الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE DR. YAHIA FARES DE MEDEA

FACULTE DES SCIENCES ET DE LA TECHNOLOGIE

Département du Génie Électrique
et de l'Informatique



Mémoire de Fin d'Études

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

Option : Réseaux Électrique

THEME

Coordination de la protection des réseaux électrique par les relais numériques

Proposé et dirigé par,

Dr. S. Abdi

Dr. H. HOUASSINE

Préparé et présenté par,

M. Rédha GUEBOUR

M. Mohamed Tarek ABDAT

Année Universitaire 2014-2015

Remerciement

Tout d’abord, Je remercie Allah, le tout puissant, le miséricordieux, de m’avoir appris ce que J’ignorais, de m’avoir donné la santé et tout dont je nécessitais pour l’accomplissement de cette thèse.

J’adresse de chaleureux remerciements au directeur de thèse monsieur ABDI Sif-Eddine, Docteur à l’université Yahia Fares de Médéa pour son encadrement, ses directives et sa disponibilité. Aussi, je le remercie pour ses encouragements, son indulgence, et sa sympathie tout au long des années de travail.

Egalement, je remercie mon Co-encadrant de thèse, M. HOUASSINE Hamza, Docteur à l’université Yahia Fares de Médéa, pour ses conseils avisés et son écoute qui ont été prépondérants pour la bonne réussite de cette thèse. Son énergie et sa confiance ont été des éléments moteurs pour moi.

J’adresse de sincères remerciements à M. ABBACI Mohamed, Ingénieur à SONELGAZ pour son implication dans mes travaux. Il m’a donné des conseils avisés et a été une grande ressource pour le développement de l’application.

Je voudrais remercie les membres du jury pour la pertinence de leurs remarques avisées, qui vont permettre l’amélioration de la qualité du manuscrit et l’essor vers de nouvelles perspectives.

Je remercie également tous les enseignants de département d’électrotechnique de l’université Yahia Fares de Médéa qui ont participé à ma formation pendant tout le cycle universitaire.

Enfin, je ne peux oublier de remercier nos familles pour leur soutien au cours de ces Cinq années et sans lesquels nous n'en serais pas là aujourd'hui.

ملخص:

في مشروع التخرج هذا ، سنهتم خاصة بدراسة التنسيق لحماية الشبكات الكهربائية عن طريق المرحلات الرقمية، قمنا بعدة اختبارات لأنواع مختلفة من الحماية في أجزاء مختلفة من خطوط التوصيل، كما قمنا بالمقارنة بين أنظمة الحماية متعددة لاستخلاص المعايير والقواعد التي ينبغي اتباعها في حماية الأنظمة الكهربائية

كلمات البحث: شبكات الكهرباء، وحماية عن بعد، والحماية التفاضلية، مرحلات الرقمية.

Résumé :

Dans ce projet de fin d'études, nous nous intéressons particulièrement à l'étude de la coordination de protection des réseaux électrique par les relais numériques. Des essais sur différents types de protection dans divers points de la ligne ont été faits. Ainsi, une comparaison entre les systèmes de protection a été réalisée afin de déduire les standards à suivre dans la protection des systèmes électriques.

Mots clés : Réseaux électrique, Protection de distance, Protection différentielle, Relais numériques.

Abstract:

In this project graduation, we are particularly interested in the study of coordinating protection of electrical networks by digital relays. Tests on different types of protection in different parts of the line were made. Thus, a comparison between the protection systems was conducted to derive standards to follow in protecting electrical systems.

Keywords: Electrical networks, Distance protection, Differential protection, Digital relays.

Tables des Matières

Liste des Figures ..... **I**

Liste des Tableaux ..... **II**

Liste des Abréviations ..... **III**

Liste des Symbole ..... **IV**

Introduction Générale 1

CHAPITRE I : GENERALITE SUR LES RESEAUX ELECTRIQUES

I.1. Introduction 3

I.2. Structure de Réseaux Electrique 3

I.2.1)- Le réseau de transport THT 3

I.2.2. Le réseau de répartition HT 4

I.2.3. Le réseau de distribution MT 4

I.2.4. Le réseau de livraison BT 4

I.3. Les niveaux de tensions des réseaux 6

I.4. Architecture de Réseaux Electrique 6

I.4.1. Critères de choix 6

I.4.2. Type d'architecture 7

I.4.2.1. Simple antenne 7

I.4.2.2. Double antenne 8

I.4.2.3. Double antenne avec double jeu de barres 9

I.5. Constitution des réseaux électriques 10

I.5.1. Les postes électriques 10

I.5.2. Les lignes électriques 11

I.6. Composants des lignes aériennes 11

I.6.1. Les pylônes 11

I.6.2. Les câbles conducteurs 13

I.6.3. Câbles de garde 13

I.6.4. Les isolateurs 14

I.7. Les lignes souterraines 14

I.8. Modélisation des réseaux électriques 15

I.8.1.Conducteur équivalent 15

I.8.2.Distance entre-faisceaux 16
I.8.3.Résistance de la ligne 16
I.8.4. Inductance de la ligne 17
I.8.5. Capacité de la ligne 17
8.6. Modélisation des générateurs 17
I.10. Modélisation d'une charge 18
I.11. Modélisation d'une compensation shunt 18
I.12.Modélisation de ligne longue 19
I.13. Puissances transportées dans un réseau HT 19
I.13.1. Pertes de puissance 19
I.13.2. Intensité du courant dans une ligne de transport 20
I-14- Chutes de tension d'une ligne HT 20
I.14.1-Régime de fonctionnement à vide 21
I.14.2- Régime de fonctionnement en charge 22
I.15. Les différents types de défaut du réseau électrique 22
I.15.1. Les Surtension 22
I.15.2. Les surcharge 22
I.15.3. Les oscillations 23
I.15.4. Les déséquilibre 23
I.15.5. Les Courts-circuits 23
I.16.Conclusion 25

CHAPITRE II : Protection contre les différents défauts des réseaux électriques

II.1. Introduction 26
II.2. Méthodes de calcul des courants de court circuit 26
II.2.1. Méthode d'impédances 26
II.2.2. Méthode des composantes symétriques 28
II.3. Calcul des différents types de défauts 30
II.3.1. Court-circuit monophasé 30
II.3.2. Court circuit biphasé entre conducteurs de phase 31
II.3.3. Court-circuit biphasé à la terre 32
II.3.4. Court circuit triphasé équilibré 34
II.4. Protection du réseau électrique 35

II.4.1. Définition 35
II.4.2. Chaîne générale d'un système de protection 35
II.4.3. Elimination des défauts 35
II.5. Système de protection 36
II.5.1. Définition 36
II.5.2. Constitution 36
II.6. Autres appareils de protection 41
II.7. Les fonctions de protection 44
II.8. Les Qualités et caractéristiques d'une protection électrique 44
II.8.1. Rapidité 44
II.8.2. Sélectivité 44
II.8.3. Sensibilité 46
II.8.4. Fiabilité 47
II.9. Conclusion 48

CHAPITRE III : Les relais numérique

III.1. Introduction 49
III.2. Définition 49
III.3. Caractéristiques générales 49
III.4. Schéma bloc d'un relais numérique 49
III.5.Les déférent types des relais 58
III.5.1.Selon leur constitution 50
III.5.1.1.Relais électromagnétiques 50
III.5.1.2.Relais statique 51
III.5.1.3.Relais digital et numérique 52
III.5.2 selon les grandeurs électriques 53
III.5.2.1.Relais de mesure de courant 53
III.5.2.2.Relais de mesure de tension 56
III.5.2.3.Relais de mesure d'impédance 56
III.5.2.4.Relais de mesure de puissance 56
III.5.2.5.Relais différentiel 57
III.5.2.6.Relais directionnel 57
III.6. Les différents systèmes de protection par les relais numériques 58

III.6.1.Protection différentielle 58
III.6.2.Protection de distance 61
III6.3.protection par Sélections de phases 68
III.6.4.Protection anti-pompage 69
III.7. Conclusion 70

CHAPITRE IV : Application sur les réseaux électriques

IV.1. Introduction 71
IV.2. Présentation du logiciel PSCAD 71
IV.3. Les composants du PSCAD utilisés 72
IV.4. Protection de Distance 72
IV.4.1. Schéma de la protection de distance 72
IV.4.2. Module de calcul des zones 73
IV.4.3. Algorithme de la protection et logique de déclenchement et enclenchement 74
IV.4.4. Modèle de simulation 75
IV.4.5. Résultats de simulation 76
IV.4.5.1. Défaut Phase-Terre sur différentes endroits de la ligne 77
IV.4.5.2. Défaut Phase-phase sur différentes endroits de la ligne 82
IV.4.5.3. Défaut Phase-phase avec la terre 86
IV.4.5.5. Comparaison entre les défauts à la terre et les défauts sans-terre 91
IV.5. Protection Différentielle de la Ligne 93
IV.5.1. Modélisation de la protection Différentielle Ligne 95
IV.5.2. Résultats de simulation 96
IV.5.2.1. Défaut interne de la zone de protection 98
IV.5.2.2. Défaut externe de la zone de protection 101
IV.6. Conclusion 103

Conclusion Générale 104
Bibliographie.

Annexe A : Les modules et les fonctions constituent le relais numérique.
Annexe B : Les composantes de PSCAD utilisées.
Annexe C : Modèle de simulation d'une ligne 400Kv.

Liste Des Figures

Figure I.1 : Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique 5
Figure I.2 : Architecture simple antenne 7
Figure I.3 : Architecture double antenne 8
Figure I.4 : Architecture double antenne avec double jeu de barres 9
Figure I.5 : Les pylônes en acier 12
Figure I.6 : Les pylônes en béton 12
Figure I.7 : Câbles de garde 13
Figure I.8 : Chaînes d'isolateurs 14
Figure I.9 : ligne souterraine 14
Figure I.10 : Schéma électrique d'une ligne 15
Figure I.11: Faisceaux de conducteur 15
Figure I.12 : Distance entre-faisceaux 16
Figure I.13 : Le modèle d'une génératrice 18
Figure I.14 : Modélisation d'une charge 18
Figure I.15 : modélisation d'une ligne longue 19
Figure I.16 : Schéma monophasé équivalent en (π) 21
Figure I.17 : Différents formes des Courts-circuits 24

Figure II.1 : Court circuit monophasé (phase-terre) 26
Figure II.2 : Court circuit diphasé 27
Figure II.3: Court circuit triphasé 27
Figure II.4 : Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques 29
Figure II.5 : Court-circuit entre phase et terre 30
Figure II.6 : Modélisation du court-circuit monophasé selon les composantes symétriques 30
Figure II.7: Court-circuit diphase 31
Figure II.8 : Modélisation du court-circuit biphasé selon les composantes symétriques 32
Figure II.9 : Court-circuit biphasé terre 32
Figure II.10 : Modélisation du court-circuit monophasé selon les composantes symétriques 33

Figure II.11 : Court-circuit triphasé équilibré 33
Figure II.12 : Chaine principale de la protection électrique 35
Figure II.13 : Constitution d'un système de protection 36
Figure II.14 : Disjoncteurs dans un réseau HT 39
Figure II.15 : Relais d'un réseau HT 40
Figure II.16 : Fusible cylindrique HT 43
Figure II.17 : Fonctionnement d'une sélectivité ampère métrique 45
Figure II.18 : Principe de la sélectivité chronométrique 46
Figure II.19 : Fiabilité d'une protection 47

