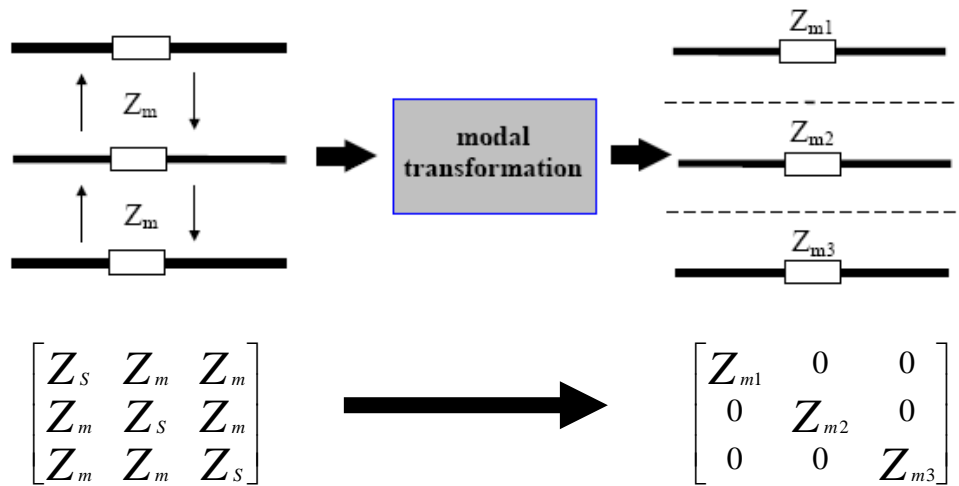


Figure.V.3 La transformation modale.

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

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

Avec

$$T = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{bmatrix} \quad (V.10)$$

Où :

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

V.4. Algorithme de localisation de défaut

V.4.1. Sous-programmes SP_A

La figure V.4 représente les circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne électrique avec compensation TCSC. Il est noté que le sous-programme SP_A est conçu pour localiser les défauts dans la section de ligne A (défauts devant le banc de compensation TCSC).

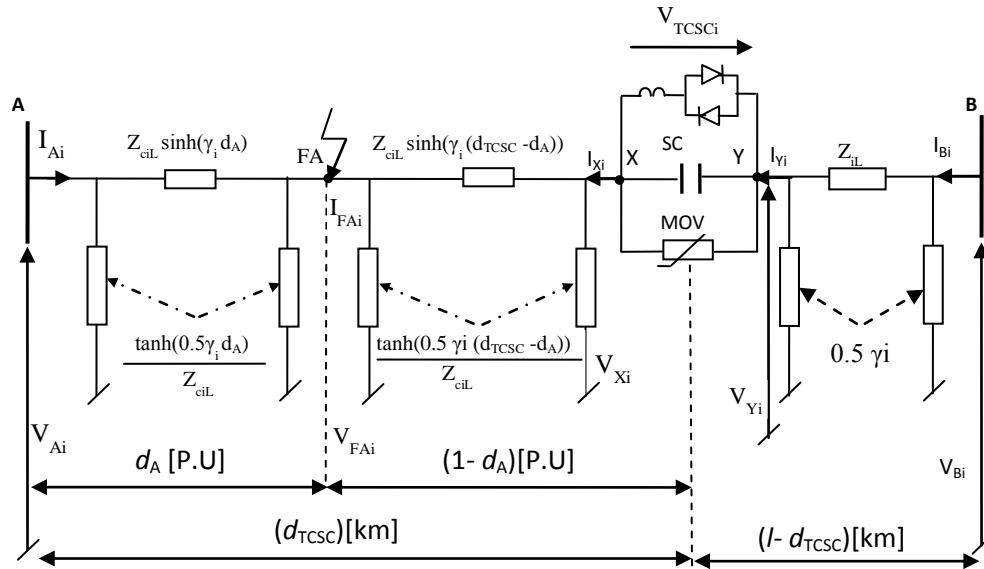


Figure.V.4. Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne électrique avec compensation TCSC en défaut (dans la section A).

Si on considère un défaut qui se produit avant le TCSC dans la section A (figure V.4), Pour dériver l'algorithme de localisation, il faut d'abord définir les signaux tensions au point de transfert Y (à l'entrée du TCSC) en tenant compte du modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes. Ces signaux sont exprimés en termes des composants symétriques des tensions et des courants mesurés respectivement à l'extrémité B. Dans ce cas, les tensions de transfert au point Y peuvent être calculées par la formule suivante :

$$V_{Yi} = \cosh(\gamma_i (l - d_{TCSC})) V_{Bi} - Z_{cil} \sinh(\gamma_i (l - d_{TCSC})) I_{Bi} \quad (V.11)$$

Où :

l : longueur totale de la ligne en (km),

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

$\gamma_i = \sqrt{Z'_i Y'_i}$: composantes symétriques de la constante de propagation de la ligne,

Z'_i : composantes symétriques de l'impédance de la ligne,

Y'_i : composantes symétriques de l'admittance de la ligne,

d_{TCSC} – longueur totale (km) entre le terminal B et le TCSC.

Les courants de transfert du terminal B (bus B) au point final (Y) à l'entrée de la ligne section B (la section de la ligne saine B-Y) exprimées en termes des composantes symétriques par la formule suivante :

$$I_{Yi} = [-\sinh(\gamma_i(l - d_{TCSC}))V_{Bi}] / Z_{ciL} + \cosh(\gamma_i(l - d_{TCSC}))I_{Bi} \quad (V.12)$$

S'il n'y a pas de défaut interne dans le banc de compensation TCSC, nous avons des courants identiques des deux côtés du banc de compensation et nous pouvons écrire l'équation suivante :

$$I_{Xi} = I_{Yi} \quad (V.13)$$

En revanche, sur les deux côtés de la banque de compensation TCSC, il existe une tension différente due à la présence de chute de tension à travers le TCSC. Ces chutes de tension peuvent être calculées en utilisant l'équation (IV.12) (chapitre IV).

Après le calcul des chutes de tension dans le TCSC, les tensions de transfert au point X peuvent être calculées par la formule suivante :

$$V_{Xi} = V_{Yi} - V_{TCSCi} \quad (V.14)$$

Ensuite, en utilisant ces signaux de transfert (V.11), (V.12), les composantes symétriques des tensions et courants mesurés par le relais A situé au jeu de barres A (V_{Ai} , I_{Ai}). La tension au point de défaut (FA) est exprimée comme suit :

$$V_{FAi}^A = V_{Ai} \cosh(\gamma_i d_A) - Z_{ciL} I_{Ai} \sinh(\gamma_i d_A) \quad (V.15)$$

$$V_{FAi}^X = V_{Xi} \cosh(\gamma_i(d_{TCSC} - d_A)) - Z_{ciL} I_{Xi} \sinh(\gamma_i(d_{TCSC} - d_A)) \quad (V.16)$$

Après avoir pris en considération les fonctions trigonométriques suivantes :

$$\cosh(\gamma_i(d_{TCSC} - d_A)) = \cosh(\gamma_i d_{TCSC}) \cosh(\gamma_i d_A) - \sinh(\gamma_i d_{TCSC}) \sinh(\gamma_i d_A) \quad (V.17)$$

$$\sinh(\gamma_i(d_{TCSC} - d_A)) = \sinh(\gamma_i d_{TCSC}) \cosh(\gamma_i d_A) - \cosh(\gamma_i d_{TCSC}) \sinh(\gamma_i d_A) \quad (V.18)$$

Ensuite, en effectuant d'autres réarrangements, la formule (V.16) peut être présentée comme suit :

$$\mathbf{V}_{FAi}^X = G_i \cosh(\gamma_i d_A) + H_i \sinh(\gamma_i d_A) \quad (V.19)$$

Où :

$$G_i = \mathbf{V}_{Xi} \cosh(\gamma_i d_{TCSC}) - Z_{ciL} I_{Xi} \sinh(\gamma_i d_{TCSC}) \quad (V.20)$$

$$H_i = -\mathbf{V}_{Xi} \sinh(\gamma_i d_{TCSC}) + Z_{ciL} I_{Xi} \cosh(\gamma_i d_{TCSC}) \quad (V.21)$$

Les tensions de l'équation (V.15) et (V.16), présentes au même point de défaut (F), doivent être comparées:

$$\mathbf{V}_{FAi}^A = \mathbf{V}_{FAi}^X \quad (V.22)$$

L'exécution d'une telle comparaison conduit à l'obtention :

$$M_i \sinh(\gamma_i d_A) + N_i \cosh(\gamma_i d_A) = 0 \quad (V.23)$$

Où :

$$M_i = \mathbf{V}_{Xi} \sinh(\gamma_i d_{TCSC}) - Z_{ciL} I_{Xi} \cosh(\gamma_i d_{TCSC}) - Z_{ciL} I_{Ai} \quad (V.24)$$

$$N_i = \mathbf{V}_{Xi} \cosh(\gamma_i d_{TCSC}) - Z_{ciL} I_{Xi} \sinh(\gamma_i d_{TCSC}) - \mathbf{V}_{Ai} \quad (V.25)$$

A partir de l'équation (V.23) on obtient la formule générale pour le calcul de la distance du défaut :

$$d_A = \frac{1}{\gamma_i} \tanh^{-1} \left[\frac{\mathbf{V}_{Xi} \cosh(\gamma_i d_{TCSC}) - Z_{ciL} I_{Xi} \sinh(\gamma_i d_{TCSC}) - \mathbf{V}_{Ai}}{\mathbf{V}_{Xi} \sinh(\gamma_i d_{TCSC}) - Z_{ciL} I_{Xi} \cosh(\gamma_i d_{TCSC}) - Z_{ciL} I_{Ai}} \right] \quad (V.26)$$

Après avoir calculée la distance de défaut par l'équation (V.26), la résistance de défaut peut être déterminée en fonction du type de défaut par les formules suivantes [67] :

- Défauts monophasés (a-T) et défauts triphasés :

$$R_{FA} = \text{real}[(V_{FA_a}^A) / (I_{FA_a}^A + I_{FX_a}^X)] \quad (\text{V.27})$$

- Défauts biphasés sans terre (a-c)

$$R_{FA} = \text{real}[(V_{FA_a}^A - V_{FA_c}^A) / ((I_{FA_a}^A - I_{FA_c}^A) + (I_{FX_a}^X - I_{FX_c}^X))] \quad (\text{V.28})$$

- Défauts biphasés avec terre (a-c-T):

$$R_{FA} = \text{real}[(V_{FA_a}^A + V_{FA_c}^A) / ((I_{FA_a}^A + I_{FA_c}^A) + (I_{FX_a}^X + I_{FX_c}^X))] \quad (\text{V.29})$$

V.4.2. Sous-programme SP_B

Le schéma équivalent des trois séquences (directe, inverse et homopolaire) de la ligne compensée par TCSC est présenté dans la figure V.5.

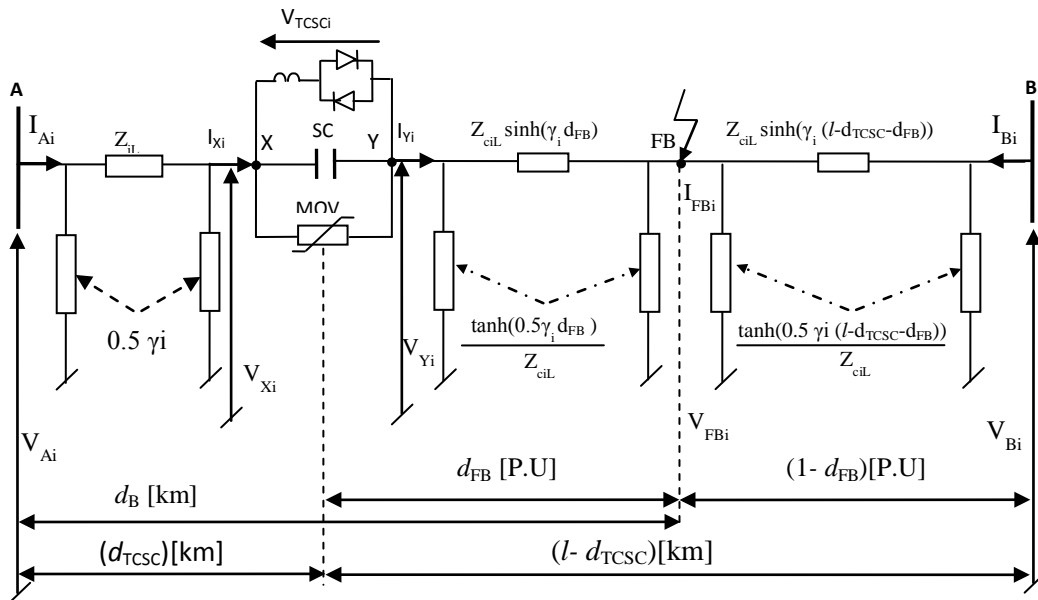


Figure.V.5. Circuits équivalents des composantes symétriques de la ligne électrique avec compensation TCSC en défaut (dans la section A).

Le sous-programme SP_B est conçu pour localiser les défauts dans la section de ligne B (défauts après la banque de compensation TCSC). Pour dériver l'algorithme de localisation, il faut d'abord définir les signaux tensions au point de transfert X (à l'entrée du TCSC) en tenant compte du modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes. Ces signaux sont exprimés en termes des composants symétriques des tensions et des courants mesurés respectivement à l'extrémité A.

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

$$V_{Xi} = \cosh(\gamma_i(d_{TCSC}))V_{Ai} - Z_{ciL} \sinh(\gamma_i(d_{TCSC}))I_{Ai} \quad (V.30)$$

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

$$I_{Xi} = [-\sinh(\gamma_i d_{TCSC})V_{Ai}] / Z_{ci} + \cos(\gamma_i d_{TCSC})I_{Ai} \quad (V.31)$$

S'il n'y a pas de défaut interne dans le banc de compensation TCSC, nous avons des courants identiques des deux côtés du banc de compensation et nous pouvant écrire l'équation suivante :

$$I_{Yi} = I_{Xi} \quad (V.32)$$

En revanche, sur les deux côtés de la banque de compensation TCSC, il existe une tension différente due à la présence de chute de tension à travers le TCSC. Ces chutes de tension peuvent être calculées en utilisant l'équation (IV.12) (chapitre IV).