Figure III.1 : Elément de base d'un relais numérique 51
Figure III.2 : Relais électromagnétique 52
Figure III.3 : Relais numérique 54
Figure III.4 : Protection à temps indépendant temporisé 55
Figure III.5 : Protection à temps dépendant 55
Figure III.6 : zone de déclenchement de la protection directionnelle. 56
Figure III.7 : Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités. 60
Figure III.8 : Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle 60
Figure III.9 : Caractéristique du relais différentiel à pourcentage 61
Figure III.10 : Principe de base du fonctionnement 62
Figure III.11 : Protection de Distance 62
Figure III.11 : Protection de Distance 62
Figure III.12 : Caractéristique purement réactive 63
Figure III.13 : Caractéristique purement impédante 63
Figure III.14 : Caractéristique Mho 64
Figure III.15 : Caractéristique Quadrilatérale 65
Figure III.16 : Caractéristique Lenticulaire 65
Figure III.17 : Caractéristique des la Zone 1 Mho 66
Figure III.18 : Caractéristique des trois Zones de la protection à distance 67
Figure III.19 : Zones de la Protection de distance 68
Figure III.20 : Exemple de relais sélecteur de phase 68
Figure III.21 : Principe de la détection de pompage 69

Figure IV.1 : Interface utilisateur PSCAD/EMTDC 71
Figure IV.2 : Schéma de la Protection de distance 73
Figure IV.3 : Bloc de calcul des Zones (Mho). 74
Figure IV.4 : Algorithme de déclenchement de la protection de Distance 75
Figure IV.5 : Schémas de la protection Distance sur PSCAD 76
Figure IV.6 : Schéma unifilaire du réseau électrique 76
Figure IV.7 : Défaut Phase-Terre à 5 km 78
Figure IV.8 : Défaut Phase-Terre à 11 km 79
Figure IV.9 : Défaut Phase-Terre à 13 km 80
Figure IV.10 : Défaut Phase-Terre à 2 km en arrière 81
Figure IV.11 : Défaut Phase-Terre à 18 km 82
Figure IV.12 : Défaut Phase-Phase à 5 km 83
Figure IV.13 : Défaut Phase-Phase à 11 km 84
Figure IV.14 : Défaut Phase-Phase à 13 km 85
Figure IV.15 : Défaut Phase-Phase à 2 km en arrière 86
Figure IV.16 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 5 km 87
Figure IV.17 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 11 km 88
Figure IV.18 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 13 km 89
Figure IV.19 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 2 km en arrière 90
Figure IV.20 : Comparaison des amplitudes Zone 1. 91
Figure IV.23: comparaison des amplitudes Zone 4 93
Figure IV.24 : Pente de caractéristique la Protection Différentielle 94
Figure IV.25: Module de la Protection Différentielle 95
Figure IV.26: Modèle de simulation de la protection Différentielle sur PSCAD 96
Figure IV.27 : Comportement de la protection pour un défaut interne (phase-terre). 97
Figure IV.28 : Comportement de la protection pour un défaut interne (phase-phase). 99
Figure IV.29 : Comportement de la protection pour un défaut interne (biphasé avec terre). ... 100
Figure IV.30: Comportement de la protection pour un défaut externe 102

Liste des Tableaux

Tableau I.1 : *Tableau des domaines de tension* 6

Tableau II.1: *les différents appareils de connexion, leur fonction et leurs applications* 41

Tableau IV.1: *Calcul de l'impédance de défaut sur les différents défauts.* 73

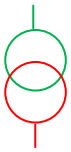
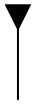
Tableau IV.2 : *Paramètres de système électrique (Source, Ligne et Protection)* 77

Liste Des Abréviations

$HT, HTA\ ou\ HTB$	Haute Tension.
$BT, BTA\ ou\ BTB$	Basse Tension.
TBT	Très Basse Tension
I_N	Courant Nominal.
U_N	Tension Composée Nominale.
TC	Transformateur de Courant.
TT	Transformateur de Tension.
JB	Jeu de Barre.
I_A	Courant Phase A.
I_B	Courant Phase B.
I_C	Courant Phase C.
I_{CC}	Courant de Court Circuit.
I_{CC_max}	: Courant de Court Circuit Maximum
I_{CC_min}	Courant de Court Circuit Minimum.
I_S	Seuil de Fonctionnement
I_{Diff}	Courant différentiel
I_{Ret}	Courant de retenue.
V_A	Tension Simple Phase A.
V_B	Tension Simple Phase B.
V_C	Tension Simple Phase C.
V_{AB}	Tension Simple Phase AB.
V_{BC}	Tension Simple Phase BC.
V_{CA}	Tension Simple Phase CA
U_{CC}	Tension de Court Circuit.
Z_{CC}	Impédance de Court Circuit.
$R_{Défaut}$	Résistance de Défaut.
φ_{Charge}	Angle de Charge.

Pa	Puissance Active.
Q	Puissance Réactive.
Z_1, Z_2 et Z_0	Impédance Directe, Inverse et Homopolaire.
$C.E.I$	Commission Electrotechnique Internationale.
Z_{Ligne}	Impédance de la ligne.
Z_{Charge}	Impédance de Charge.
Z_{CC}	Impédance de Court Circuit.
X_1, X_2 et X_0	Réactance Directe, Inverse et Homopolaire.
R_1, R_2 et R_0	Résistance Directe, Inverse et Homopolaire.
f_0	La fréquence de coupure.

Liste des Symboles

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

Introduction générale

Dans une installation industrielle, la sûreté de fonctionnement et la continuité de service est une nécessité. De ce fait, on doit assurer une source d'alimentation électrique continue et protégée contre toute perturbation ou défaut.

Le réseau électrique se propose pour but essentielle de délivrer l'énergie à usage domestique de la manière la plus performante en termes de sécurité, de fiabilité et d'économie. Les réseaux électriques se composent d'appareillages et d'équipements ayant pour finalité de générer, transmettre et distribuer de l'énergie électrique.

Les défauts et les défaillances surviennent de façon normale dans un réseau électrique. En raison de l'importance de l'énergie en jeu, les défauts représentent une menace pour les opérations et la sécurité du réseau s'ils ne sont pas proprement pris en charge et corrigés. Les réseaux électriques nécessitent un système auxiliaire destiné à prendre en charge les actions correctives lors de l'apparition d'un défaut donné. Ce système est connu sous le générique de « Système de Protection ». Il se compose d'équipements, de schémas et de règlements normatifs, ayant pour fonction la détection des défauts dans les éléments protégés constituant le réseau électrique, afin d'être en mesure de neutraliser le défaut et de permettre le rétablissement du service

Pour cela, le sujet traité dans cette mémoire s'intéresse à étudier la protection des réseaux électriques par les relais numériques ; une étude complète sur les réseaux HT et les différents techniques de protection.

Notre travail consiste à une étude complète sur le réseau de transport de Haute tension de 220 kV, tout en injectant plusieurs types de défauts afin de déduire le degré de performance et la fiabilité des seuils de réglage des relais de protections et les différentes méthodes de protection contre les défauts de ligne HT.

Cette memoire est présentée comme suit :

Le premier chapitre traite la structure et l'architecture du réseau de transport électrique, ainsi que les différents types de défauts sur le réseau.

Le deuxième chapitre est consacré au calcul des courants de court circuit dans les réseaux électriques en précisant la nature de défaut et les méthodes de calcul à savoir : la méthode des composantes symétriques et la méthode d'impédance.

Le troisième chapitre s'intéresse sur la présentation de la technologie et la conception des relais de protection numérique, ainsi les différents types de protection des lignes de transport de l'électricité (Protection de distance, protection différentielle).

Dans le dernier chapitre nous allons présenter une modélisation et simulation des protections d'une partie du réseau électrique en utilisant le logiciel PSCAD-EMTDC.

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

1. Introduction :

A notre époque, et sans électricité, la vie quotidienne serait difficilement envisageable, il est donc nécessaire de savoir la produire de manière efficace et continue.

Pour répondre à la consommation croissante d'électricité, il a fallu inventer et construire des usines (centrales électriques) capables de produire de l'électricité en grande quantité. Une fois le courant produit, il doit être amené jusque chez le consommateur [1-2] [5].

Les réseaux électriques sont constitués par l'ensemble des appareils destinés à la production, au transport, à la distribution et à l'utilisation de l'électricité depuis les centrales de génération jusqu'aux maisons de campagne les plus éloignées.

2. Structure de réseaux électrique :

2.1. *Le réseau de transport THT :* [3-5]

C'est généralement le réseau qui permet le transport de l'énergie depuis les centres éloignés de production vers les centres de consommation.

C'est sur le réseau de très haute tension que sont en principe branchées les centrales de grandes puissances (> 300 MW).

Les réseaux de transport ont principalement pour mission :

- De collecter l'électricité produite par les centrales importantes et de l'acheminer par grand flux vers les zones de consommation (fonction transport),
- De permettre une exploitation économique et sûre des moyens de production en assurant une compensation des différents aléas (fonction interconnexion),
- La tension est 150 kV, 220 kV jusqu'à 1100 kV,
- Neutre directement mis à la terre,
- Réseau maillé.

2.2. *Le réseau de répartition HT :*

La finalité de ce réseau est avant tout d'acheminer l'électricité du réseau de transport vers les grands centres de consommation qui sont :

- Soit du domaine public avec l'accès au réseau de distribution moyenne tension,
- Soit du domaine privé avec l'accès aux abonnés à grande consommation (supérieure à 10 MVA) livrés directement en haute tension. Il s'agit essentiellement d'industriels tels la sidérurgie, la cimenterie, la chimie, le transport ferroviaire.

La structure de ces réseaux est généralement de type aérien (parfois souterrain à proximité de sites urbains). Les protections sont de même nature que celles utilisées sur les réseaux de transport, les centres de conduite étant régionaux.

2.3. *Le réseau de distribution MT :*

Les utilisateurs peuvent être regroupés d'une façon très dense comme dans les villes ou bien séparés les uns des autres par des distances plus ou moins grandes comme dans les campagnes. Ils sont desservis par un réseau de distribution alimenté par un poste de répartition qui reçoit l'énergie, provenant de centrales éloignées, par l'intermédiaire du réseau de transport. Des lignes de distribution à moyenne tension (MT) partent des postes de répartition et alimentent des postes de transformation répartis en différents endroits de la zone à desservir; ces postes de transformation abaissent la tension à une valeur convenable pour alimenter le réseau de distribution publique auquel les abonnés sont raccordés par des branchements.

2.4. *Le réseau de livraison BT :*

C'est le réseau largement utilisé dans le domestique, puisqu'il s'agit de la tension 400/230V (380/220 en Algérie). C'est le plus rencontré dans nos maisons via la chaîne : compteur, disjoncteur, fusibles (micro disjoncteurs).

La finalité de ce réseau est d'acheminer l'électricité du réseau de distribution MT aux points de faible consommation dans le domaine public avec l'accès aux abonnés BT. Il représente le dernier niveau dans une structure électrique.

Ce réseau permet d'alimenter un nombre très élevé de consommateurs correspondant au domaine domestique. Sa structure, de type aérien ou souterrain, est souvent influencée par l'environnement. Ces réseaux sont le plus souvent exploités manuellement.

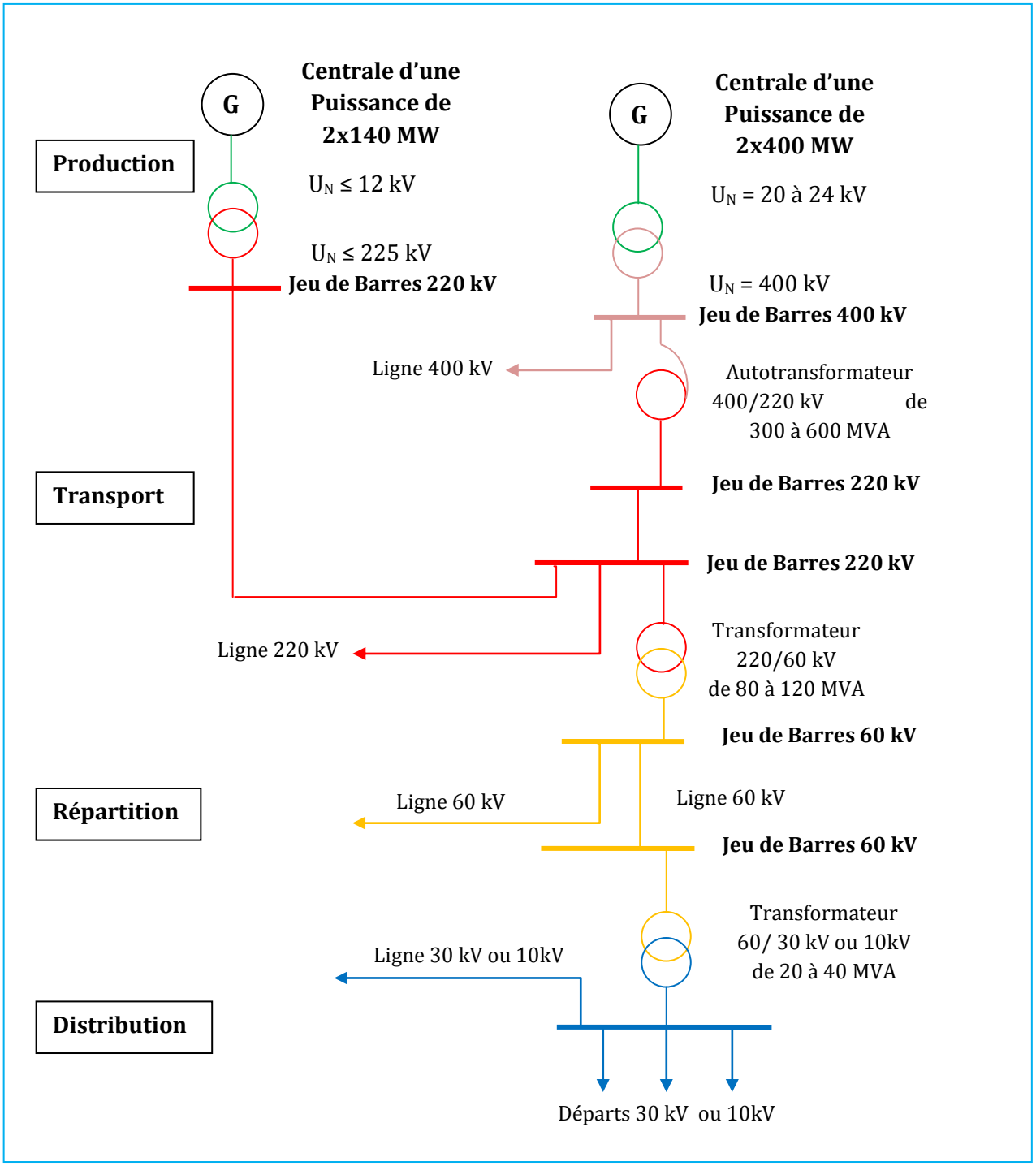


Figure I.1 : *Architecture générale d'un réseau d'énergies électrique*.

3. Les niveaux de tensions des réseaux :

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

La nouvelle norme en vigueur en Algérie (SONELGAZ) définit les niveaux de tension en courant alternatif et continu comme suit : **[4-5,7]**

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

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

4. Architecture de Réseaux Electrique :

4.1. *Critères de choix:* **[5,9]**

L'ensemble des constituants d'un réseau électrique peut être agencé selon différentes structures, dont la complexité détermine la disponibilité de l'énergie électrique et le coût d'investissement.

Le choix de l'architecture sera donc fait pour chaque application sur le critère de l'optimum technico-économique.

4.2. *Type d'architecture :*

Les schémas électriques des postes de livraison HTB les plus couramment rencontrés sont les suivants :

4.2.1. *Simple antenne :*

- **Mode d'exploitation :**

Normal :

- Les transformateurs HTB/HTA sont alimentés par un seul jeu de barre HTB.

Perturbé :

- En cas de perte d'une source d'alimentation, les transformateurs HTB/HTA sont mis hors service.

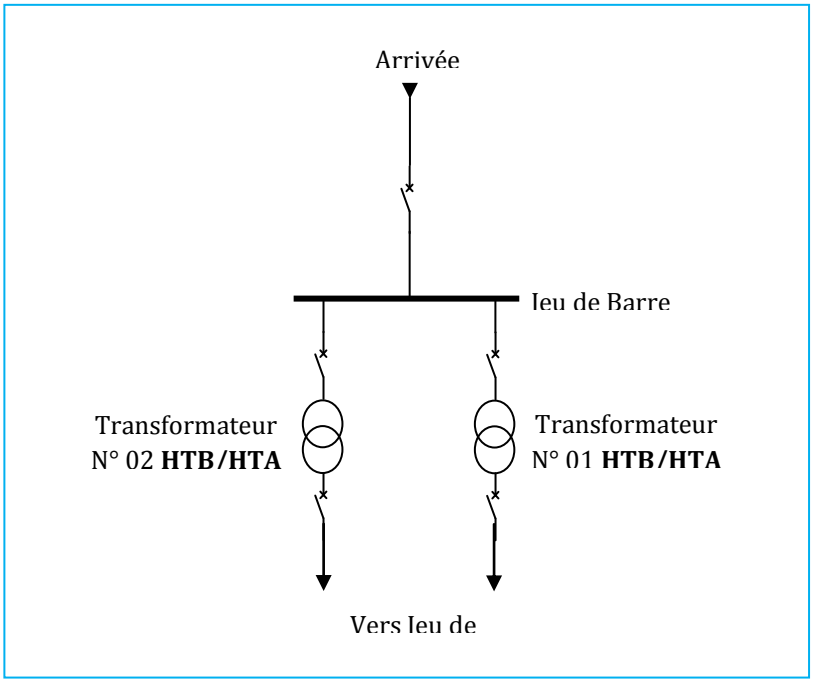


Figure I.2 : *Architecture simple antenne.*

- **Avantages et Inconvénient :**

Avantage :

- Structure simple,
- Facile à protéger,
- Coût minimal.

Inconvénient :

- Faible disponibilité d'alimentation,
- Temps de coupure sur défaut éventuellement long,
- Un seul défaut entraîne la coupure de l'alimentation d'antenne.

4.2.2. *Double antenne :*

- **Architecture :**

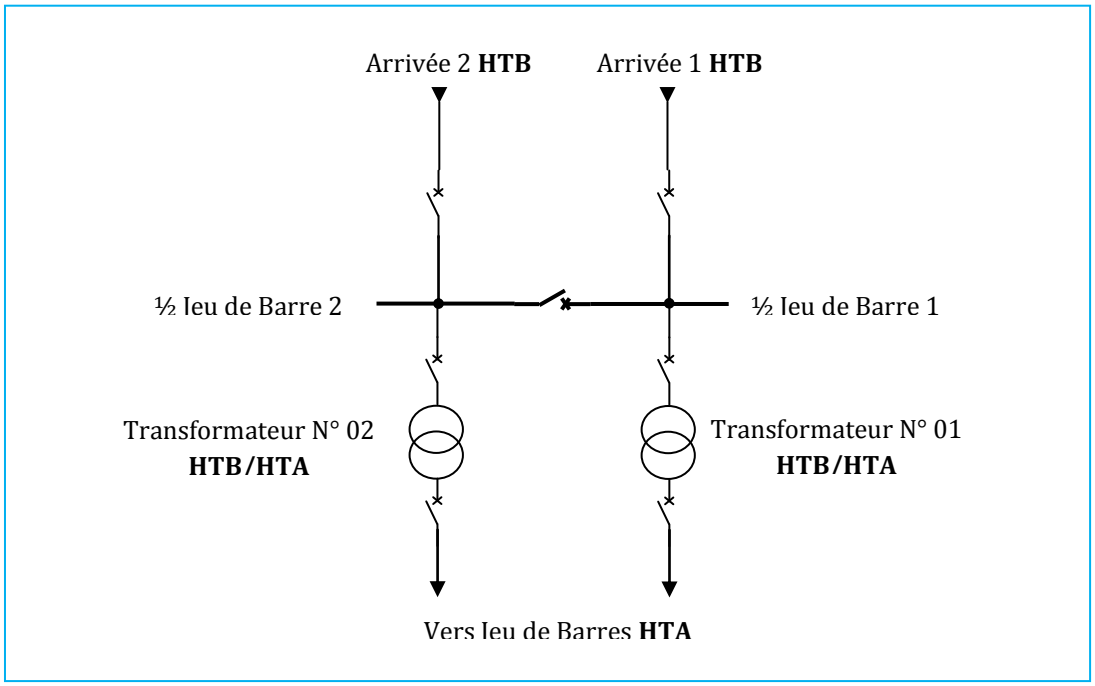


Figure I.3 : *Architecture double antenne.*

- **Mode d'exploitation :**

Normal :

- Les deux disjoncteurs d'arrivée des sources sont fermés, ainsi que le sectionneur de couplage.
- Les transformateurs sont donc alimentés par les 2 sources simultanément.

Perturbé :

- En cas de perte d'une source (Arrivée 1), l'autre source (Arrivée 2) assure la totalité de l'alimentation.

- **Avantages et Inconvénient :**

Avantage :

- Bonne disponibilité, dans la mesure où chaque source peut alimenter la totalité du réseau,
- Maintenance possible du jeu de barres, avec un fonctionnement partiel de celui-ci.

Inconvénient :

- Solution plus coûteuse que l'alimentation simple antenne,
- Ne permet qu'un fonctionnement partiel du jeu de barres en cas de maintenance de celui-ci.