Après le calcul des chutes de tension dans le TCSC, les tensions de transfert au point Y (début de la section B de la ligne) peuvent être calculées par la formule suivante :

$$V_{Yi} = V_{Xi} - V_{TCSCi} \quad (V.33)$$

Ensuite, en utilisant ces signaux de transfert (V.30), (V.31), les composantes symétriques des tensions et courants mesuré par le relais B situé au jeu de barres B (V_{Bi} , I_{Bi}). La tension au point de défaut (FB) est exprimée comme suit :

$$V_{FBi}^B = V_{Bi} \cosh(\gamma_i(l - d_{TCSC}) - d_{FB}) - Z_{ciL} I_{Bi} \sinh(\gamma_i(l - d_{TCSC}) - d_{FB}) \quad (V.34)$$

$$V_{FBi}^Y = V_{Yi} \cosh(\gamma_i d_{FB}) - Z_{ciL} I_{Yi} \sinh(\gamma_i d_{FB}) \quad (V.35)$$

Ensuite, en suivant les mêmes étapes décrites dans le sous-programme SP_A (équation (V.17) jusqu'à (V.25) on obtient la formule générale pour le calcul de la distance du défaut :

$$d_{FB} = \frac{1}{\gamma_i} \tanh^{-1} \left[\frac{V_{Yi} \cosh(\gamma_i(l - d_{TCSC})) - Z_{ciL} I_{Yi} \sinh(\gamma_i(l - d_{TCSC})) - V_{Bi}}{V_{Yi} \sinh(\gamma_i(l - d_{TCSC})) - Z_{ciL} I_{Yi} \cosh(\gamma_i(l - d_{TCSC})) - Z_{ciL} I_{Bi}} \right] \quad (V.36)$$

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

- Défauts monophasés (a-T) et défauts triphasés :

$$R_{FB} = \text{real}[(V_{FB_a}^B) / (I_{FB_a}^B + I_{FY_a}^Y)] \quad (\text{V.37})$$

- Défauts biphasés sans terre (a-c)

$$R_{FB} = \text{real}[(V_{FB_a}^B - V_{FB_c}^B) / ((I_{FB_a}^B - I_{FB_c}^B) + (I_{FY_a}^Y - I_{FY_c}^Y))] \quad (\text{V.38})$$

- Défauts biphasés avec terre (a-c-T):

$$R_{FB} = \text{real}[(V_{FB_a}^B + V_{FB_c}^B) / ((I_{FB_a}^B + I_{FB_c}^B) + (I_{FY_a}^Y + I_{FY_c}^Y))] \quad (\text{V.39})$$

Après calcul de la distance de défaut d_{FB} par l'équation (V.36), la distance de défaut d_B ($d_{TCSC} < d_B < l$) peut être déterminée comme suit:

$$d_B = d_{TCSC} + d_{FB} \quad (\text{V.40})$$

d_B : distance de défaut de la borne A au point de défaut FB.

V.4.3. Sélection de la bonne solution

La même procédure de sélection utilisée dans le chapitre IV est appliquée pour cet algorithme.

V.4.4. Choix de mode approprié selon le type de défaut

En appliquant l'équation (V.26 et V.36), trois endroits de défaut peuvent être obtenus pour les différents composants modaux. La prochaine étape est de choisir l'endroit de défaut précis en choisissant le mode approprié 1, 2 et 3 selon la matrice de transformation, pour la transformation de Fortescue. Le mode 1 (direct) et 2 (inverse) sont valables pour traiter tous les types des défauts et concernent le mode 3 (qui correspondre au mode homopolaire), il est déconseillé à cause de l'impédance homopolaire de la ligne, que l'on considère comme le paramètre incertain. La sélection des distances de défaut appropriées aux modes n'est pas unique et change selon la matrice de transformation celle de Clarke ou de Karrenbauer, donc il faut être prudent.[67-68]

V.5. Evaluation des performances de l'algorithme

Pour évaluer les performances de l'algorithme le modèle de la ligne électrique avec compensation série avancé (TCSC) choisi pour la simulation est représentée dans la figure V.6. Ce modèle est composé de deux sources de 500 kV, une ligne de transmission de 300 km, compensée par TCSC installé au milieu de la ligne.

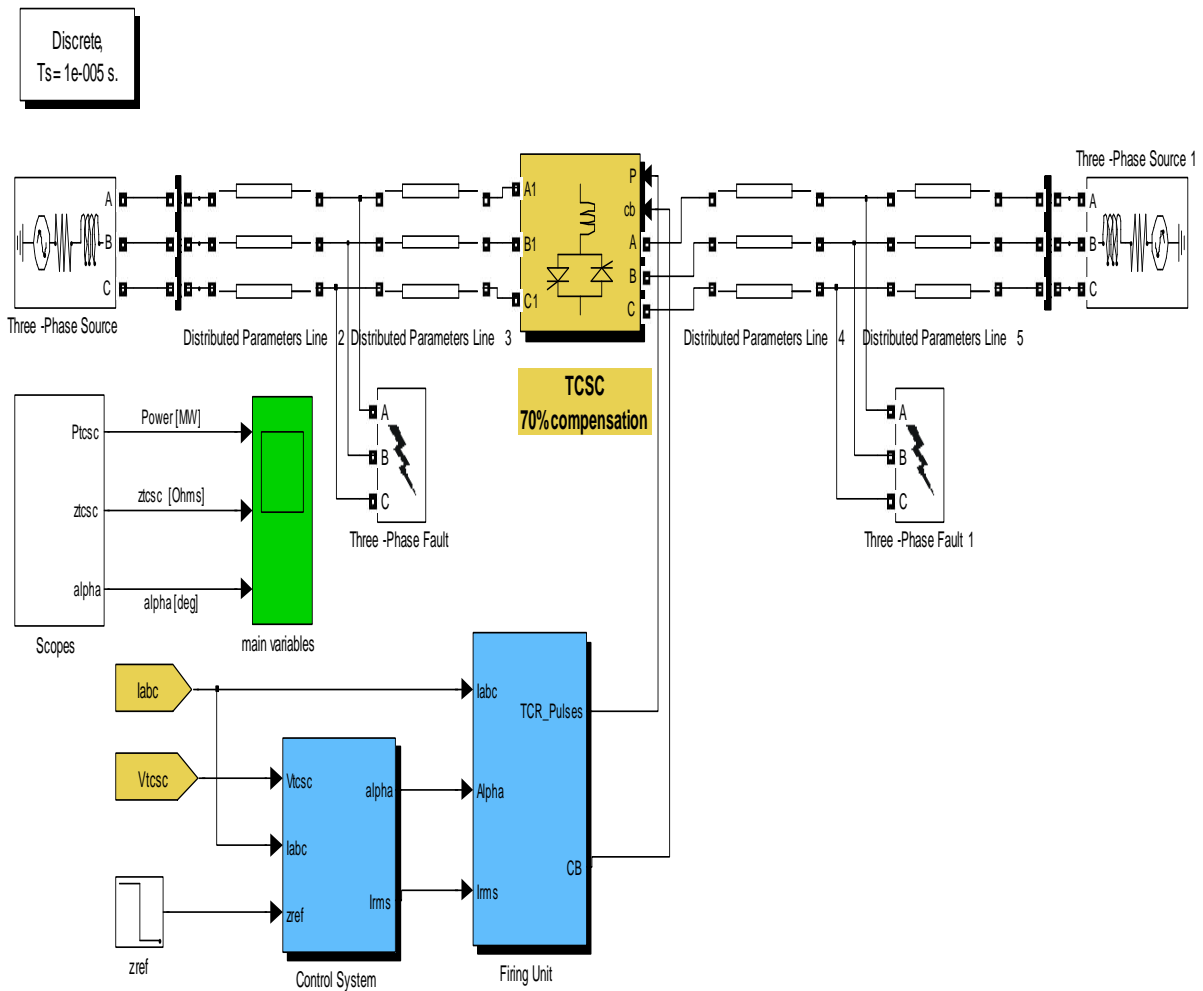


Figure.V.6 : Réseau simulé sur Simulink-Matlab.

Les paramètres du réseau sont donnés dans le tableau suivant :

Tableau V.1 : Paramètres du réseau.[73]

Composant :	Paramètres	
Ligne (AB)	l	300 km
	Z'_{1L}	$(0.01273+j0.352) \Omega/\text{km}$
	Z'_{0L}	$(0.3864+j1.5556) \Omega/\text{km}$
	C'_{1L}	15.28 nF/km
	C'_{0L}	9.3 nF/km
Compensation série	X_c	0.70 *de la réactance de la séquence positive de la ligne AB
	d_{TCSC}	$0.5 l_{AB}$
Caractéristique du MOV: $i_{MOV} = P \left(\frac{v_x}{V_{REF}} \right)^q$	P	2 kA
	V_{REF}	210 kV
	q	25
	TCR	17.4 mH
Sources A ($\varphi = 0^\circ$)	Z_{1SB}	$(1.3945+j15.9391) \Omega$
	Z_{0SB}	$(7.454+j27.818) \Omega$
Sources B ($\varphi = -10^\circ$)	Z_{1SB}	$(1.3945+j15.9391) \Omega$
	Z_{0SB}	$(7.454+j27.818) \Omega$

Pour le modèle du réseau de la figure V.6 le TCSC peut fonctionner en mode capacitif ou inductif, bien que ce dernier soit rarement utilisé dans la pratique. La résonance du TCSC est autour d'angle d'amorçage de 65° . Le mode capacitif est réalisé avec des angles d'amorçage entre 69° et 90° .

En mode capacitif, la gamme des valeurs d'impédances est approximativement entre 73.9Ω et 108Ω . Cette gamme correspond à la gamme de transfert de la puissance approximativement entre 685 et 1100 MW (70% de compensation).

Dans notre exemple de simulation (figure. V.7), le transfert de la puissance est autour de 330 MW sans l'insertion du TCSC. L'introduction du TCSC, permettra une amélioration significative dans le niveau de transfert de la puissance active.

Le mode inductif correspond aux angles d'amorçage de 0° à 49° , et la plus basse impédance est obtenue à 0 . Dans ce mode, les impédances sont de 5.9Ω à 63.6Ω , ce qui correspond à des niveaux de transfert de puissance de 315 à 325 MW.

Avant 0.5 s, le TCSC est désactivé, le transfert de puissance est alors autour de 330 MW et l'impédance est à sa valeur la plus basse (5.9 ohms). A 0.5 s, le TCSC est activé. Au début, le TCSC est en mode de régulation capacitif est l'impédance de référence passe de 5.9Ω à 79.2Ω .

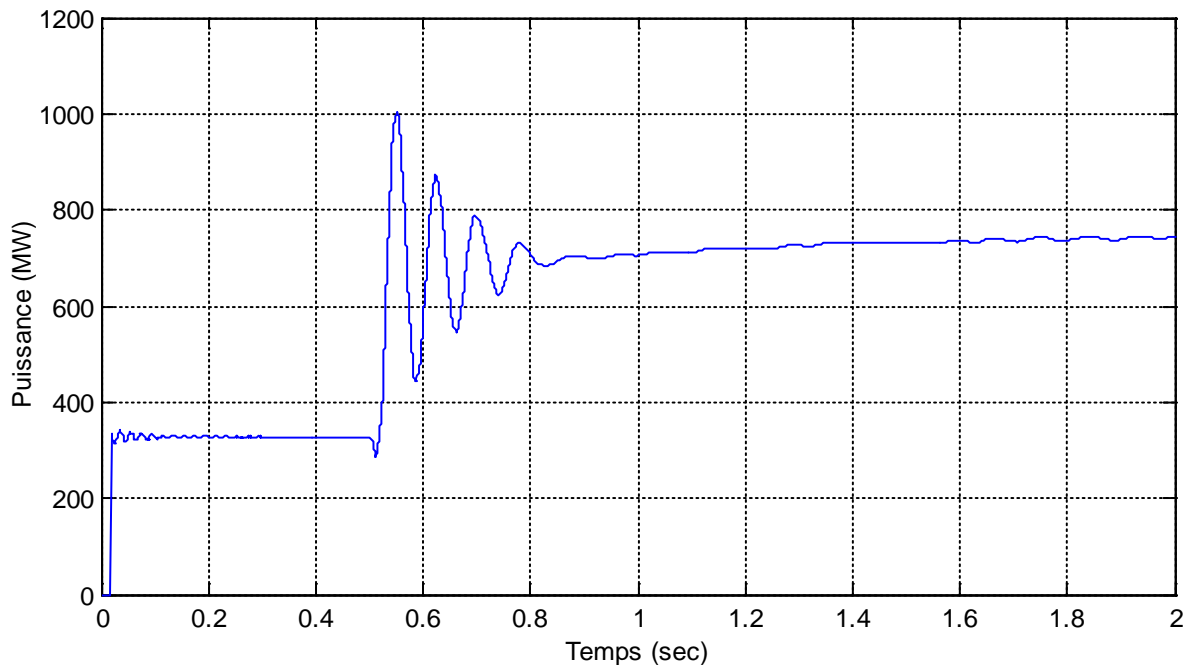


Figure.V.7 : Variation de la puissance en fonction du temps.

On voit alors (figure.V.7), que la puissance active augmente brusquement et atteint un pique correspond au régime transitoire puis diminue pour se stabiliser autour de 740 MW. Cette variation de la puissance active est due à l'action du régulateur pour ramener l'impédance de TCSC à sa valeur de référence de 79.2 ohms (figure.V.8). On constate sur la figure V.8, que l'angle d'amorçage passe après quelques oscillations de 90° à 78° .

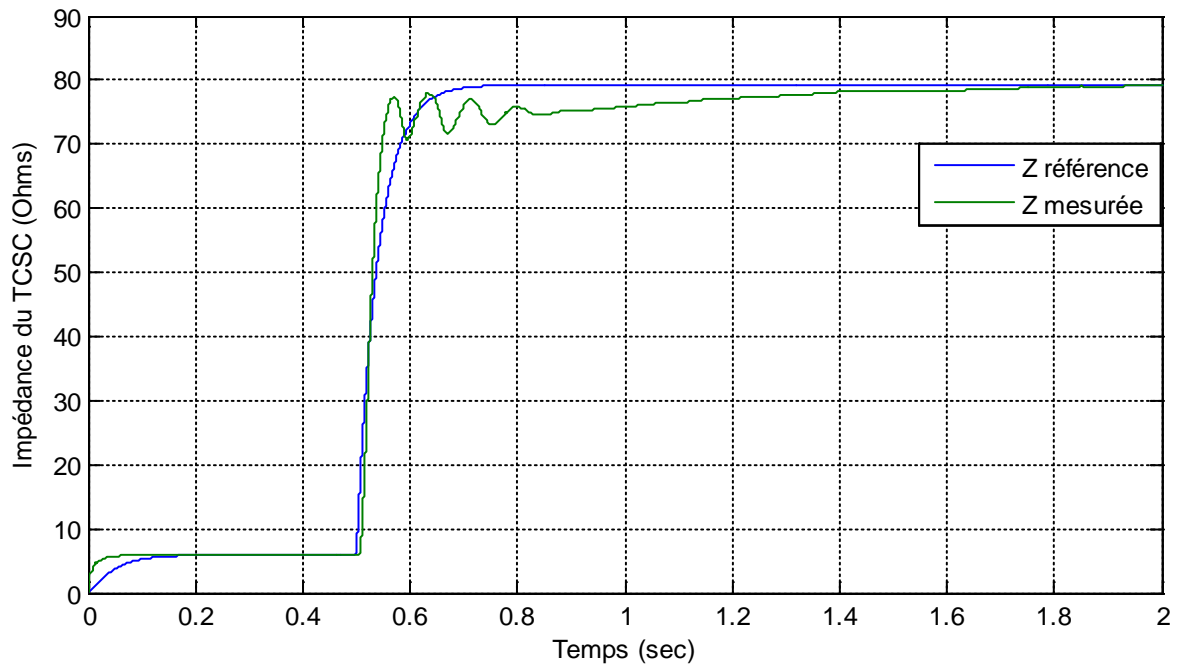


Figure.V.8 : L'impédance mesurée et de référence du TCSC.

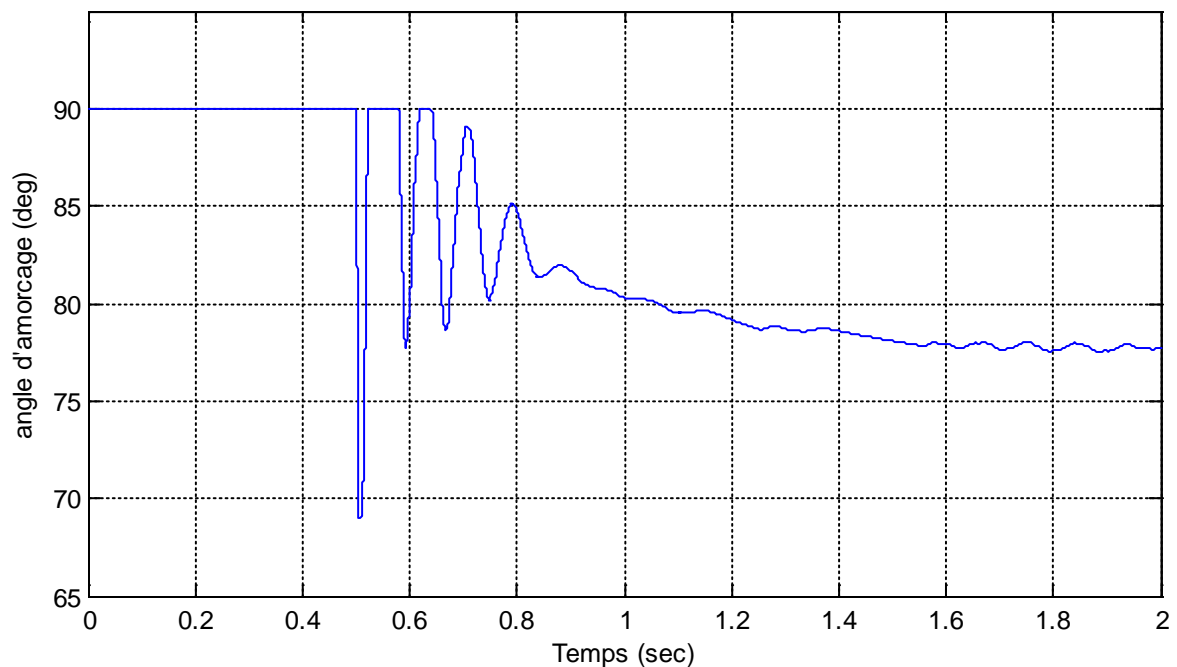


Figure.V.9 : L'angle d'amorçage du TCSC α .

Pour mieux comprendre le principe de fonctionnement de l'algorithme de localisation de défaut proposé est surtout la procedure de selection de la bonne solution on a proposé d'étudier deux exemple de défaut monophasé à la terre un sur la section A (exemple 1 - figure. V.10) et l'autre sur la section B (exemple 2 - figure. V.11).

Dans l'exemple 1 (figure. V.10), le cas suivant a été pris en compte: défaut monophasé entre la phase **a** et la terre dans la section A (défaut devant le TCSC) - distance de défaut par rapport à la borne A: $d_{FA} = 120$ km, angle d'amorçage du TCSC 78° , résistance de défaut : $R_{FA} = 10 \Omega$. Les résultats continus ont été moyennés dans la période de défaut (2040: 2060) ms.

Figure. V.10 affiche les tensions et les courants mesuré par les relais dans les jeux de barre A et B respectivement, les chutes de tensions à travers le TCSC, la comparaison entre la tension de la phase en défaut (phase a) estimée et simulée à travers le TCSC, l'estimation dynamique de la distance et la résistance de défaut.

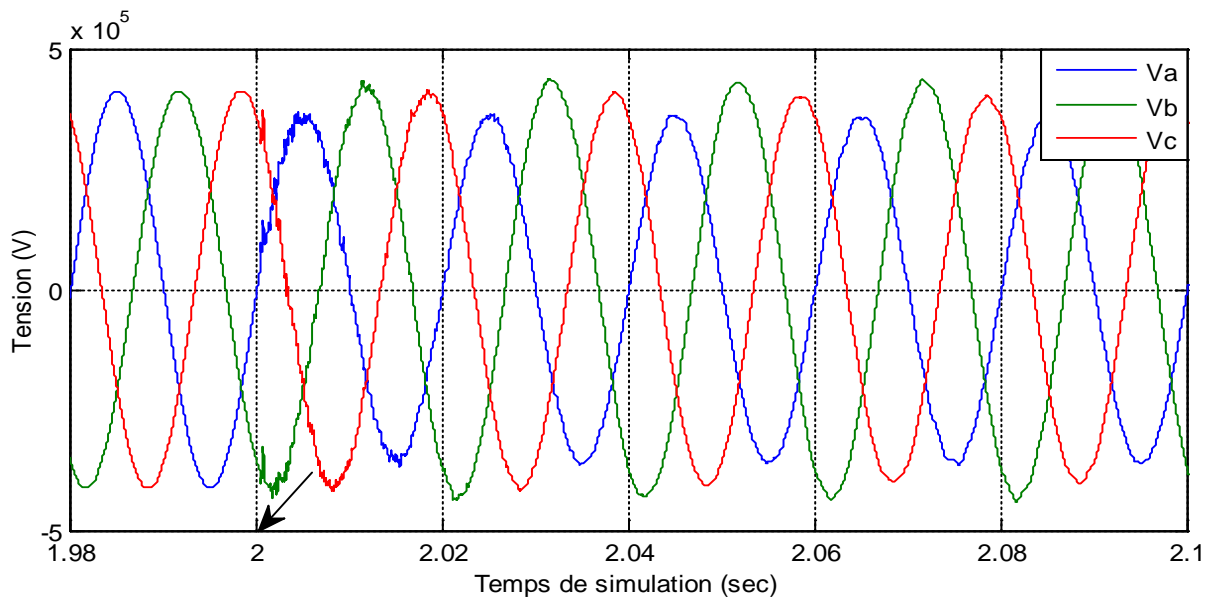


Figure.V.10a : Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

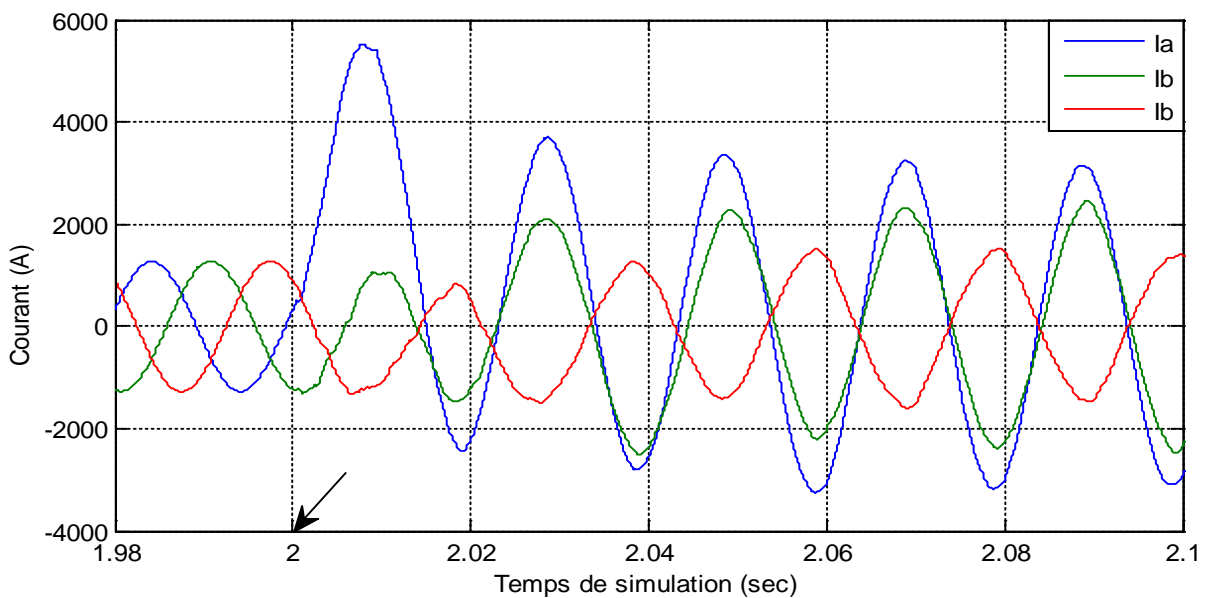


Figure.V.10b : Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres A.

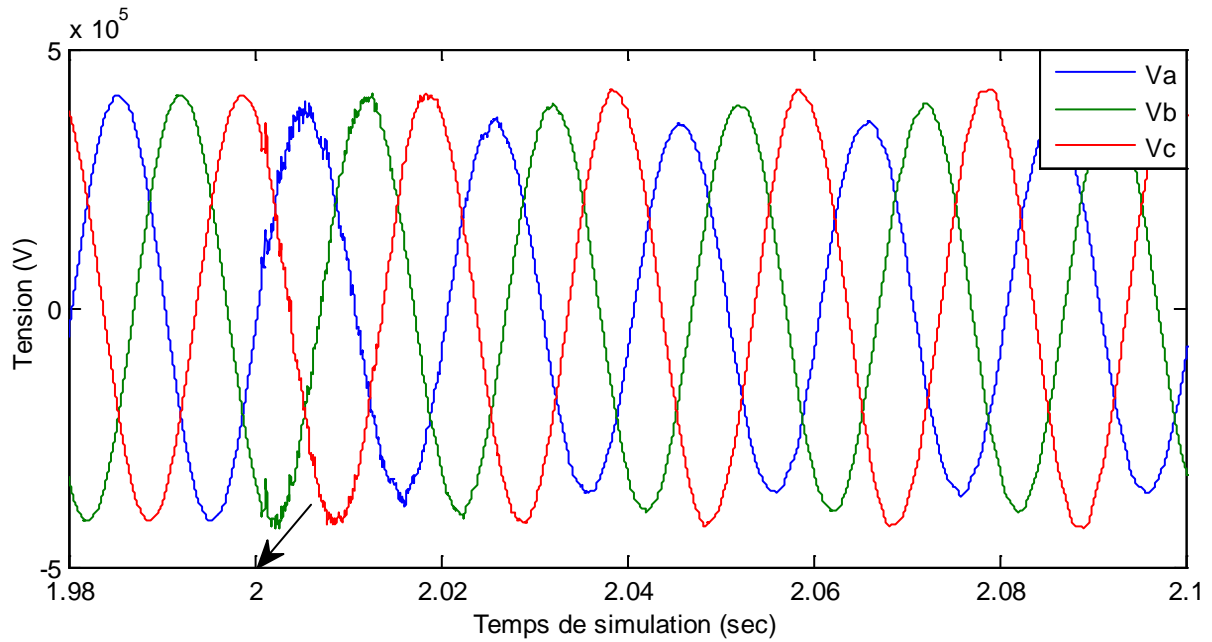


Figure.V.10c : Tensions des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres B.