4.2.3. *Double antenne avec double jeu de barres :*

- **Architecture :**

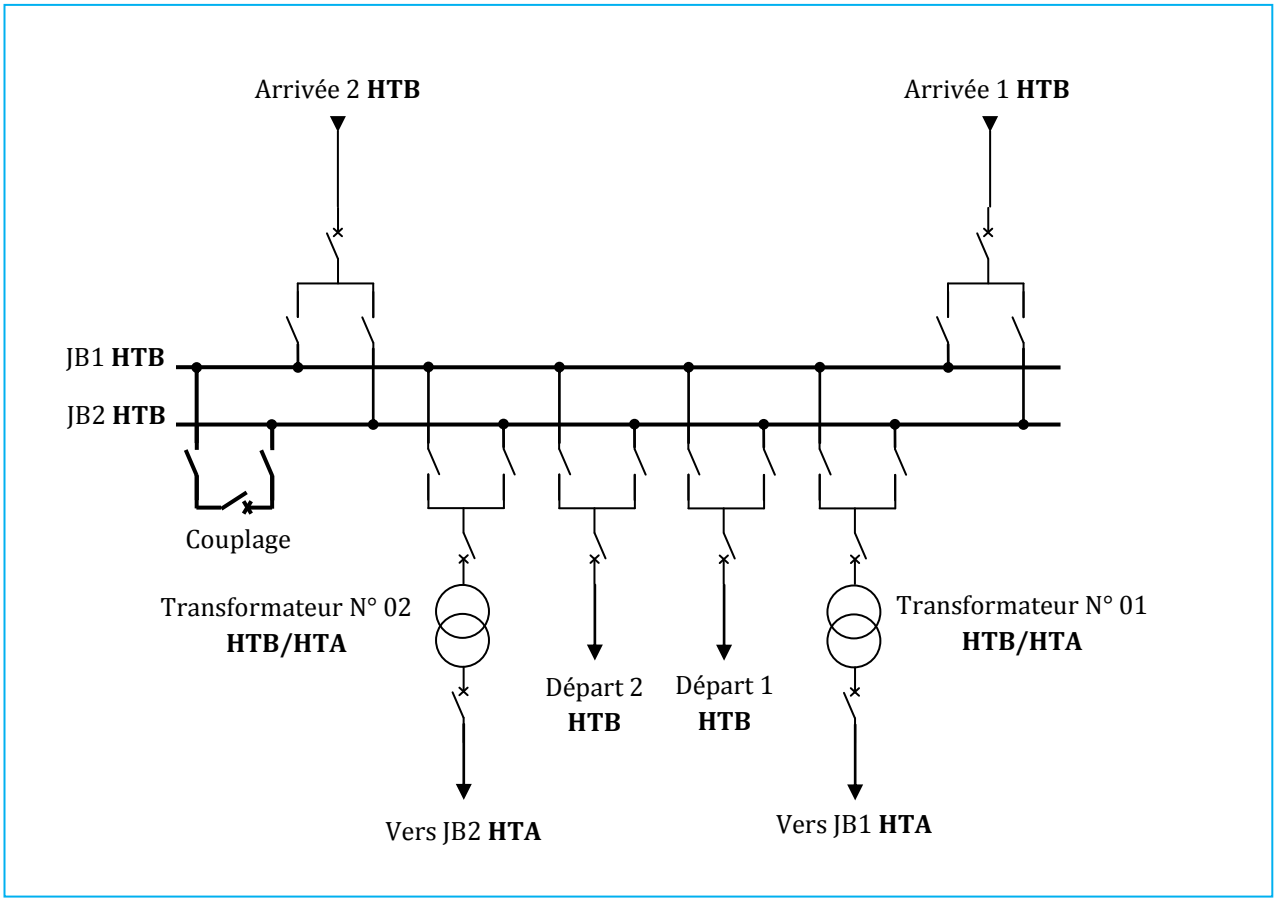


Figure I.4 : *Architecture double antenne avec double jeu de barres.*

- **Mode d'exploitation :**

Normal :

- L'**Arrivée 1** est aiguillée sur le Jeu de Barre **JB1** avec le **Départ 1** et le **TR. N° 01**.
- L'**Arrivée 2** est aiguillée sur le Jeu de Barre **JB2** avec le **Départ 2** et le **TR. N° 02**.
- Le disjoncteur de couplage peut être maintenu fermé ou ouvert.

Perturbé :

- En cas de perte d'une source (Arrivée 1), l'autre source (Arrivée 2) assure la totalité de l'alimentation.
- En cas de défaut sur un jeu de barres (ou maintenance de celui-ci), le disjoncteur de couplage est ouvert et l'autre jeu de barres alimente la totalité des départs.

- **Avantages et Inconvénient :**

Avantage :

- Bonne disponibilité d'alimentation,
- Très grande souplesse d'utilisation pour l'affectation des sources et des charges, et pour la maintenance des jeux de barres,
- Possibilité de transfert de jeu de barres sans coupure (lorsque les jeux de barres sont couplés, il est possible de manœuvrer un sectionneur si son sectionneur adjacent est fermé).

Inconvénient :

- Surcoût important par rapport à la solution simple jeu de barres,
- Nécessité de fonctions d'automatisme.

5. Constitution des réseaux électriques :

5.1. *Les postes électriques :* [4,6,8]

On distingue, suivant les fonctions qu'ils assurent, plusieurs types de postes:

- **Postes de sortie de centrale** : le but de ces postes est de raccorder une centrale de production de l'énergie au réseau.
- **Postes d'interconnexion** : le but est d'interconnecter plusieurs lignes électriques.
- **Postes élévateurs** : le but est de monter le niveau de tension, à l'aide d'un transformateur.
- **Postes de distribution** : le but est d'abaisser le niveau de tension pour distribuer l'énergie électrique aux clients résidentiels ou industriels.

Les composants d'un poste électrique sont :

- Jeu de barres.
- Disjoncteur.
- Sectionneur.
- Parafoudre.
- Transformateur de courant.
- Transformateur de tension.
- Transformateur.

5.2. *Les lignes électriques* :

Les types des lignes utilisées sont imposés par les facteurs suivant :

- Puissance active à transporter.
- Distance de transport.
- Coût.
- Facilité d'installation.

Nous distinguons quatre types de lignes :

- Ligne de distribution à basse tension.
- Ligne de distribution à moyenne tension.
- Ligne de transport à haute tension.
- Ligne de transport à très haute tension.

6. Composants des lignes aériennes :

Une ligne aérienne est composée de pylônes (supports), des câbles conducteurs et des isolateurs.

6.1. *Les pylônes :*

Le rôle des pylônes est de maintenir les câbles à une distance minimale de sécurité du sol et des obstacles environnants, afin d'assurer la sécurité des personnes et des installations situées au voisinage des lignes. Le choix des pylônes se fait en fonction des lignes à réaliser, de leur environnement et des contraintes mécaniques liées au terrain et aux conditions climatiques de la zone.

- Les pylônes utilisées pour les lignes à très haute tension et à haute tension qui acheminent l'électricité des grandes unités de production jusqu'aux des transformateurs, sont en acier.



Figure I.5 : *Les pylônes en acier.*

- Pour les lignes à moyenne tension et basse tension qui acheminent l'électricité depuis des transformateurs jusqu'aux consommateurs finaux, utilisé poteaux électriques généralement en bois ou en béton.



Figure I.6: *Les pylônes en béton.*

6.2. *Les câbles conducteurs :*

Pour transporter le courant, on utilise des câbles conducteurs qui sont portés par les pylônes. Le courant utilisé étant triphasé, il y a trois câbles (ou faisceaux de câbles) conducteurs par circuit.

Les câbles conducteurs sont « nus » c'est-à-dire que leur isolation électrique est assurée par l'air. La distance des conducteurs entre eux et avec le sol garantit la bonne tenue de l'isolement. Cette distance augmente avec le niveau de tension.

Les conducteurs en cuivre sont de moins en moins utilisés. On utilise en général des conducteurs en aluminium, ou en alliage aluminium-acier ; on trouve aussi des conducteurs composés d'une âme centrale en acier sur laquelle sont tressés des brins d'aluminium.

6.3. *Câbles de garde :*

Les câbles de garde ne conduisent pas le courant. Ils sont situés au-dessus des conducteurs. Ils jouent un rôle de paratonnerre au-dessus de la ligne, en attirant les coups de foudre, et en évitant le foudroiement des conducteurs. Ils sont en général réalisés en acier. Au centre du câble d'acier on place parfois un câble fibre optique qui sert à la communication de l'exploitant.[7][6

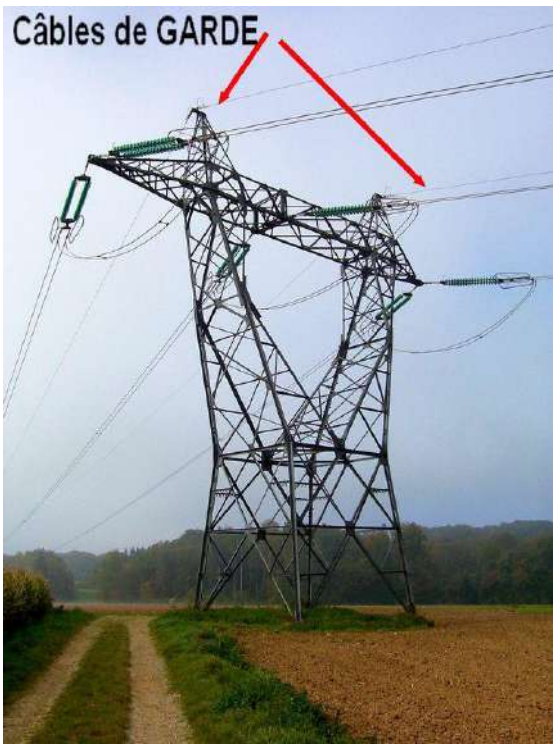


Figure I.7: *Câbles de garde*.

6.4. *Les isolateurs :*

L'isolation entre les conducteurs et les pylônes est assurée par des isolateurs (chaînes d'isolateurs). Ceux-ci sont réalisés en verre, en céramique, ou en matériau synthétique. Les isolateurs verre ou céramique ont en général la forme d'une assiette.

On les associer entre eux pour former des chaînes d'isolateurs. Plus la tension de la ligne est élevée, plus le nombre d'isolateurs dans la chaîne est important.



Figure I.8: *Chaînes d'isolateurs*

7. Les lignes souterraines :

À ce jour, les lignes souterraines (à courant continu ou alternatif), plus coûteuses à l'installation, sont utilisées dans quelques cas particuliers : transport sous-marin, franchissement de sites protégés, alimentation de grandes villes, de métropoles ou autres zones à forte densité de population. Elles sont plus souvent en basse et moyenne tension qu'en haute tension du fait des coûts prohibitifs.



Figure I.9: *Ligne souterraine*

8. Modélisation des réseaux électriques :

Une ligne électrique parfaite peut être considérée comme un fil d'impédance nulle. Dans la pratique plusieurs phénomènes physiques entrent en jeu : pertes d'énergie par effet Joule, réponse fréquentielle, courants de fuite. Une étude à l'aide d'un modèle théorique simplifié permet de comprendre l'effet de divers paramètres sur le comportement de la ligne.[4][6][7]

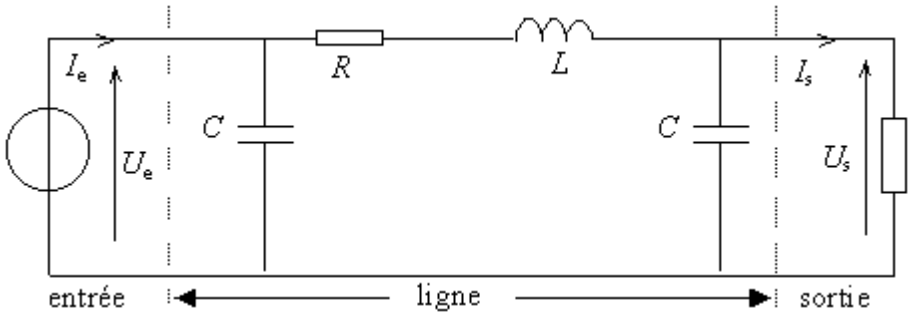


Figure I.10: *Schéma électrique d'une ligne.*

8.1. *Conducteur équivalent :*

Les lignes à haute tension, surtout à plus de 220 kV, ne possèdent pas un conducteur unique par phase, mais de faisceaux de conducteurs en contenant de 2 à 4 (**Figure I.11**). Il est possible de modéliser un faisceau de conducteurs par un conducteur équivalent de rayon :

$$r_{eq} = \sqrt[n]{n.\, r_c.\, r_T^{n-1}} \qquad \textbf{(I.1)}$$

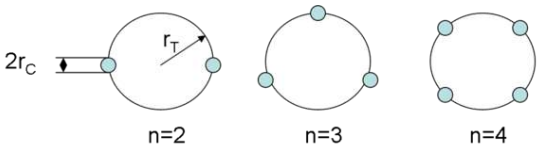


Figure I.11: Faisceaux de conducteur

r_{eq} : est le rayon équivalent du faisceau.

r_c : le rayon du conducteur.

r_T : le rayon du cercle formé par le faisceau.

n : le nombre de conducteurs par faisceau.