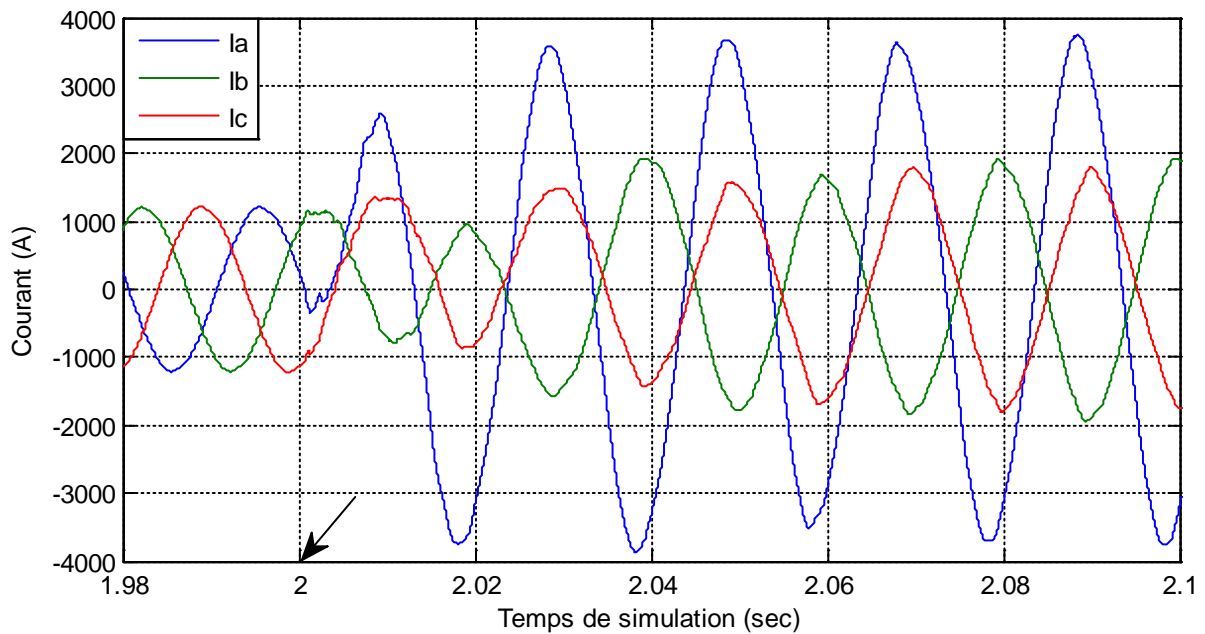


Figure.V.10d : Courants des trois phases de la ligne en défaut au jeu de barres B.

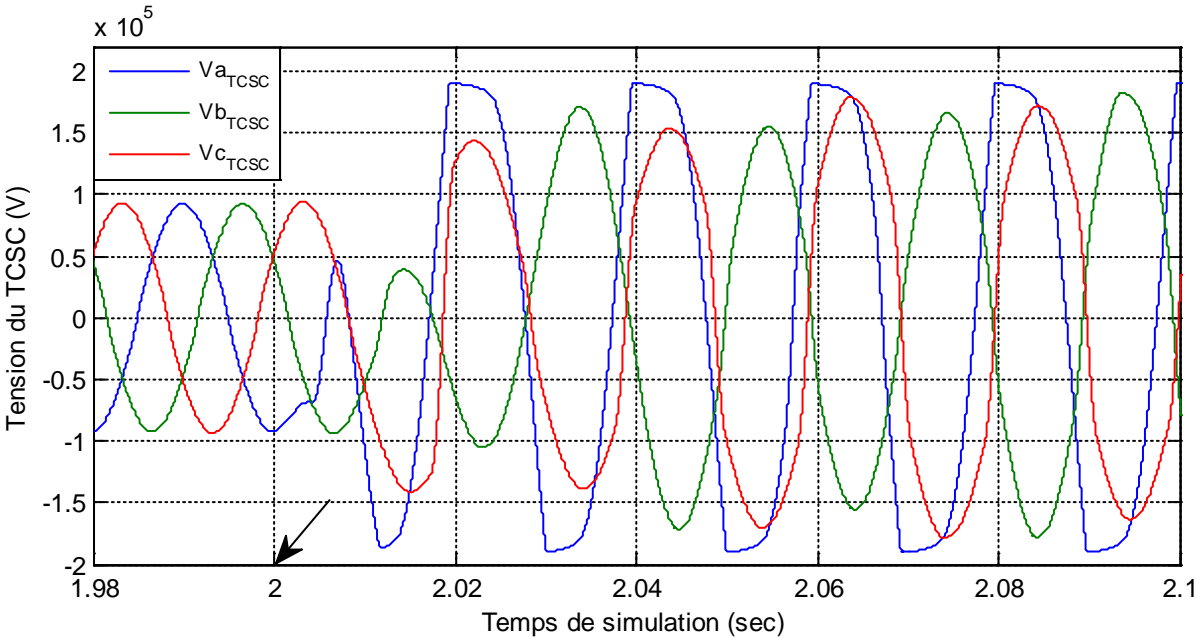


Figure.V.10e : Chute de tension des trois phases à travers le TCSC.

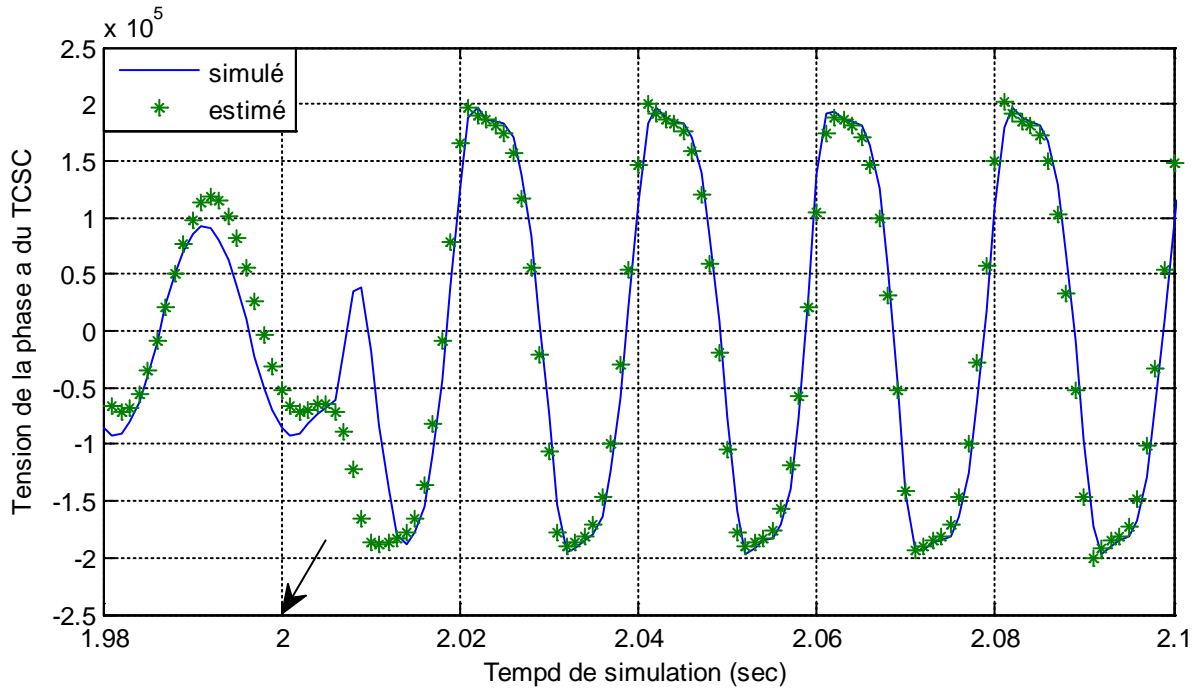


Figure.V.10f : la chute de tension à travers le TCSC de la phase en défaut (phase a) estimée et simulée.

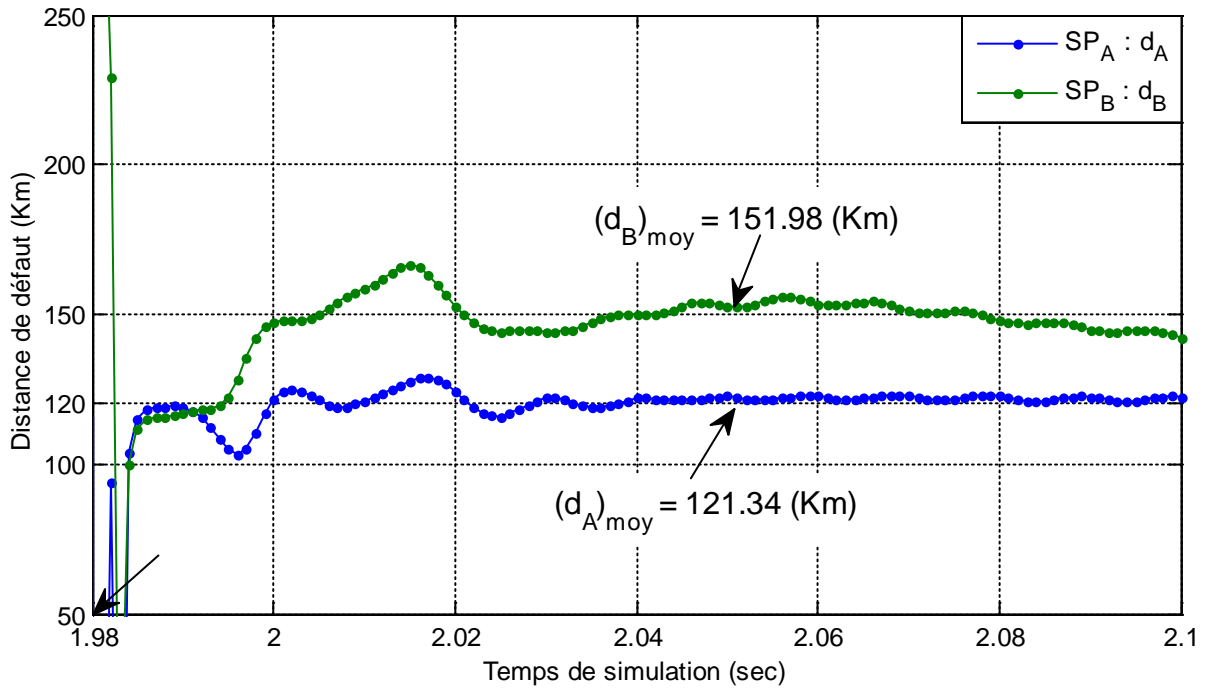


Figure.V.10g : la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).

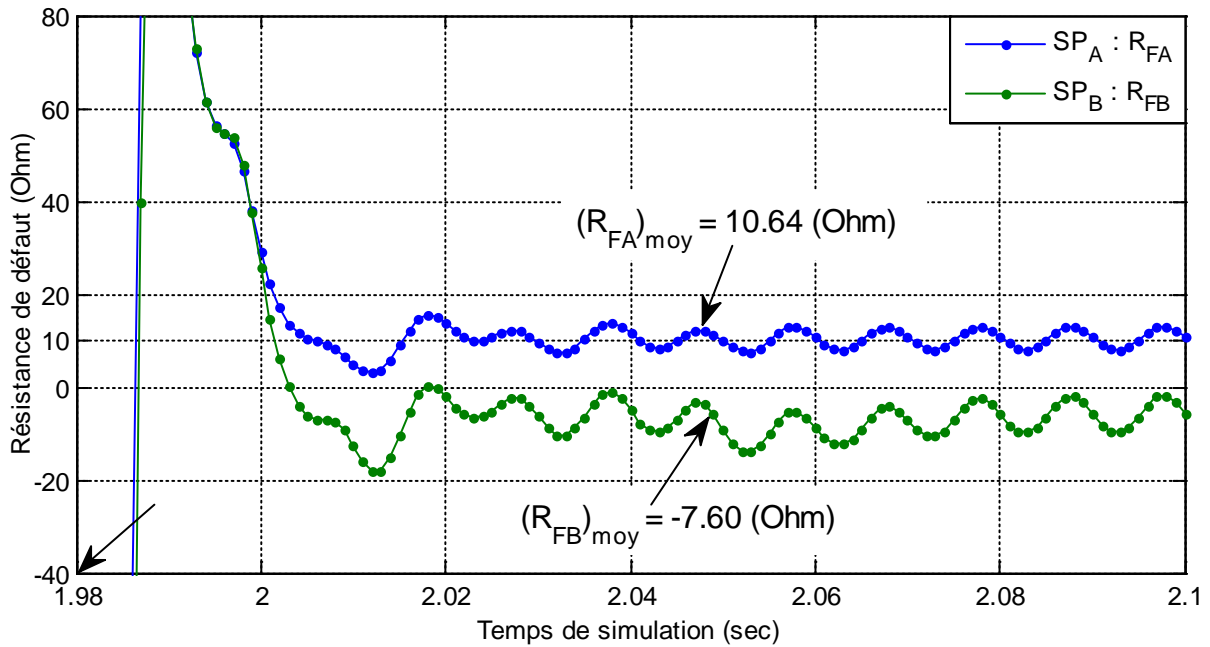


Figure.V.10h: la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).

Figure.V.10 : l'exemple 1 : défaut monophasé a-T dans la section A (défaut devant le TCSC, $d_{FA} = 120$ km, $R_{FA} = 10 \Omega$).

Les deux sous-programmes indiquent que le défaut se produit dans leurs sections de ligne:

Le sous-programme SP_A estime:

Distance de défaut 121.34 (km), résistance de défaut 10.64 (Ω)

Le sous-programme SP_B estime:

Distance de défaut 151,98 (km), résistance de défaut -7,60 (Ω)

En appliquant la procédure de sélection (section IV.3.6 chapitre IV), le sous-programme SP_A donne l'estimation finale de la distance de défaut 121,34 (km) et la résistance de défaut de 10,64 (Ω). Il faut noter que seul le sous-programme SP_A fournit le résultat dans sa section avec une résistance de défaut positive tandis que le sous-programme SP_B donne une distance de défaut dans sa section avec une résistance de défaut négative donc il est rejeté.

Dans l'exemple 2 (figure. V.11), le cas suivant a été pris en compte: défaut monophasé entre la phase **a** et la terre dans la section B (défaut après le TCSC) - distance de défaut par rapport à la borne A: $d_{FB} = 290$ km, angle d'amorçage du TCSC 78° , résistance de défaut : $R_{FA} = 10 \Omega$.