8.2. ***Distance entre-faisceaux :***

Pour un système triphasé, il est possible de définir une distance équivalente entre les conducteurs, ou faisceaux de conducteurs, elle vaut :

$$D=\sqrt[n]{D_{12}D_{23}D_{13}} \qquad \textbf{(I.2)}$$

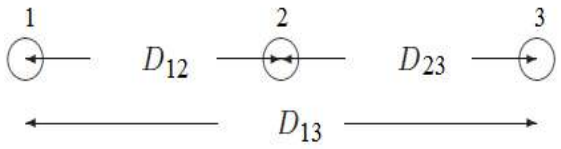


Figure I.12: Distance entre-faisceaux

D_{12} : Distance entre conducteur 1 et 2.

D_{23} : Distance entre conducteur 2 et 3.

D_{31} : Distance entre conducteur 3 et 1.

n : le nombre de conducteurs.

8.3. ***Résistance de la ligne:***

La résistance d'un conducteur filiforme s'écrit :

$$R= \rho \frac{l}{S} \qquad \textbf{(I.3)}$$

ρ : Résistivité des matériaux utilisés pour les lignes (Ω.m).

l : La longueur de la ligne.

S : la section.

Afin de limiter les pertes par effet Joule, on la résistance doit être la plus faible possible. La longueur de la ligne étant imposée, on ne peut jouer que sur la résistivité ρ du matériau du conducteur et sur sa section. Le cuivre, dont la résistivité vaut 1,72 x 10^{-8} Ω·m, n'est pas utilisé car il est trop coûteux, mais aussi trop lourd pour les lignes aériennes. On lui préfère des ensembles aluminium-acier ou des alliages aluminium, magnésium et silicium dont la résistivité est de l'ordre de 3 x 10^{-8} Ω·m.

8.4. *Inductance de la ligne:*

L'inductance linéique d'une ligne vaut :

$$L = \frac{\mu_0}{2\pi}\left(\ln\left(\frac{D}{r}\right) + \frac{\mu_r}{4n}\right) \qquad \textbf{(I.4)}$$

n: le nombre de conducteurs par faisceau.

μ_r : la perméabilité du conducteur.

8.5. *Capacité de la ligne:*

Dans un système triphasé, il y a des capacités entre les lignes et la terre, mais également entre ligne. L'objectif est de synthétiser le tout dans une seule capacité égale pour les trois lignes :

$$C = \frac{2\pi\epsilon_0\epsilon_r}{\ln\left(\frac{D}{r}\right)} \qquad \textbf{(I.5)}$$

$\epsilon_0\epsilon_r$: les permittivités diélectrique du vide et des matériaux (dans le cas de l'air pour les lignes $\boldsymbol{\epsilon_r}$ vaut environ 1).

8.6. *Modélisation des générateurs :*

Une machine synchrone est une machine à courant alternatif, dans laquelle la fréquence de la tension induite engendrée et la vitesse sont en rapport constant. Elle est composée : d'un induit fixe, un inducteur tournant. On appelle une machine synchrone toutes les machines qui tournant exactement à la vitesse correspondant à la fréquence des courants et des tensions à ses bornes.

Les machines de faible vitesse angulaire sont à pôles saillants. Pour les grandes machines à grande vitesse (3000 tr/min, dans les centrales à fuel ou charbon), (1500 tr/min dans les centrales nucléaires), on utilise des rotors lisses à entrefer constant.

Le schéma équivalent est représenté par la **Figure (I.13)**.

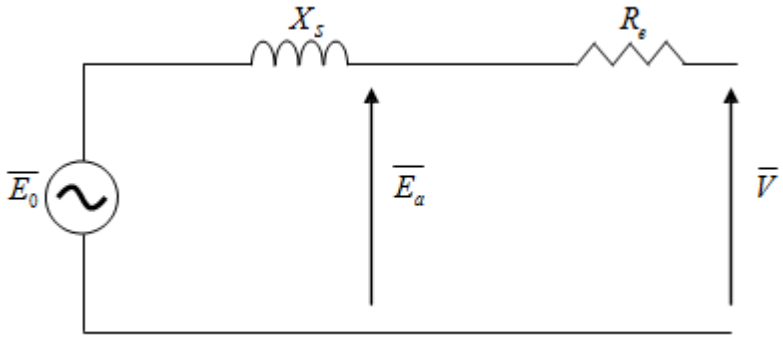


Figure I.13: *Le modèle d'une génératrice.*

E_0 : La f.e.m à vide.

E_a : La f.e.m En charge.

V : tension de sortie.

Xs : Réactance synchrone.

R_e: Résistance d'enroulement.

8.7. *Modélisation d'une charge :*

Une charge peut être modélisée par une impédance qui consomme une quantité constante de puissance active et réactive.

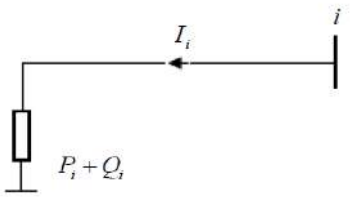


Figure I.14. Modélisation d'une charge**.**

8.8. *Modélisation d'une compensation shunt :*

Une compensation shunt qui peut être fixe ou variable, qui donne au réseau de l'énergie réactive contrôlable.

8.9. *Modélisation de ligne longue :*

Une ligne peut être considérée comme une série de circuit à constantes répartie uniformément sur toute sa longueur. Ces circuits sont composés d'une infinité d'élément identique constitué, d'une inductance linéique, et d'une résistance linéique, dans le sens longitudinal, qui donnent naissance à de chutes de tension. Une conductance linéique et une capacité linéique dans le sens transversale.

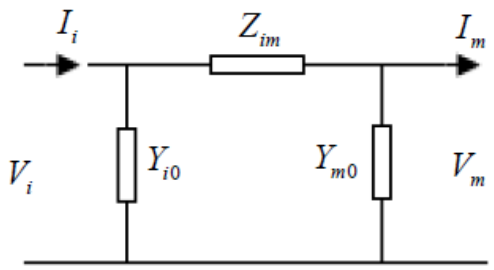


Figure I.15: *Modélisation d'une ligne longue.*

Généralement toute ligne longue se caractérisée par les équations suivantes :

$$V(X) = V_i \cosh(\gamma.X) - I_i .Z_C .\sinh(\gamma.X) \qquad \textbf{(I.6)}$$

$$I(X) = V_i / Z_C .\sinh(\gamma.X) + I_i .\cosh(\gamma.X)$$

Avec les conditions suivantes :

$$V(X=0) = V_i \qquad \textbf{(I.7)}$$

$$I(X=0) = I_i$$

Où : Z_c : Impédance caractéristique de la ligne [Ω].

$\gamma = \sqrt{Z.Y}$: Constante de propagation.

9. Puissances transportées dans un réseau HT :

9.1. Pertes *de puissance* :[3-4,6]

Malgré l'effort entrepris pour limiter la résistance, le transport de l'électricité génère des pertes d'énergie importantes, essentiellement par effet Joule.

Pour ne pas subir de pertes importantes, on utilise par conséquent deux techniques :

- augmenter le nombre de conducteurs : certaines lignes comportent pour chacune des phases jusqu'à quatre câbles distants de quelques centimètres.
- diminuer l'intensité du courant en élevant la tension : pour une puissance transportée semblable, si on augmente la tension, l'intensité du courant électrique diminue et les pertes dues au passage du courant dans le fil seront réduites selon le carré de l'intensité.

Cependant, la tension servie aux particuliers doit rester inchangée, et dans le domaine de la basse tension pour limiter les risques pour les utilisateurs. Comme on ne sait pas le faire de façon simple avec le courant continu, on a recours au courant alternatif (de fréquence 50 Hz ou 60 Hz) ainsi qu'à des transformateurs.

9.2. Intensité du courant dans une ligne de transport :

L'intensité maximale du courant transportable dans une ligne est liée à la résistance de ses conducteurs, et par conséquent à leur section ainsi qu'à la résistivité des matériaux les constituant.[3][7]

Un courant circulant dans les conducteurs va créer des pertes, et par conséquent une élévation de température. Un équilibre thermique va s'établir entre les pertes dans le conducteur, et l'énergie transmise par le conducteur à son milieu ambiant (l'air) par convection et rayonnement. Les gestionnaires du réseau devront limiter le courant et par conséquent la température du conducteur à un niveau acceptable : la déformation due à la chaleur doit respecter la limite d'élasticité des câbles, et la flèche de la ligne (son point bas comparé au sol) doit rester suffisamment éloignée du sol pour ne pas mettre en danger les biens et personnes à proximité. La température limite acceptable d'un conducteur aluminium est de l'ordre de 100°C.

A partir de là, le concepteur de la ligne définira selon la température ambiante l'intensité maximale acceptable. Des surcharges temporaires sont acceptables quand la température ambiante est suffisamment inférieure à la valeur maximale prise pour le dimensionnement.

Cependant le choix des sections de lignes doit se faire suivant les courants maximaux à transporter, mais également selon critères technico-économiques. Le choix d'une section plus importante entrainera une dépense plus importante, mais permettra de diminuer les pertes.

10. Chutes de tension d'une ligne HT :

La problématique des chutes de tension sur une ligne à haute tension peut se résumer ainsi : la tension étant fixe à une extrémité de la ligne, comment maintenir en bout de ligne une tension aussi constante que possible, et ceci quel que soit le courant traversant la ligne. Si le problème des chutes de tension existe aussi bien en basse tension, il peut être crucial sur les lignes à haute tension du fait de leur longueur. En absence de courant, un phénomène paradoxal se produit sur les lignes à haute tension : la tension en extrémité de ligne est plus élevée qu'en entrée.

10.1. *Régime de fonctionnement à vide :*

Si l'on considère le modèle en π d'une ligne de transport à vide, on remarque que le condensateur de sortie est alors en série (c'est-à-dire traversé par exactement la même intensité) avec la résistance et l'inductance de la ligne.

Pour une ligne aérienne, la résistance est très inférieure à la réactance, ce qui conduit à une tension de sortie supérieure à la tension d'entrée. Ce phénomène est appelé **Effet Ferranti**.