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

Le sous-programme SP_A estime:

Distance de défaut 265,61 (km), résistance de défaut 20,07 (Ω)

Le sous-programme SP_B estime:

Distance de défaut 289,08 (km), résistance de défaut 10,64 (Ω)

En utilisant l'algorithme de sélection, le sous-programme SP_B donne l'estimation finale de la distance de défaut 289,08 (km) et la résistance de défaut de 10,64 (Ω). Il est intéressant de noter que seul le sous-programme SP_B fournit le résultat dans sa section avec une résistance de défaut positive tandis que le sous-programme SP_A donne une distance de défaut hors de sa section (la distance estimée est de 265.61 (Km) et la section A est entre 0 et 150 (km)) donc il est rejeté.

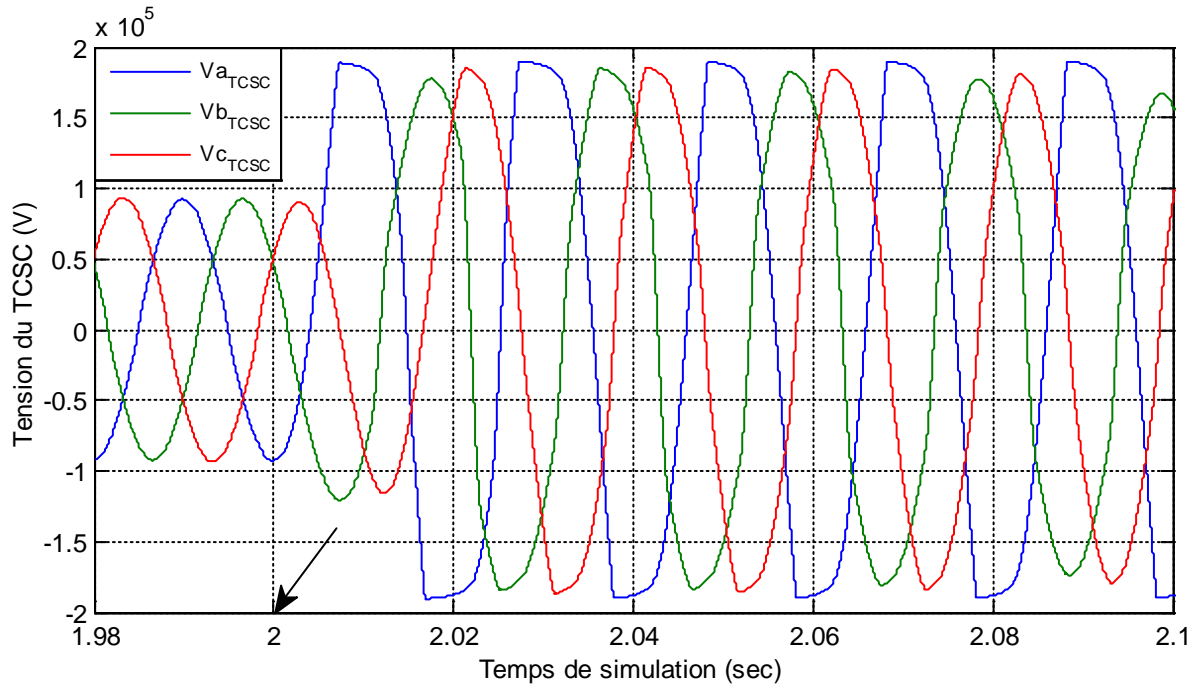


Figure.V.11a : Chute de tension des trois phases à travers le TCSC.

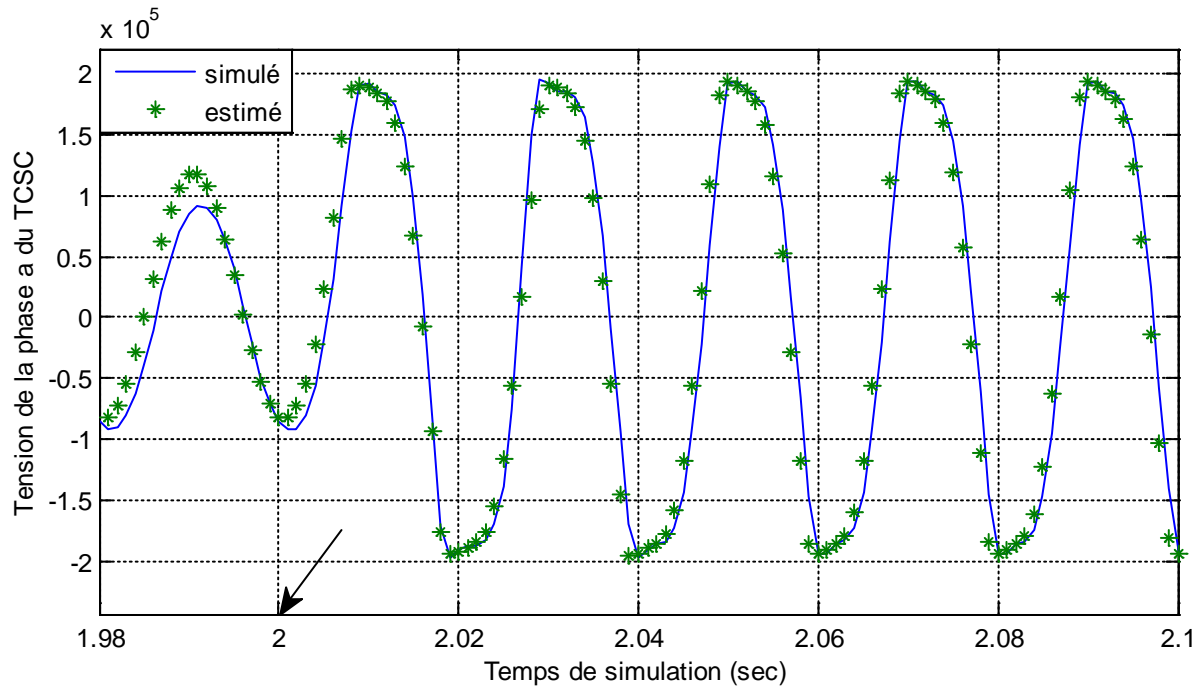


Figure.V.11b : la chute de tension à travers le TCSC de la phase en défaut (phase a) estimée et simulée.

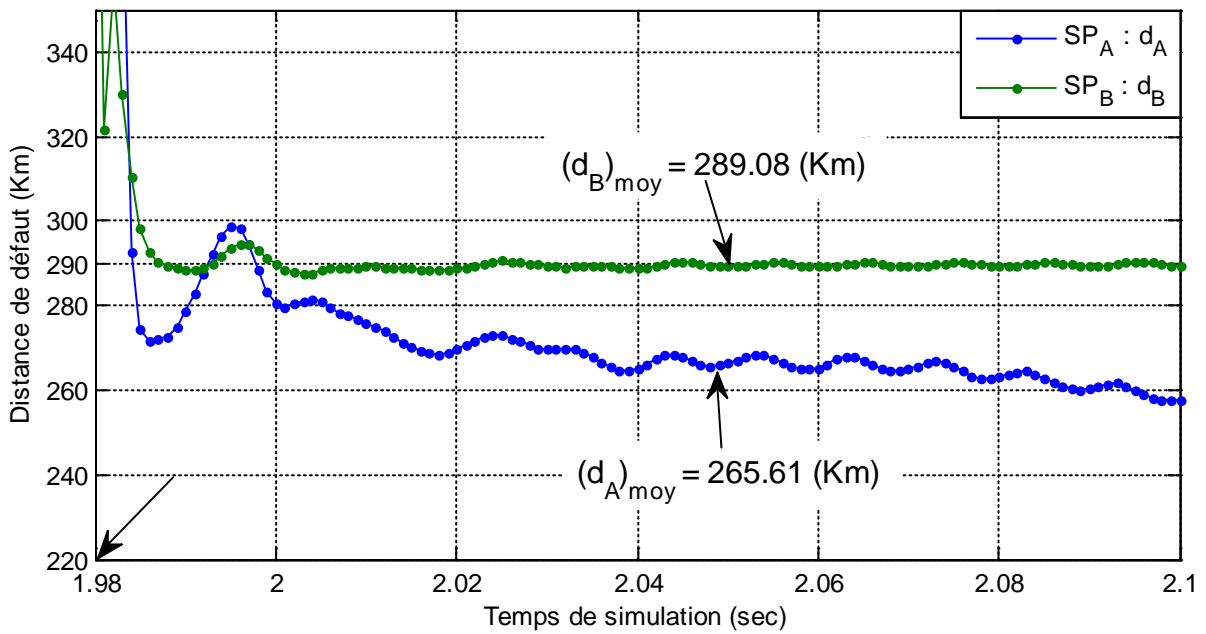


Figure.V.11c : la distance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).

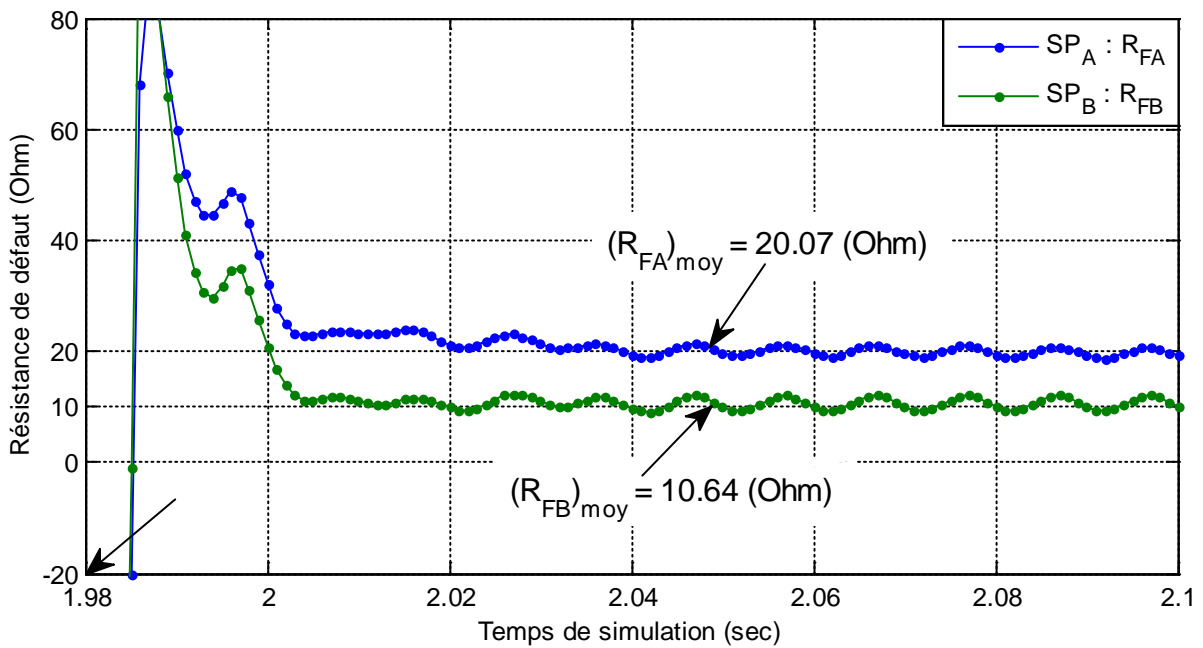


Figure.V.11d: la résistance de défaut calculé par les deux sous-programmes (SP_A, SP_B).

Figure.V.11 : l'exemple 2 : défaut monophasé a-T dans la section B (défaut après le TCSC, $d_{FB} = 290$ km, $R_{FB} = 10 \Omega$).

V.5.1. Défauts monophasés

Le tableau V.2 représente les valeurs de la distance et la résistance de défaut calculée (d , R_F) pour des défauts monophasés et les erreurs dans le calcul des distances des défauts e (%) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

Tableau V.2 : Valeurs de la distance de défaut monophasé calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R .

d_R (km)	$R_f = 0 \ \Omega$			$R_f = 15 \ \Omega$			$R_f = 30 \ \Omega$		
	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)
20	22.20	0.26	0.73	20.50	15.61	0.16	23.89	31.14	1.29
40	42.23	0.25	0.74	41.84	15.62	0.61	36.18	32.74	1.27
60	62.04	0.23	0.68	61.67	15.79	0.55	61.84	32.48	0.61
80	81.50	0.20	0.50	81.66	15.91	0.55	81.75	32.63	0.58
100	100.49	0.16	0.16	101.15	16.05	0.38	101.41	32.88	0.47
120	120.97	0.29	0.32	120.61	16.16	0.20	120.70	33.14	0.23
140	140.19	0.36	0.06	139.71	16.27	0.09	140.17	33.35	0.05
160	159.14	0.17	0.28	159.13	17.13	0.29	159.21	34.92	0.26
180	178.68	0.07	0.44	180.20	17.16	0.60	178.96	35.07	0.34
200	199.28	0.33	0.24	198.72	17.04	0.42	198.86	35.08	0.38
220	218.73	0.15	0.42	218.51	16.87	0.49	218.40	34.95	0.53
240	238.31	0.33	0.56	238.48	16.66	0.50	238.27	34.77	0.57
260	258.59	0.46	0.47	258.55	16.49	0.48	258.51	34.59	0.49
280	278.92	0.50	0.36	278.81	16.38	0.39	278.77	34.47	0.41

La figure V.12 représente les erreurs de localisation e (%) des défauts monophasés en fonction de l'endroit réel de défaut d_R en (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

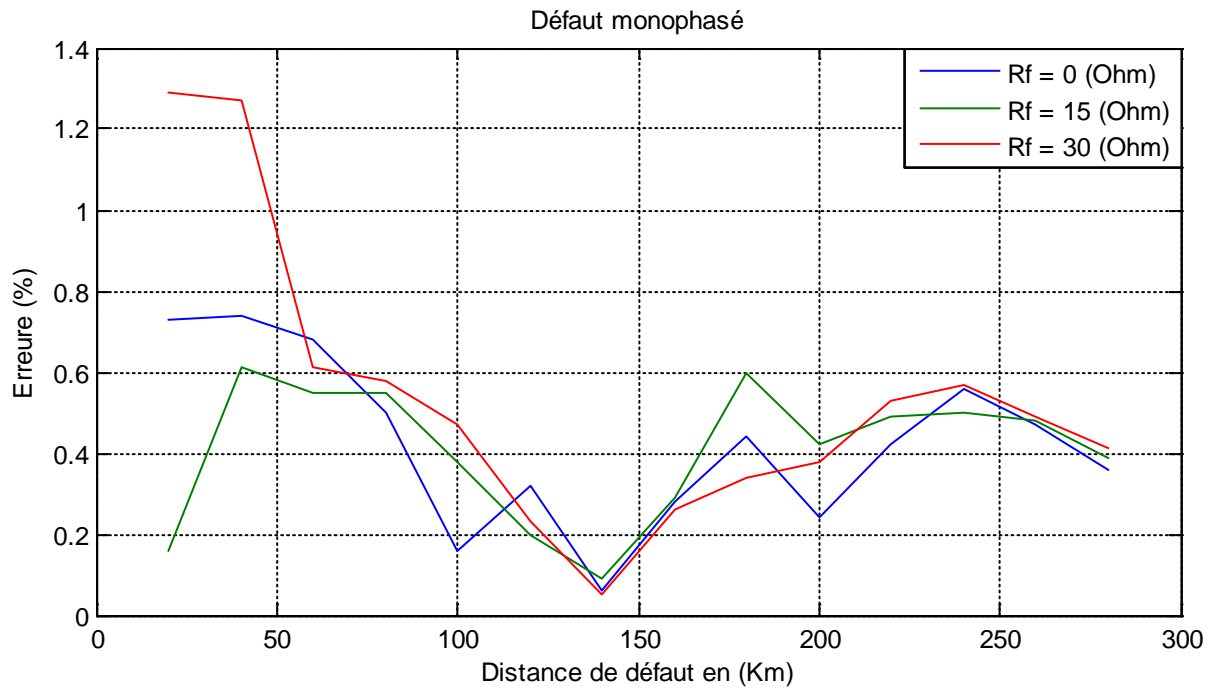


Figure.V.12 : Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f .

Pour les défauts monophasés on remarque que l'algorithme a donné de bons résultats avec une grande précision surtout au milieu de la ligne. L'algorithme est peu sensible à la résistance de défaut est l'erreur reste très faible même si sa valeur a atteint 1.29 %, qui est due aux erreurs de calcul de la chute de tension au borne du TCSC.

V.5.2. Défauts biphasés sans terre

Le tableau V.3 représente les valeurs de la distance et la résistance de défaut calculée (d , R_F) pour des défauts biphasés sans terre et les erreurs dans le calcul des distances des défauts e (%) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

Tableau V.3 : Valeurs de la distance de défaut biphasé sans terre calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R .

d_R (km)	$R_f = 0 \ \Omega$			$R_f = 15 \ \Omega$			$R_f = 30 \ \Omega$		
	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)
20	21.31	0.11	0.43	20.98	15.48	0.32	23.89	31.36	1.29
40	41.39	0.03	0.46	38.92	15.52	0.36	45.11	31.42	1.70
60	61.36	0.06	0.45	62.43	15.56	0.81	65.05	31.39	1.68
80	81.15	0.09	0.38	81.90	15.61	0.63	85.82	31.95	1.95
100	100.81	0.11	0.27	101.31	15.67	0.43	96.67	31.91	1.11
120	120.41	0.15	0.13	120.74	15.72	0.24	117.00	31.69	1.00
140	140.22	0.20	0.07	140.16	15.79	0.05	138.10	31.75	0.63
160	159.72	0.02	0.09	159.69	16.19	0.10	159.64	33.07	0.12
180	179.32	0.04	0.22	179.32	16.19	0.22	179.28	33.18	0.24
200	199.02	0.13	0.32	198.93	16.16	0.35	198.93	33.26	0.35
220	218.71	0.25	0.43	218.65	16.12	0.45	218.63	33.32	0.45
240	238.53	0.37	0.49	238.44	16.09	0.52	238.38	33.39	0.54
260	258.46	0.45	0.51	258.36	16.08	0.54	258.29	33.48	0.57
280	278.52	0.50	0.49	278.42	16.12	0.52	278.26	33.62	0.58

La figure V.13 représente les erreurs de localisation e (%) des défauts biphasés sans terre en fonction de l'endroit réel de défaut d_R en (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

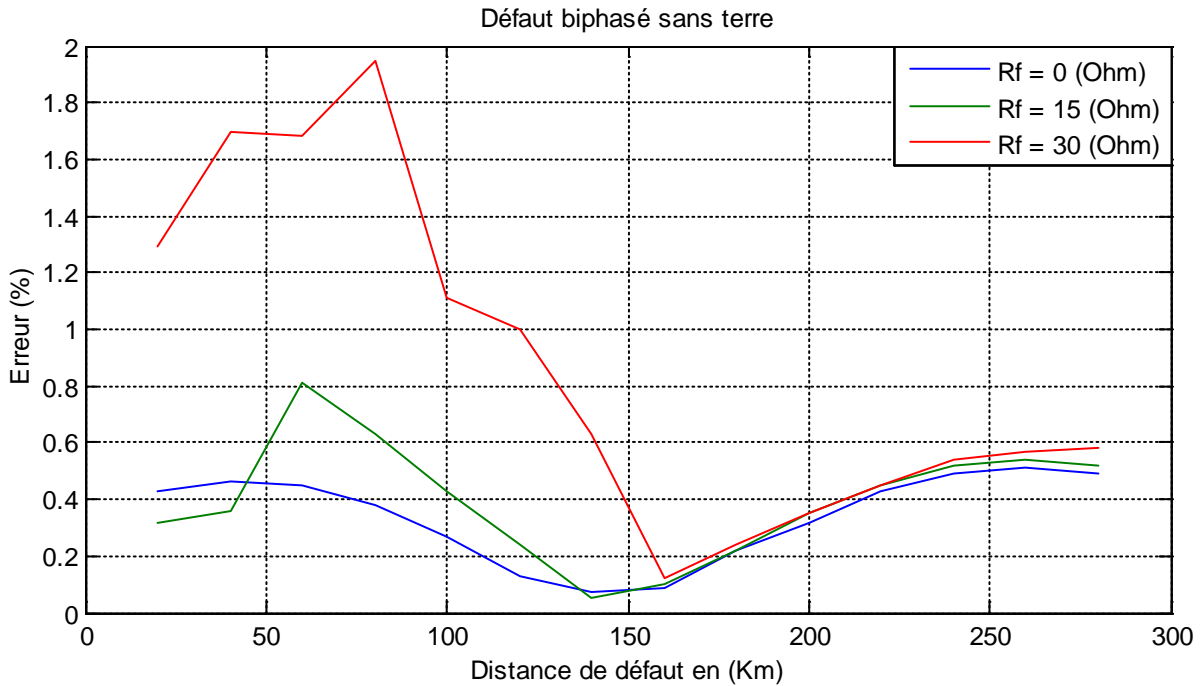


Figure.V.13 : Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f .

Pour les défauts biphasés sans terre on remarque que l'algorithme assure bien le calcul de la distance de défaut avec un degré de précision très acceptable. On remarque aussi que l'erreur dans la localisation des défauts augmente lorsque la résistance de défaut augmente et sa valeur est très faible au milieu de la ligne. Cette erreur est liée directement aux erreurs dues au calcul de la chute de tension au borne du TCSC et d'autres paramètres comme la résistance de défaut.

V.5.3. Défauts biphasés à la terre

Le tableau V.4 représente les valeurs de la distance et la résistance de défaut calculée (d , R_F) pour des défauts biphasés à la terre et les erreurs dans le calcul des distances des défauts e (%) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

Tableau V.4 : Valeurs de la distance de défaut biphasé à la terre calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R .

d_R (km)	$R_f = 0 \ \Omega$			$R_f = 15 \ \Omega$			$R_f = 30 \ \Omega$		
	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)
20	22.00	0.43	0.66	22.20	15.31	0.73	22.23	31.35	0.74
40	42.16	0.42	0.72	41.37	16.08	0.45	43.73	31.80	1.24
60	62.02	0.39	0.67	63.19	16.43	1.06	64.23	33.15	1.41
80	81.86	0.40	0.62	78.89	17.18	0.37	78.64	33.63	0.45
100	101.44	0.44	0.48	98.47	17.42	0.51	103.14	32.61	1.04
120	121.05	0.55	0.35	121.08	16.96	0.36	121.66	34.89	0.55
140	140.52	0.71	0.17	139.62	16.90	0.12	140.42	34.93	0.14
160	159.62	0.50	0.12	159.41	17.44	0.19	159.28	36.65	0.24
180	179.30	0.70	0.23	179.05	17.13	0.31	178.86	36.20	0.38
200	199.05	0.90	0.31	198.83	16.74	0.39	198.57	35.58	0.47
220	218.68	1.04	0.44	218.69	16.36	0.43	218.45	34.92	0.51
240	238.51	1.05	0.49	238.56	16.04	0.48	238.51	34.34	0.49
260	258.43	1.03	0.52	258.53	15.87	0.49	258.50	33.91	0.50
280	278.53	0.82	0.49	278.66	15.92	0.44	278.62	33.73	0.46

La figure V.14 représente les erreurs de localisation e (%) des défauts biphasés à la terre en fonction de l'endroit réel de défaut d_R en (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

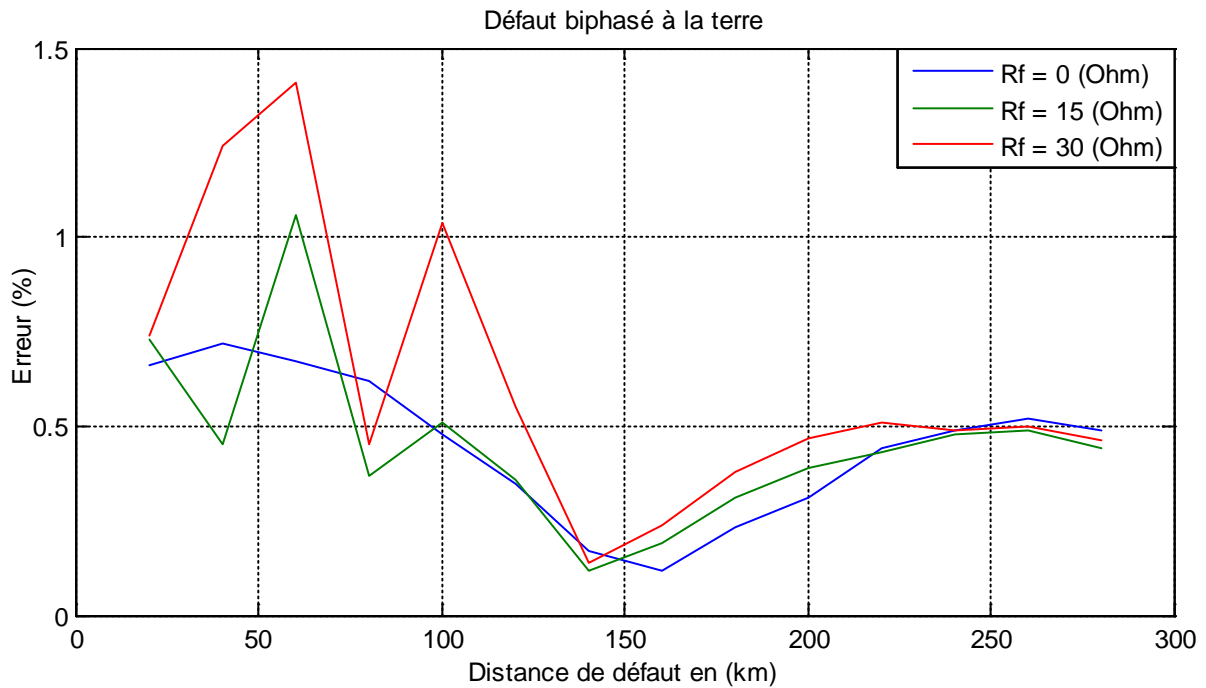


Figure.V.14 : Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f .

Pour les défauts biphasés à la terre l'algorithme donne de bons résultats avec une petite influence de la compensation surtout au début de la ligne pour une résistance de défaut $R_f = 30 \Omega$ où on a enregistré la valeur maximale de l'erreur (1.41 %).

V.5.4. Défauts triphasés

Le tableau V.5 représente les valeurs de la distance et la résistance de défaut calculée (d , R_F) pour des défauts triphasés et les erreurs dans le calcul des distances des défauts e (%) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

Tableau V.5 : Valeurs de la distance de défaut triphasé calculée d (km) et l'erreur e (%) en fonction de la distance de défaut réelle d_R .

d_R (km)	$R_f = 0 \ \Omega$			$R_f = 15 \ \Omega$			$R_f = 30 \ \Omega$		
	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)	d (km)	R_F (Ω)	e (%)
20	17.89	0.04	0.70	14.01	15.66	1.99	12.45	31.75	2.51
40	37.81	0.04	0.73	34.76	15.69	1.74	32.81	31.98	2.39
60	57.91	0.03	0.69	55.82	15.69	1.39	52.70	32.11	2.43
80	78.20	0.01	0.60	76.76	15.68	1.08	73.58	32.26	2.14
100	98.58	0.04	0.47	97.79	15.74	0.73	95.16	32.31	1.62
120	119.08	0.10	0.30	118.74	15.73	0.42	117.01	32.26	0.99
140	139.62	0.17	0.12	139.71	15.74	0.09	138.79	32.23	0.40
160	160.42	0.01	0.14	160.58	16.17	0.19	160.69	33.10	0.23
180	180.99	0.03	0.33	181.39	16.24	0.46	181.70	33.35	0.56
200	201.51	0.09	0.50	202.15	16.28	0.71	202.67	33.56	0.89
220	221.91	0.19	0.63	222.83	16.29	0.94	223.59	33.74	1.19
240	242.20	0.28	0.73	243.38	16.28	1.12	244.41	33.90	1.47
260	262.30	0.38	0.76	263.78	16.28	1.26	265.08	34.06	1.69
280	282.20	0.45	0.73	283.98	16.31	1.32	285.56	34.25	1.85

La figure V.15 représente les erreurs de localisation e (%) des défauts triphasés en fonction de l'endroit réel de défaut d_R en (km) pour différentes valeurs de la résistance de défaut R_f .