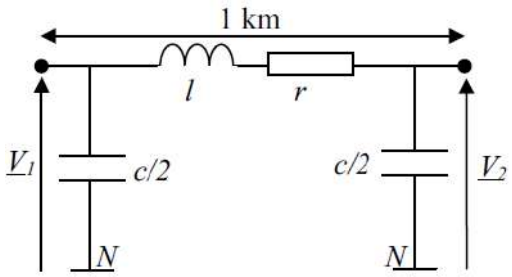


Figure I.16: *Schéma monophasé équivalent en (π).*

10.2. *Régime de fonctionnement en charge :*

Puisque la ligne en charge présente un aspect inductif on a :

$U_1 = (r + jlw). I + (R + jLW). I + U_2$ (**I.8**)

Soit:

$U_1 = (r +R). I + j (lw + LW). I + U_2$ (**I.9**)

Si l'intensité I augmente, les deux termes **(r +R). I** et **j (lw + LW). I** augmentent donc U_2 diminue en bout de la ligne. Pour y remédier, il y a deux possibilités : soit demander aux groupes de fournir plus de réactif soit insérer les batteries de condensateurs dans le réseau ou bien les deux solutions à la fois. L'ajout de la batterie de condensateur diminue le vecteur jlw inductif puisqu'elle impose un vecteur capacitif **-j/cw** opposé au vecteur inductif ce qui augmente le vecteur U_2.

11. Les différents types de défaut du réseau électrique :

Comme son nom l'indique une protection électrique permet de protéger contre les défauts électriques. Il convient de les identifier correctement afin de définir correctement la protection adéquate. Les défauts possibles sont:[9][7]

11.1. *Les Surtension :*

On distingue différents types de surtension telle que :

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

Les Surtension provoquent des claquages et le vieillissement de l'isolation.

11.2. *Les surcharge :*

La surcharge d'un appareil est caractérisée par un courant supérieur au courant admissible, leurs origines sont :

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

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

11.3. *Les oscillations :*

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

11.4. Les déséquilibre :

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

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

11.5. *Les Courts-circuits :*

11.5.1. *Origines :*

Les différents composants des réseaux sont conçus, construits et entretenus de façon à réaliser le meilleur compromis entre coût et risque de défaillance.

Ce risque n'est donc pas nul et des incidents ou défauts viennent perturber le fonctionnement des installations électriques.

Les origines des Courts-circuits sont :

- **Mécanique :** C'est la chute d'un corps sur un conducteur ou la dégradation mécanique de conducteurs consécutive à des agressions extérieures par des engins de terrassement par exemple
- **Humaines :** Ce sont les fausses manœuvres telles l'ouverture d'un sectionneur en charge par exemple.
- **Atmosphériques :** Les lignes aériennes sont soumises aux perturbations extérieures telles que la foudre, les tempêtes ou le givre.
- **Electriques :** C'est l'altération des isolants des matériels de réseau, par exemple. Ces isolants subissent des dégradations au cours du temps qui conduisent à des défauts d'isolement et donc des courts-circuits.

11.5.2. *Caractéristiques :*

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

➢ **Forme des Courts-circuits :**

Un court-circuit dans les réseaux électriques peut être :

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

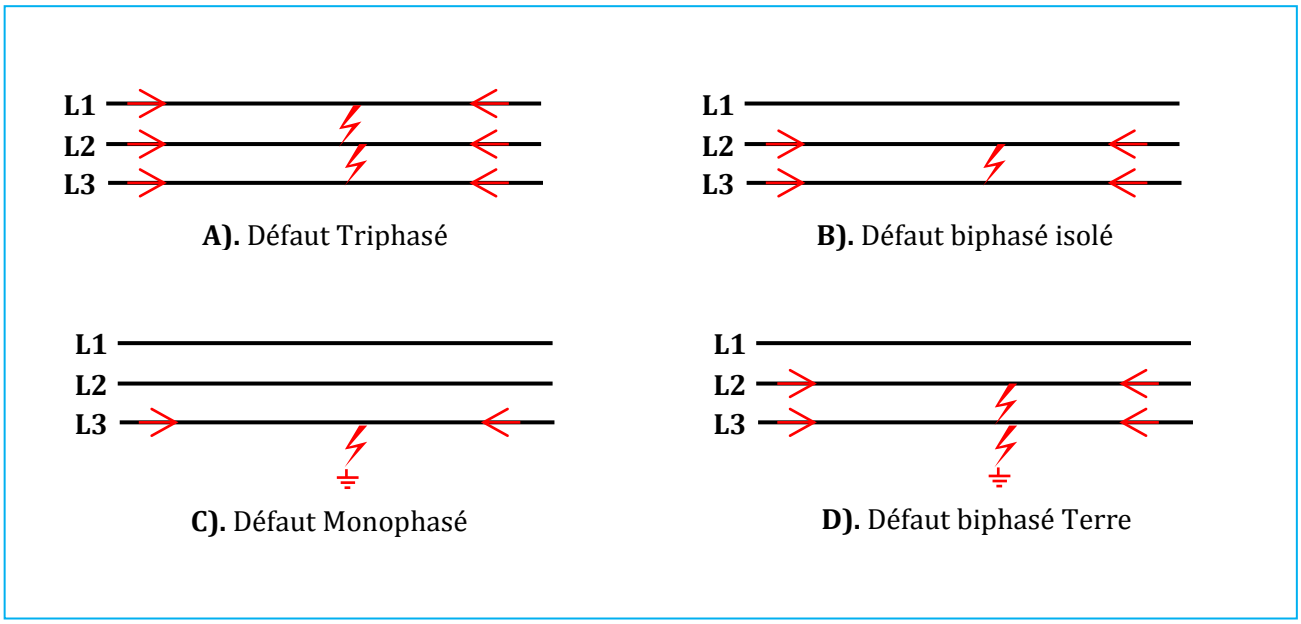


Figure I.17: Différents *formes des Courts-circuits.*

- **Durée des Cour-circuits: [7,11-12]**

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

- **Courant de Court-circuit : [7,11]**

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

I.16) - Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté des généralités sur les réseaux électriques.

Nous avons mis le point sur les différents types des réseaux, et leur composantes et architecture. Aussi nous avons présente la modélisation des lignes, et les différents défauts qui pouvant affectes la ligne.

1. Introduction :

Tout système électrique peut être affecté par des perturbations électriques qui influent directement sur le bon fonctionnement des installations industrielles. Pour ce la, il est indispensable d'installer des appareils de protection susceptibles à détecter et supprimer rapidement les différents types de défauts pouvant survenir dans une installation électrique.

Dans ce chapitre, nous avons décrit les principes de base de la protection électrique en considérant les types, les normes ainsi que les principes de fonctionnement.

2. Méthodes de calcul des courants de court circuit :

2.1. *Méthode d'impédances* : [5,12-13]

La méthode des impédances consiste à calculer l'impédance Z de la boucle de défaut en tenant compte de l'impédance de la source d'alimentation (réseau, batteries, groupe…). Cette méthode est précise et permet de calculer les courants de court circuit maximal et minimal. Cependant, cette méthode nécessite la connaissance des paramètres du circuit en défaut.

2.1.1. *Courts circuits monophasés (phase-terre) :*

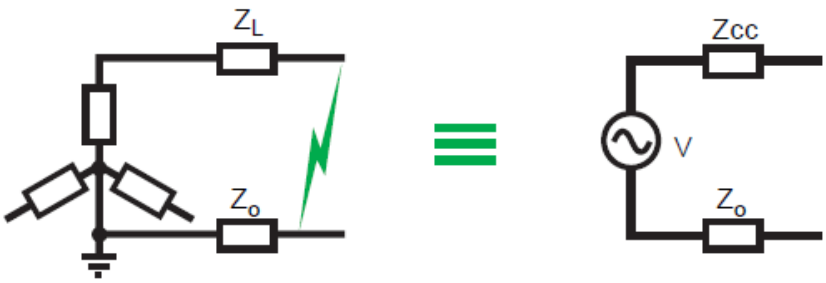


Figure II.1 *: Court circuit monophasé (phase-terre).*

Ce type de défaut fait intervenir l'impédance homopolaire *Zo* :

$$I_{cc0} = \frac{Un/\sqrt{3}}{Zcc+Zo} \text{..... (II.1)}$$

2.1.2. Courts circuits biphasés :

Il correspond à un défaut entre deux phases, alimenté sous une tension composée U.



Figure II.2: *Court circuit diphase*.

En appliquant la loi d'ohm, le courant de court circuit biphasé est définit par l'équation suivante :

$$I_{cc} = \frac{U}{2Zcc} \text{..... (II.2)}$$

Zcc : impédance de court-circuit.

2.1.3 Courts circuits triphasés :

C'est le défaut qui correspond à la réunion des trois phases :



Figure II.3: *Court circuit triphasé.*

La puissance de court circuit triphasé est présentée par :

$$Pcc = Icc \times Un \times \sqrt{3} \text{.....(II.3)}$$

Le principe de calcul des impédances de différentes composantes des réseaux électriques est présenté ci-dessous :

1) **Impédance de la source :**

L'impédance de la source est définie par l'équation suivante :

$$\mathbf{Z_s = \frac{Un}{Icc * \sqrt{3}}} \text{..... (II.4)}$$

2) **Impédance du transformateur :**

L'impédance du transformateur est représentée par l'équation :

$$\boldsymbol{Z_t = \left(\frac{X\%}{100}\right) * \left(\frac{Un^2}{P_n}\right)} \text{..... (II.5)}$$

Avec, *X*% est le pourcentage de tension de court circuit.

Finalement, on peut calculer le courant de court circuit dans un jeu de barre, en utilisant **(1.4)** :

$$\mathbf{I_{cc} = \frac{Un}{\sqrt{3} * \sum Z}} \text{..... (II.6)}$$

2.2. Méthode des composantes symétriques : [5, 14-15]

En fonctionnement normal équilibré et symétrique, l'étude des réseaux triphasés se ramène à celle d'un réseau monophasé équivalent, caractérisé par les tensions simples, les courants de phase, et les impédances du réseau (appelées impédances cycliques). Dès qu'une dissymétrie significative apparaît dans la configuration ou le fonctionnement du réseau, la simplification précédente n'est plus possible. Dans ce cas, on ne peut pas alors établir simplement les relations électriques dans les conducteurs à l'aide des impédances cycliques.
On utilise la méthode des composantes symétriques, qui consiste à ramener le système réel à la superposition de trois réseaux monophasés indépendants. L'appellation des ces trois réseaux selon les normes française sont composante directe (d), inverse(i) et homopolaire(o). Et séquence positive (1), négative (2) et nulle (0) selon les normes anglaise.

La représentation des tensions déséquilibrées en fonction des composantes symétriques est définie comme suit :

$$\begin{aligned} V_1 &= V_d + V_i + V_o \\ V_2 &= a^2 \times V_d + a \times V_i + V_o \\ V_3 &= a \times V_d + a^2 \times V_i + a \times V_o \end{aligned} \qquad \textbf{(II.7)}$$

Avec : $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$

De même, la représentation des composantes symétriques en fonction des tensions déséquilibrées est définie par les équations suivantes :

$$\begin{aligned} V_d &= \frac{1}{3}(V_1 + a \times V_2 + a^2 \times V_3) \\ V_i &= \frac{1}{3}(V_1 + a^2 \times V_2 + a \times V_3) \\ V_0 &= \frac{1}{3}(V_1 + V_2 + V_3) \end{aligned} \qquad \textbf{(II.8)}$$

Les impédances directe, inverse, homopolaire d'un élément de réseau sont les impédances présentées par cet élément soumis à des systèmes de tension respectivement triphasé direct, triphasé inverse, phase-terre sur trois phases en parallèle. En pratique, Les génératrices produisent la composante directe de la puissance ; les défauts peuvent produire les composantes inverse et homopolaire. Pour le cas des moteurs, la composante directe crée le champ tournant utile, alors que la composante inverse est à l'origine d'un champ tournant de freinage. Pour les transformateurs, un défaut à la terre crée une composante homopolaire qui est à l'origine d'un champ homopolaire se refermant par la cuve. Le principe de décomposition en composantes symétriques est présenté dans la figure suivante.