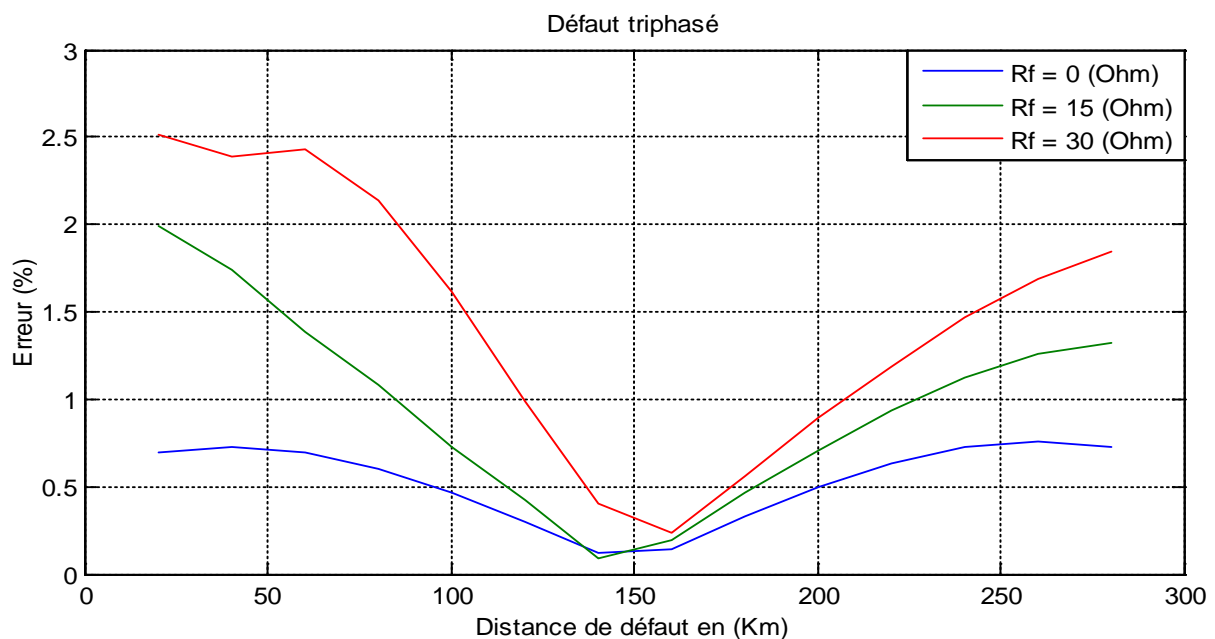


Figure.V.15 : Les erreurs de localisation e (%), en fonction de l'endroit réel de défaut d_R (km) pour différents valeurs de la résistance de défaut R_f .

Pour les défauts triphasés on peut dire que l'algorithme assure le calcul de la distance de défaut avec un degré de précision moins par rapport aux défauts précédents. L'algorithme est très sensible à la résistance de défaut R_f et l'erreur reste très acceptable même pour des grandes valeurs de la résistance de défaut ($R_f = 30$) et sa valeur maximale ne dépasse pas les 2.5 %. La présence d'un banc de compensation TCSC influe sur la précision dans la localisation de défaut.

V.6. Conclusion

Dans ce chapitre nous avons présenté une approche de localisation de l'endroit de défaut dans les lignes électrique avec compensation série avancé (TCSC). Cette approche utilise les mesures synchronisées des deux extrémités de la ligne et profite des avantages de la technologie numérique et les relais numériques qui sont aujourd'hui disponible et peuvent facilement être appliqué pour l'analyse des systèmes en défaut. Cette dernière est basée sur le modèle de la ligne à paramètres distribués et les équations des télégraphistes en utilisant la transformation modale. L'algorithme est indépendant à la résistance de défaut, de l'impédance de la source et du courant de pré-défaut. De plus, le volume des données communiquées entre les relais est suffisamment petit pour être facilement transmis en utilisant un canal numérique de protection.

Les tests appliqués révèlent de très bons résultats même si nous avons enregistré quelques erreurs dues à la résistance de défaut et à la présence d'un banc de compensation TCSC.

Conclusion générale

Le développement récent des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) 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). 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. Le compensateur série à thyristors (TCSC) est un membre important de la famille FACTS capable de modifier en continu l'impédance de la ligne de transmission et le courant de charge. Il a un grand potentiel d'application pour réguler avec précision le flux de puissance sur une ligne de transmission, amortissant l'oscillation de puissance interzonales, atténuant la résonance et améliorant la stabilité transitoire.

Cependant, la localisation de l'emplacement de défaut et la protection des lignes avec des systèmes de compensation TCSC sont considérés comme l'une des tâches les plus difficiles pour les fabricants des relais et les ingénieurs de services publics. À cette fin, différents algorithmes ont été développés dans cette thèse pour obtenir une meilleure évaluation de la distance du défaut selon les données extraites d'une seule ou des deux extrémités de la ligne.

Ce travail a été développé suivant deux étapes séquentielles.

La première partie a été consacrée à la présentation d'une nouvelle approche qui utilise seulement des données extraites à partir d'une seule extrémité de la ligne. Cette particularité facilite l'exécution et le développement de cette approche, car on n'a besoin d'aucune information de l'autre extrémité. L'approche est basée sur la modification de la méthode de l'impédance apparente en utilisant une formule de premier ordre très simple. Cette nouvelle méthode est indépendante de la résistance du défaut, des courants de l'autre extrémité de la ligne, de l'impédance de la source et du courant de pré-défaut. Ainsi les effets de la banque de compensation TCSC et de la varistance (MOV) qui agissent sur la précision de la localisation du défaut sont compensés. L'algorithme est composé de deux sous-programmes. L'un d'eux est pour les défauts après le TCSC et l'autre pour les défauts avant le TCSC. Les considérations sont d'abord concentrées sur le calcul de la chute de tension à travers le TCSC avec une procédure itérative. Après calcul de la chute de tension et l'application de ces sous-

programmes, nous obtiendrons deux solutions pour l'endroit de défaut. Ensuite, une procédure spéciale pour sélectionner la bonne solution est utilisée. L'approche proposée a été évaluée par l'intermédiaire de la simulation numérique en utilisant le logiciel MATLAB. Les résultats d'essai ont prouvé une exécution satisfaisante et une précision acceptable que soit pour le calcul de la chute de tension ou de la distance de défaut.

Dans la deuxième partie un algorithme qui utilise les données synchronisées des deux extrémités de la ligne est proposé. L'algorithme est basé sur les équations des télégraphistes en utilisant le modèle de la ligne à paramètres distribués et la transformation modale. Le but essentiel de cette dernière est de transformer un système d'équations couplées à un système d'équations découplées. Ce découplage était, par conséquent, une solution parfaite pour ces problèmes qui résultent de l'effet du couplage mutuel. De plus l'algorithme présente de nombreux avantages car on n'a pas besoin de déterminer le type du défaut, ni l'impédance de la source, ni du courant du pré-défaut. Les résultats d'essai confirment la validité et l'efficacité de l'approche proposée.

A.I. La transformée de Fourier

A.I.1. Introduction

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

A.I.2. Théorème de Fourier

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

$$f(t) = A_0 + A_1 \sin(2\pi t/T) + A_2 \sin(4\pi t/T) + \dots + A_n \sin(2\pi t/T) \quad (\text{A-1})$$

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

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

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

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

A.I.3. Transformation de Fourier Discrète

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

$$DFT[k] = \sum_{n=0}^{N-1} s[n] e^{\frac{-j2\pi kn}{N}} \quad (\text{A-2})$$

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

$$s[n] = s(nT_S) \quad (\text{A-3})$$

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

T_S : période d'échantillonnage.

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

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

$$\text{Re } DFT[k] = \sum_{n=0}^{N-1} s[n] \cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \quad (\text{A-4})$$

$$\text{Im } DFT[k] = -\sum_{n=0}^{N-1} s[n] \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \quad (\text{A-5})$$

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

$$\text{Re } DFT[1] = \sum_{n=0}^{N-1} s[n] \cos\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (\text{A-6})$$

$$\text{Im } DFT[1] = -\sum_{n=0}^{N-1} s[n] \sin\left(\frac{2\pi n}{N}\right) \quad (\text{A-7})$$

L'amplitude et la phase de la DFT [1] sont données respectivement par l'expressions (A-8) et (A-9) :

$$|DFT[1]| = \sqrt{\text{Re } DFT[1]^2 + \text{Im } DFT[1]^2} \quad (\text{A-8})$$

$$\text{Ang}(DFT[1]) = \text{Arc tan} \frac{\text{Im } DFT[1]}{\text{Re } DFT[1]} \quad (\text{A-9})$$

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

A.II. Transformation Modale

Pour les lignes électriques on utilise les matrices de la transformation modale suivantes :

- **Transformation de Clark :**

$$T = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & \sqrt{2} & 0 \\ 1 & \frac{-1}{\sqrt{2}} & \frac{\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \\ 1 & \frac{-1}{\sqrt{2}} & \frac{-\sqrt{3}}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \quad (\text{A.10})$$

- **Transformation de Karrenbauer :**

$$T = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \quad (\text{A.11})$$

- **Transformation de Wedepol :**

$$T = \frac{1}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & 0 & -2 \\ 1 & -1 & 1 \end{bmatrix} \quad (\text{A.12})$$

Bibliographie

- [1] Ibrahim Farhat " Fault Detection, Classification and Location in Transmission Line Systems Using Neural Networks" *Ph.D. Dissertation mars 2003, Concordia University Montreal, Quebec, Canada.*
- [2] Mohammed Mostafa Tawfik " Computer Algorithms And Applications For Fault Location On Transmission Line" *Ph.D. Dissertation 2000 Kansas State University.*
- [3] Tamer Kawady, Jürgen Stenzel, "A Practical Fault Location Approach for Double Circuit Transmission Lines Using Single End Data" *IEEE Power Delivery, vol. 18, no. 4, Oct. 2003.*
- [4] Tamer Kawady, Jürgen Stenzel, "Investigation of practical problems for digital fault location algorithms based on EMTP simulation" *Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific. IEEE/PES Oct. 2002 Volume: 1, On page(s): 118- 123.*
- [5] Tamer Amin Said Kawady "Fault Location Estimation in Power Systems " *Ph.D. Dissertation Dec 2004, University Darmstadt.*
- [6] Mehrdad Vatani " A Voltage Only Method For Estimating The Location Of Transmission Faults" *Ph.D. Dissertation December 2006 The University of Texas at Austin.*
- [7] Cansin Yaman Evrenosoglu "Novel Techniques For Fault Location, Voltage Profile Calculation And Visualization Of Transients" *Ph.D. Dissertation December 2006 Texas A&M University.*
- [8] F. H. Magnago "Advanced Techniques for Meter Placement and Fault Location in Power Systems" *Ph.D. Dissertation, Texas A&M University, College Station, Texas, 2000.*
- [9] IEEE Standard PC37.114, Draft Guide for Determining Fault Location on AC Transmission and Distribution Lines. New York City, NY, 2004.
- [10] M. M. Saha, K. Wikstrom, J. Izykoski and W. Rosolowski, Fault Location Techniques. <http://citeseer.ist.psu.edu/393844.html>, July 2006.
- [11] T. Adu, "A new transmission line fault locating system," *IEEE Trans. Power Delivery, vol. 16, pp. 498–503, Oct. 2001.*

- [12] Vajira Pathirana “ A Power System Protection Scheme Combining Impedance Measurement and Travelling Waves: Software and Hardware Implementation” *Ph.D. Dissertation avril 2004, University of Manitoba Winnipeg, Manitoba, Canada.*
- [13] Ahmed Osman-Ahmed « Transmission Lines Protection Techniques Based on Wavelet Transform” *Ph.D. Dissertation avril 2003, University of Calgary Alberta.*
- [14] Fathima Zahra “ Artificial Neural Network Approach to Transmission Line Relaying” *Master of Science September 1998, Memorial University of Newfoundland, Canada.*
- [15] Thompson Adu “ Design And Implementation Of A High Speed And Dependable Microprocessor Based Relay For Transmission Line Protection” *Ph.D. Dissertation 1993, University of Saskatchewan, Canada.*
- [16] Fadhel Abbas Albasri ” Impact Of Shunt-Flexible AC Transmission System (FACTS) On Distance Based Transmission Line Protection “*Ph.D. Dissertation 2007, University of Western Ontario, Canada.*
- [17] Hung Manh Tran and Henry Akyea “Numerical Distance Protection Relay Commissioning and Testing” *Master of Science October 2005 ,Chalmers University of Technology Göteborg, Sweden.*
- [18] German Rosas Ortiz “Accelerated Zone-2 Trip Algorithm For A Non-Pilot Distance Relay” *Ph.D. Dissertation 2007, University of Western Ontario, Canada.*
- [19] Sandro Gianni Aquiles Perez “ Modeling Relays For Power System Protection Studies” *Ph.D. Dissertation Juilly 2006, University of Saskatchewan, Canada.*
- [20] Claude CORROYER et Pierre DUVEAU, Technique d’ingénieur D 4805 “ Protection des réseaux de transport et de repartition ”.
- [21] Zhixiong Gong “ New " Repeated Replay " Methodology For Protective Relay Testing In Electrical Power System” *Ph.D. Dissertation may 1996, Texas A&M University.*
- [22] Lifeng Yang “ Computer Relaying For EHV/UHV Transmission lines” *Ph.D. Dissertation avril 1994, Virginia Polytechnic Institute And State University.*
- [23] Harjinder Singh Sidhu « High Speed Digital Protection of EHV Transmission Lines Using Travelling Waves” *Masters of Science avril 2004, University of Saskatchewan, Canada.*
- [24] Kurt Josef Ferreira “Fault Location for Power Transmission Systems Using Magnetic Field Sensing Coils” *Masters of Science avril 2007, Worcester Polytechnic Institute.*
- [25] Bouthiba Tahar “ Contribution au Développement de Nouvelles Techniques pour la Protection des lignes de Transport à THT Contre les surtensions de manoeuvre et les défauts électriques” *Thèse doctorat 2004, USTO.*

- [26] Jerome Ndayizamba “Contribution à l’analyse de la compensation série avancée dans les réseaux de transport de l’énergie électrique” *Thèse doctorat, université de Montréal. Canada décembre 1996.*
- [27] Eder ernesto fernandez ramirez “Optimisation du taux de compensation série d'une longue ligne de distribution : cas de l'Hydro-Québec : Abitibi Témiscamingue” *Collaborateur industrielle, université de Québec .Canada juin 2005.*
- [28] International Électrotechnique Commission “ Series capacitors for power systems - Part 2: Protective equipment for series capacitor banks ” *IEC 60143-2:2012.*
- [29] Héctor J. Altuve, Joseph B. Mooney, and George E. Alexander “ Advances in Series-Compensated Line Protection” in *Proc. 2009 62nd Annu. Conf. Protective Relay Eng., Austin, TX, USA, Mar. 2009, pp. 263–275.*
- [30] Ahmed Hosny “ Neural network pattern recognition schemes for identification and location of faults in thyristor controlled series-compensated (TCSC) hv power transmission lines ” *Ph.D. Dissertation may 2009, University of new york at buffalo.*
- [31] Makwana, Vijay H., Bhalja, Bhavesh R. “ Transmission Line Protection Using Digital Technology ” *Springer eBooks 2016.*
- [32] 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.*
- [33] Tirath Pal Singh Bains ” Fault Location in Series Compensated Transmission Lines” *Master of Engineering Science 2014, University of Western Ontario.*
- [34] Shantanu Padmanabhan ” Fault Location on Series Compensated Transmission Lines” *Ph.D. Dissertation 2014, University of Manchester.*
- [35] Oleg Viktorovich Sivov ” Adaptive Settings Of Distance Relay For MOV-Protected Series Compensated Line With Distributed Capacitance Considering Wind Power” *Master of Science May 2016, Clemson University.*
- [36] M. Saha, K. Wikstrom, J. Izykowski, and E. Rosolowski, “New accurate fault location algorithm for parallel lines,” in *Proc. 7th Int. Conf. Developments Power Syst. Protection* , Amsterdam, Netherlands, 2001, pp. 407–410.
- [37] J. Izykowski, E. Rosolowski, M.M. Saha, “Locating faults in parallel lines under availability of complete measurements at one end”, *IEE Gener., Transm. and Distrib., Vol.151, pp. 268-273, March 2004.*

- [38] Izykowski, J.; Rosolowski, E.; Saha, M, “Adaptive digital distance algorithm for parallel transmission lines” IEEE Bologna Volume 2, Issue , 23-26 June 2003 Page(s) : 6 pp.
- [39] Zhang Qingchao, Zhang Yao “Fault location of two parallel transmission line for non-earth fault using one terminal data,” *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 14, pp. 863–867, July 1999.
- [40] Q. Zhang *et al.*, “Transmission line fault location for phase-to-earth using one terminal data,” *Proc. Inst. Elect. Eng.–Gen., Transm. Dist.*, vol. 146, no. 2, pp. 121–125, Mar. 1999.
- [41] Y. Ahn *et al.*, “An accurate fault location algorithm for double circuit transmission systems,” in *Power Eng. Soc. Summer Meeting, 2000*, vol. 3, pp. 1344–1349.
- [42] Liao, Y., and Elangovan, S.: ‘Digital distance relaying algorithm for first zone protection for parallel transmission lines’, *IEE Proc. Gener. Transm. Distrib.*, 1998, 145, (5), pp. 531–536.
- [43] Dine Mohamed, Sayah Houari, Lemdani Soufiane, “Accurate Fault Location Algorithm on Power Transmission Lines With Use of Two-end Unsynchronized Measurements,” *Journal of Electrical and Electronics Engineering- Vol. 5, Nr. 2, October 2012*.
- [44] Damir Novosel, Bernhard Bachmann, David Hart Yi Hu, Murari Mohan Saha, “Algorithms for locating faults on series compensated lines using neural network and deterministic methods,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 11, no. 4, pp. 1728–1736, Nov. 1996.
- [45] M.M. Saha, B. Kasztenny, E. Rosolowski, J. Izykowski, “First zone algorithm for protection of series compensated lines”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, Vol.16, NO.2, pp. 200–207, 2001.
- [46] J. Sadeh, N. Hadjsaid, A.M. Ranjbar, R. Feuillet, “Accurate fault location algorithm for series compensated transmission lines”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 15, No. 3, pp.1027–1033, (2000).
- [47] C.-S. Yu, C.-W. Liu, S.-L. Yu, J.-A. Jiang, “A new PMU-based fault location algorithm for series compensated lines”, *IEEE Trans. on Power Delivery*, vol. 17, No. 1, pp. 33–46, (2002).
- [48] C. Fecteau, “Accurate fault location algorithm for series compensated lines using two-terminal unsynchronised measurements and Hydro Quebec’s field experience”, *Proceedings of 33rd Annual Western Protective Relay Conference, Spokane, Washington*, pp. 1–16, 2006.

- [49] M.M. Saha, J. Izykowski, E. Rosolowski, P. Balcerek and M. Fulczyk, “Accurate location of faults on series-compensated lines with use of two-end unsynchronised measurements,” *9th IET International Conference on Developments in Power System Protection, Glasgow, 2008*, pp. 338–343.
- [50] L. Kirschner and G. H. Thumm, “Studies for the Integration of a TCSC in a Transmission System” *International Conference on Power System Technology, vol. 2*, pp. 1540-1545, Nov. 2004.
- [51] Sadeh J, Ranjbar AM, Hadjsaid N, Feuillet R. “Accurate fault location algorithm for power transmission lines”. *Europe Trans Electr Power (ETEP) 2000;10(5):313–8*.
- [52] N. G. Hingorani and L. Gyugyi, “ Understanding FACTS”. *New York: IEEE Press, 2000*.
- [53] R.M. Mathur and R.K, Varma, “ Thyristor-Based FACTS Controllers for Electrical Transmission Systems ”. *IEEE Press and Wiley Interscience, New York, USA, 2002*.
- [54] P. Mazniewski and J. Izykowski, “Identification of faulted section in TCSC transmission line based on DC component measurement,” *IEEE, 2009*.
- [55] Nobakhti, S.M., Akhbari, M.: “A new algorithm for fault location in series compensated transmission lines with TCSC”, *Electric. Power Energy Syst., 2014, 57, pp. 79–89*.
- [56] Sadeh, J., Adinehzadeh, A.: “Accurate fault location algorithm for transmission line in the presence of series connected FACTS devices”, *Electr. Power Energy Syst, 2010, 32, pp. 323–328*.
- [57] A.N. Abdel-Latif, A.F. Abdel-Gawad and M.E. Mandour, “ Mitigation the effect of TCSC on the transmission lines protection devices”, *The 42nd international universities power engineering conference (UPEC), Brighton, UK, 4-6 September 2007*.
- [58] Alireza Solat, Ali Deihimi. “A Novel Scheme for Distance Protection of Series Compensated Transmission Lines with TCSC Using Artificial Neural Networks”, *20th Iranian Conference on Electrical Engineering, (ICEE2012), May 15-17, 2012, Iran*.
- [59] Mojtaba Khederzadeh and Tarlochan S. Sidhu, Fellow, “Impact of TCSC on the Protection of Transmission Lines”, *IEEE Transactions on Power Delivery, Volume: 21 , Issue: 1 , Jan. 2006*.
- [60] S. Jamali and H. Imani “Dynamic analysis of the impact of TCSC on distance relay operation”, *Journal of Electrical Engineerin*.
- [61] V Bhargav, M Rudra Prakash, D Biswarup, “Protection of Series Compensated Transmission Line: Issues and State of Art” *Electric Power Systems Research 107, 93-108*.

- [62] Dine mohamed, Sayah Rafik, Sayah Houari., “One End Fault Location Algorithm for TCSC Compensated Transmission Lines”, in *Electrotehnica, Electronica, Automatica (EEA)*, 2017, vol. 65, no. 2, pp. 86-94, ISSN 1582-5175.
- [63] M. M. Saha et al., “A new accurate fault locating algorithm for series compensated lines,” *IEEE*, paper no. PE-191-PWRD-0-08-1998.
- [64] The MathWorks, Inc. Using Simulink®, 2007.
- [65] Liao, Y. Elangovan, S. « Improved symmetrical component-based fault distance estimation for digital distance protection » *IEE Proc. -Gerzer. Transin. Disrrib.*, Vol. 145. No. 6, November 1998.
- [66] Maja Knezev “Optimal Fault Location” *Masters of Science December 2007, Texas A&M University*.
- [67] Gilany, M. El Din, E.S.T. Abdel Aziz, M.M. Ibrahim, D.K. “An accurate scheme for fault location in combined overhead line with underground power cable Power” *Engineering Society General Meeting, IEEE June 2005 On page(s): 2521- 2527 Vol. 3*.
- [68] El Sayed Tag El Din, M. M Abdel Aziz , D. k Ibrahim, M. Gilany “Fault location scheme for combined overhead line with underground power cable” *Electric Power Systems Research Volume 76, Issue 11, July 2006, Pages 928-935*.
- [69] Ching-Shan Chen, Chih-Wen Liu and Joe-Air Jiang “A New Adaptive PMU Based Protection Scheme for Transposed/Untransposed Parallel Transmission Lines” *IEEE Transactions On Power Delivery, Vol. 17, No. 2, Avril 2002*.
- [70] Xiaojuan Li “Estimations Of Power System Frequency, Phasors And Their Applications For Fault Location On Power Transmission Lines” *Ph.D. Dissertation 2007, University of Western Australia*.
- [71] Johns, A.T. Jamali, S. “Accurate fault location technique for power transmission lines” *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings C Nov 1990 Volume: 137, Issue: 6 page : 395-402*.
- [72] Zheng Chen Chengmu Luo Jinxi Su Xinrong Wu “A fault location algorithm for transmission line based on distributed parameter” *Developments in Power System Protection IEE 2001page(s): 411-413*.
- [73] Ali Deihimi , Alireza Solat “Optimized echo state networks using a big bang–big crunch algorithm for distance protection of series-compensated transmission lines”, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems Volume 54, January 2014, Pages 408-424*.

ملخص :

قد فتح التطور الأخير لنظام FACTS (نظام إرسال التيار المتردد المرن) آفاقاً جديدة لزيادة كفاءة استخدام الشبكات الكهربائية من خلال العمل المستمر والسريع على معلمات الشبكة المختلفة (فرق الطور، الجهد والممانعة). يعد نظام (TCSC) عضواً مهماً في عائلة FACTS القادرة على تغيير ممانعة خط النقل وشدة التيار بشكل مستمر. لديها إمكانية تطبيق كبيرة لتنظيم تدفق الطاقة بدقة على خط النقل. ومع ذلك، يعتبر تحديد موقع العطل وحماية الخطوط مع أنظمة التعويض TCSC واحدة من أصعب المهام لمصنعي أنظمة حماية. تقدم هذه الأطروحة مراجعة شاملة للجوانب المفاهيمية لتحديد موقع الخطأ في خطوط نقل الطاقة في وجود معوض (TCSC). يتم مناقشة نهجين مختلفين بشكل أساسي في هذا العمل بالإضافة إلى العوامل التي تؤثر على الدقة في تحديد العطل. بعد إعطاء مقدمة لأساليب تحديد مكان الأعطال التقليدية وأنظمة الحماية التناظرية والرقمية، تم اقتراح طريقتين لتحديد مكان العطل في الشبكات الكهربائية المعوضة بنظام TCSC، واحد يعتمد على مبدأ حساب الممانعة باستخدام البيانات من أحد الطرفين والآخر على معادلات télégraphistes باستخدام بيانات متزامنة من طرفي الخط الذي وقع فيه العطل. كلا الطريقتين تتكون من برنامجين فرعيين. واحد منهم هو للعيوب بعد TCSC والآخر للعيوب قبل TCSC ويستخدم نفس الإجراء لحساب انخفاض الجهد عبر TCSC واختيار الحل الصحيح، علماً أن طريقتين تم تقييمهما من خلال محاكاة عددية باستخدام برنامج MATLAB.

الكلمات المفتاحية: الشبكات الكهربائية، نظام إرسال التيار المتردد المرن، التعويض المتقدم، الفاريسنور، برنامج تحديد مكان العطل، ماتلاب.

Résumé

Le développement récent des dispositifs FACTS (Flexible AC Transmission System) 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). Le compensateur série à thyristors (TCSC) est un membre important de la famille FACTS capable de modifier en continu l'impédance de la ligne de transmission et le courant de charge. Il a un grand potentiel d'application pour réguler avec précision le flux de puissance sur une ligne de transmission. Cependant, la localisation de l'emplacement de défaut et la protection des lignes avec des systèmes de compensation TCSC sont considérés comme l'une des tâches les plus difficiles pour les fabricants des relais. Cette thèse fournit un examen complet des aspects conceptuels pour la localisation de l'endroit de défaut dans les lignes de transport d'énergie électrique en présence d'un compensateur série à thyristors (TCSC). Deux approches fondamentalement différentes sont discutées dans ce travail ainsi que les facteurs affectant la précision dans la localisation de défaut. Après avoir donné une introduction sur les méthodes de localisation des défauts conventionnels et les systèmes de protection analogique et numérique, deux algorithmes de localisation défaut dans les lignes de transport d'énergie électrique compensée par TCSC ont été proposés, l'un est basée sur le calcul d'impédance en utilisant les données d'une seule extrémité et l'autre est basée sur les équations des télégraphistes en utilisant les données synchronisées des deux extrémités de la ligne en défaut. Les deux méthodes est composé de deux sous-programmes. L'un d'eux est pour les défauts après le TCSC et l'autre pour les défauts avant le TCSC et utilise la même procédure pour le calcul de la chute de tension à travers le TCSC et la sélection de la bonne solution, à savoir que ces algorithmes ont été évalué par l'intermédiaire de la simulation numérique en utilisant le logiciel MATLAB.

Mots Clés : ligne de transmission, FACTS, TCSC, varistance (MOV), algorithme de localisation de défaut, MATLAB.