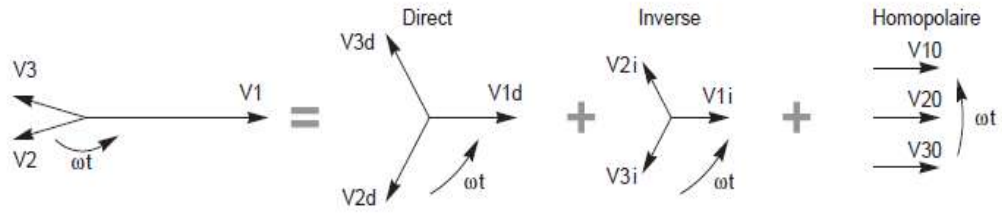


Figure II.4: *Décomposition d'un système triphasé en composantes symétriques.*

2.3. Calcul des différents types de défauts :

2.3.1. *Court-circuit monophasé* : [5,15]

Le parcourt du courant de court circuit dans un défaut phase terre est représenté dans la figure suivante :

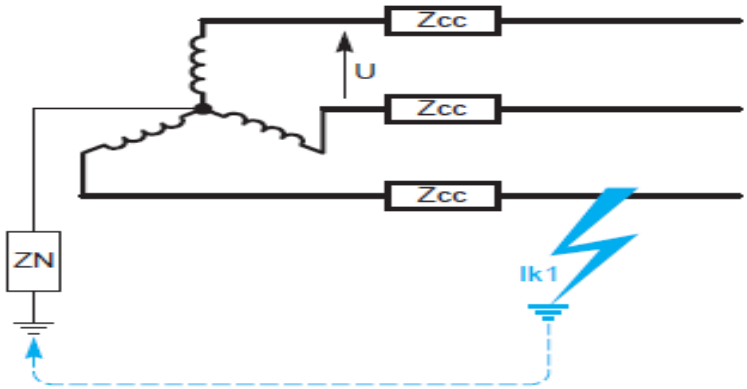


Figure II.5: *Court-circuit entre phase et terre.*

D'après la figure, nous remarquons que la valeur du courant de court circuit dépend de l'impédance ZN située entre le neutre et la terre; cette impédance peut être entièrement nulle si le neutre est directement mis à la terre (en série avec la résistance de mise à la terre) ou au contraire quasiment infinie si le neutre est isolé. La valeur du courant de défaut phase terre en utilisant la méthode des composantes symétriques est représenté par :

$$\boldsymbol{I_{k1} = \frac{U/\sqrt{3}}{(Z_i+Zd+Zo+3*Zn)}} \text{.....(II.9)}$$

Ce calcul est nécessaire dans les réseaux où le neutre est relié à la terre par une impédance ZN, pour déterminer le réglage des protections "de terre" qui doivent intervenir pour couper le courant de défaut à la terre. Lorsque Zd, Zi et Z0 sont négligeables par rapport à ZN, alors en trouve :

$$\boldsymbol{I_{k1} = \frac{U}{\sqrt{3}*Zn}} \text{..... (II.10)}$$

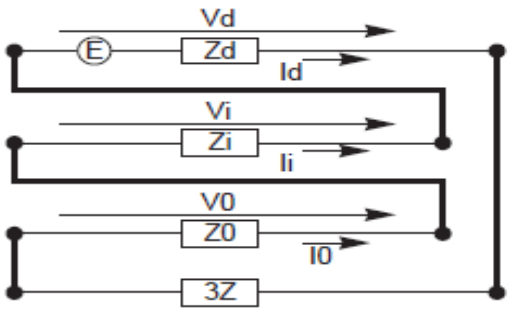


Figure II.6 : *Modélisation du court-circuit monophasé selon les composantes symétriques.*

$$I_d = I_i = I_o = \frac{E}{Zd+Zi+Zo+3Z} \quad \text{…….. (II.11)}$$

$$V_d = \frac{E(Zi + Zo + 3Z)}{Zd + Zi + Zo + 3Z}$$

$$V_i = \frac{-Zi*E}{Zd+Zi+Zo+3Z} \quad \text{(II.12)}$$

$$V_o = \frac{-Zo * E}{Zd + Zi + Zo + 3Z}$$

2.3.2. Court circuit biphasé entre conducteurs de phase :

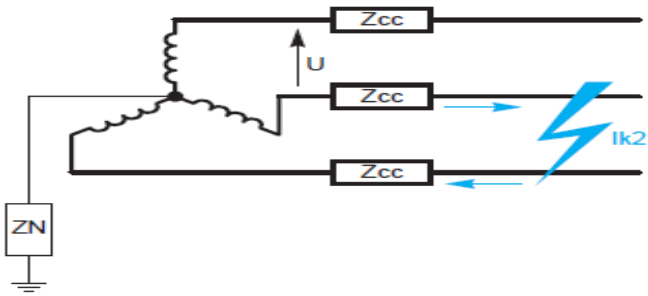


Figure II.7: Court-circuit diphase.

La valeur du courant de court-circuit biphasé en un point du réseau est :

$$I_{K2} = \frac{U}{Zd+Zi} \text{ ……. (II.13)}$$

Dans le cas d'un réseau alimenté par un transformateur (défaut éloigné des sources), la valeur du courant de court-circuit biphasé en un point du réseau est :

$$I_{K2} = \frac{U}{2*Zcc} \text{ …… (II.14)}$$

Le courant de court-circuit biphasé est alors plus faible que pour le triphasé, dans le rapport de 3/2, soit environ 87 %. Dans le cas de défaut proche d'un générateur (Zi ≤ Zd), le courant peut être supérieur au cas du défaut triphasé.

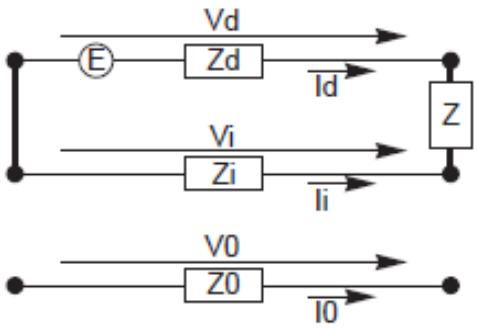


Figure II.8 : *Modélisation du court-circuit biphasé selon les composantes symétriques.*

$$\mathbf{I_d = \frac{E}{Zd + Zi + Z}}$$

$$\boldsymbol{I_i = \frac{-E}{Zd+Zi+Z}} \qquad \textbf{(II.15)}$$

$$\boldsymbol{I_o = 0}$$

$$\boldsymbol{V_d = \frac{E(Zi + Z)}{Zd + Zi + Z}}$$

$$\boldsymbol{V_i = \frac{E*Zi}{Zd+Zi+Z}} \qquad \textbf{(II.16)}$$

$$\boldsymbol{V_o = 0}$$

2.3.3. Court-circuit biphasé à la terre :

La **figure (II.9)** représente le schéma d'un court circuit à la terre et la **figure (II.10)** représente la modélisation du court circuit biphasé terre selon les composantes symétriques :

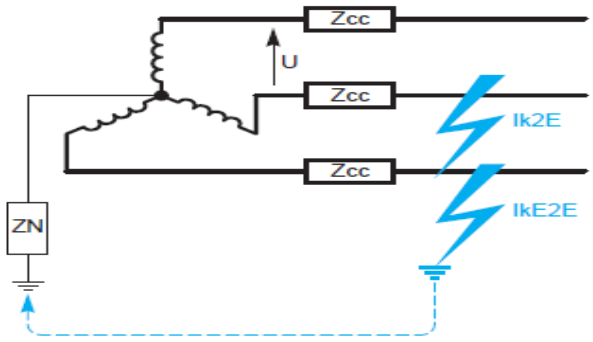


Figure II.9: Court-circuit biphasé terre

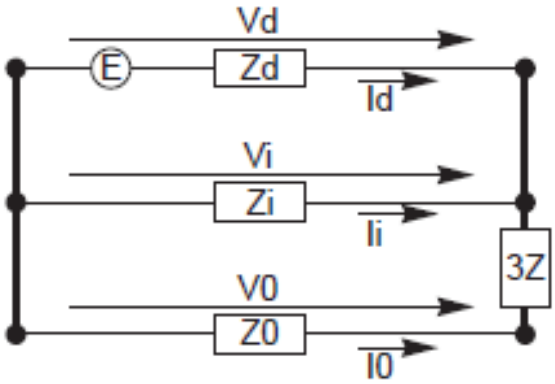


Figure II.10 : *Modélisation du court-circuit monophasé selon les composantes symétriques.*

En cas de défaut franc éloigné des sources, la valeur du courant de court-circuit biphasé à la terre est :

$$I_{kE2} = \frac{\sqrt{3}*U}{Zd+2Zo} \text{..... (II.17)}$$

$$I_d = \frac{E(Zi + Zo + 3Z)}{Zd * Zi(3Z + Zo) * (Zi + Zd)}$$

$$I_i = \frac{-E(Zo+3Z)}{Zd*Zi(3Z+Zo)*(Zd+Zi)} \quad \text{(II.18)}$$

$$I_o = \frac{-E * Zi}{Zd * Zi(3Z + Zo) * (Zd + Zi)}$$

2.3.4. Court circuit triphasé équilibré :

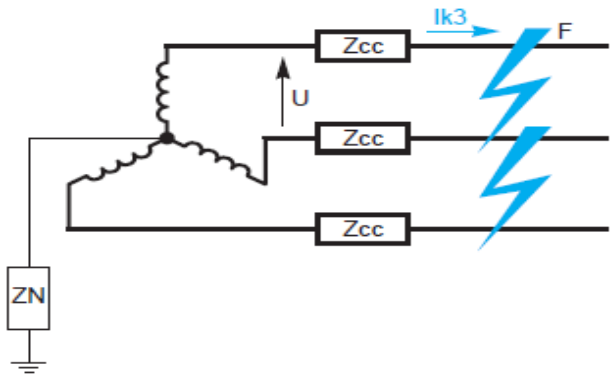


Figure II.11 : *Court-circuit triphasé équilibré.*

La valeur du courant de court-circuit triphasé en un point *F* du réseau est :

$$\mathbf{I_{K3}} = \frac{U}{\sqrt{3} * Zcc} \quad \text{…….. (II.19)}$$

Où, *U* désigne la tension entre phases au point *F* avant l'apparition du défaut et Zcc l'impédance équivalente du réseau amont vue du point de défaut.

Ces impédances sont elles-mêmes la somme quadratique de réactances et résistances :

$$\mathbf{Zcc}\ \sqrt{X^2 + R^2} = \text{……. (II.20)}$$

Une simplification importante consiste en particulier à connaître la puissance de court-circuit Scc au point de raccordement du réseau du distributeur; on en déduit l'impédance Za équivalente en amont de ce point :

$$\mathbf{Za} = \frac{U^2}{Zcc} \ ; \ \mathbf{I_{cc}} = \frac{U}{\sqrt{3} * Zcc} \text{ ……. (II.21)}$$

De même, la source de tension n'est pas unique ; il peut y avoir plusieurs sources en parallèle, en particulier les moteurs synchrones et asynchrones qui se comportent sur court-circuit comme des générateurs.

3. Protection du réseau électrique :

3.1. Définition :

La protection des réseaux électriques désigne l'ensemble des appareils de surveillance et de protection assurant la stabilité d'un réseau électrique. Cette protection est nécessaire pour éviter la destruction accidentelle d'équipements coûteux et pour assurer une alimentation électrique ininterrompue. Elle doit également garantir la stabilité des réseaux électriques.

Les protections électriques mettent en œuvre différents éléments : des capteurs, des relais, des automates et des disjoncteurs. Elles fonctionnent typiquement en l'espace de quelques centaines de millisecondes.

Chaque composant du réseau nécessite des types de protections spécifiques.

3.2. Chaîne générale d'un système de protection: **[5,10]**

C'est le choix des éléments de protection et de la structure globale de l'ensemble, de façon cohérente et adaptée au réseau (**Fig. II.12**). Le système de protection se compose d'une chaîne constituée des éléments suivants :

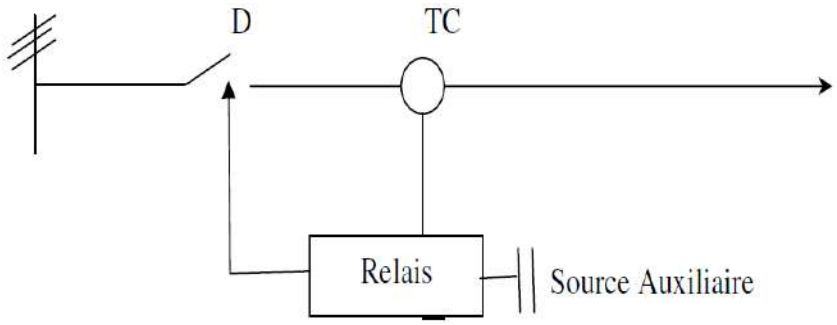


Figure II.12 : Chaine principale de la protection électrique

3.3. Elimination des défauts :

Les courts circuits sont donc des incidents qu'il faut éliminer le plus vite possible. Il s'avère que la rapidité d'élimination d'un défaut est essentielle pour réduire les risques. Lorsqu'un court circuit apparaît sur un ouvrage, les protections provoquent le déclenchement des disjoncteurs encadrant cet ouvrage. Si cette fonction est correctement exécutée, les disjoncteurs des autres ouvrages ne doivent pas être déclenchés. Dans le cas contraire, les disjoncteurs d'autres ouvrages doivent être déclenchés, pour assurer l'élimination du défaut, mais en nombre aussi réduit que possible.

Dans la plupart des réseaux de transport, c'est le maintien de la stabilité transitoire de fonctionnement des groupes générateurs qui impose le temps maximal d'élimination des défauts, essentiellement des défauts polyphasés qui sont les plus contraignants. Ce temps maximal se situe le plus souvent dans la fourchette 100 à 200 ms, des valeurs plus basses de l'ordre de 60 à 80 ms peuvent être nécessaires dans des situations de réseau contraignantes. Le temps de fonctionnement des disjoncteurs modernes (ouverture des pôles et coupure du courant) étant de l'ordre de 30 à 50 ms. Ces exigences sur les temps d'élimination des défauts, imposent aux protections les plus rapides de fonctionner en un temps de 20 à 30 ms. Aujourd'hui, les défauts électriques sont automatiquement éliminés par des fusibles et des disjoncteurs sophistiqués.

4. Système de protection :

4.1. Définition :

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

4.2. Constitution : **[5,11]**

Le rôle fondamental d'un système de protection dans un réseau électrique, est de détecter les défauts possibles et de mettre hors tension la portion du réseau affecté par le défaut. Quelque soit la technologie, le système de protection est composé de trois parties fondamentales :

- Des capteurs ou réducteurs de mesure qui abaissent les valeurs à surveiller à des niveaux utilisables par les protections.
- Un système de relais de protection (Relais).
- Un appareillage de coupure (un ou plusieurs disjoncteurs).

Un exemple d'un système de protection pour une ligne HT est donné par la **Fig. II.13.** L'une extrémité de la ligne a un système de protection similaire qui protège la ligne par l'ouverture du disjoncteur de l'autre extrémité. Dans le cas d'un défaut, les deux relais ont besoin de fonctionner, donc les deux disjoncteurs s'ouvrent et la ligne est mise hors service.

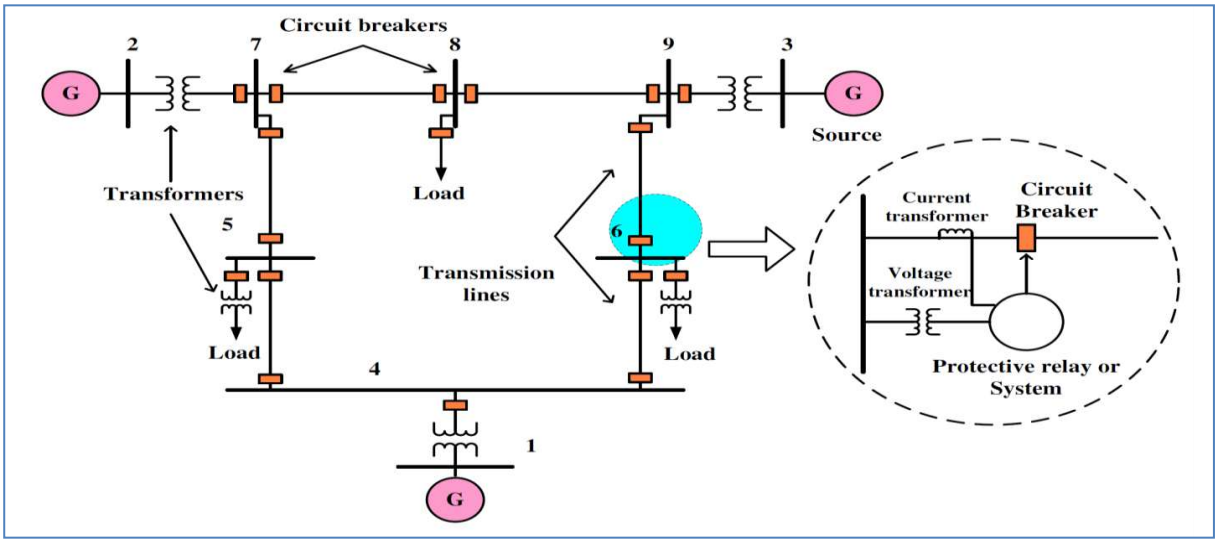


Figure II.13 : *Constitution d'un système de protection.*

Les relais de protection sont connectés aux transformateurs pour recevoir des signaux d'entrée et aux disjoncteurs pour délivrer des commandes d'ouverture ou de fermeture. Donc en cas de défaut, la tâche du disjoncteur est d'éliminer le défaut tandis que la tâche du système de relais de protection est de détecter ce défaut. En HT, les relais sont situés dans des sous stations. Le temps d'élimination de défauts comprend :

— Le temps de fonctionnement des protections (détection du défaut) ;

— Le temps d'ouverture des disjoncteurs (élimination du défaut).

4.2.1. Réducteur de mesure :

Pour des raisons de dimensionnement et de coût, les relais de protection sont prévus pour des courants et des tensions de valeurs réduites. De plus, pour assurer la sécurité des opérateurs, il faut interposer une séparation galvanique entre le réseau surveillé qui se trouve à tension élevée et le circuit de mesure à tension réduite mis à la terre en un point. On utilise pour cela des transformateurs de courant (TC) et des transformateurs de tension (TT). Pour assurer une bonne protection contre les défauts, la caractéristique essentielle d'un réducteur de mesure est sa précision.

- **Transformateur de courants :**

Du point de vue électrique, les TC ont plusieurs rôles :

- Délivrer à leur secondaire une intensité, image fidèle de celle qui circule, dans le conducteur HT concerné ;
- Assurer l'isolement galvanique entre la HT et les circuits de mesure et de protection ;
- Protéger les circuits de mesure et de protection de toute détérioration lorsqu'un défaut survient sur le réseau HT.

Les transformateurs de courant utilisés permettent de réduire le niveau des courant de milliers d'Ampères vers des sorties standards de 5A ou 1A pour un fonctionnement du réseau normal. Durant le défaut, le niveau du courant du transformateur augmente. Le choix du transformateur est critique pour un fonctionnement correct du relais.

Avec cette image de l'intensité dans le conducteur HT, le relais élabore à son tour un ordre de déclenchement en fonction du type de protection qu'il réalise et des valeurs auxquelles il a été préréglé (seuil(s), temporisation(s)). Cet ordre est transmis à un ou plusieurs appareils de coupure (disjoncteur, contacteur, interrupteur). Suivant le type de protection à réaliser, les TC sont associés et utilisés selon des schémas différents, ils peuvent être une partie isolée ou une partie du disjoncteur.

- **Transformateur de tension :**

Le réducteur de tension TT est un véritable transformateur, dont le primaire reçoit la tension du réseau, et le secondaire restitue une tension image. Puisque les niveaux de tension dans le réseau sont de l'ordre de kilovolts, les transformateurs de tension sont utilisés pour abaisser les tensions à des niveaux acceptables par les relais. Ils sont fournis sous forme standard dont la tension du secondaire est 100V ou 10V (entre phases). Les difficultés rencontrées pour la réalisation de cet appareil sont :

- Fourniture d'une tension secondaire avec la précision requise lorsque la tension primaire est faible. En effet, dans ce cas, les phénomènes d'hystérésis sont particulièrement sensibles ;
- Lors des cycles de déclenchement et ré enclenchement après ouverture des disjoncteurs d'une phase saine, la phase reste chargée. Un régime oscillatoire amorti apparaît, créé par la capacité de la ligne et l'inductance de l'appareil. Elle peut être à très basse fréquence, ce qui provoque la saturation de son circuit magnétique. Au ré enclenchement il fournit alors une tension très faible, ce qui peut entraîner un fonctionnement incorrect.

4.2.2. Les disjoncteurs :

Un disjoncteur est destiné à établir, supporter et interrompre des courants, sous sa tension assignée (tension maximale du réseau), dans les conditions normales et anormales du réseau. Il est très généralement associé à un système de protection (relais), détectant un défaut et élaborant des ordres au disjoncteur pour éliminer automatiquement le défaut ou pour remettre en service un circuit lorsque le défaut a été éliminé par un autre disjoncteur ou dans le cas où le défaut présente un caractère fugitif.

Sa fonction principale est d'interrompre le flux de courant détecté lors d'un défaut. Le principe de base de tous les disjoncteurs est d'essayer de détecter le passage du courant par la valeur zéro et d'interrompre le flux de courant à ce moment là (où le niveau d'énergie à interrompre est à son minimum). C'est l'appareil de protection capable d'une totale capacité d'intervention sans provoquer de surtension excessive sur le réseau.



Figure II.14 : *Disjoncteurs dans un réseau HT.*

Le disjoncteur ne réussit pas souvent à interrompre le courant durant la première tentative, plusieurs cycles de la fréquence fondamentale du courant sont nécessaires pour une interruption complète du flux de courant, ce qui affecte la vitesse du disjoncteur. Les disjoncteurs rapides utilisés dans la HT sont d'un cycle, par contre ceux utilisés dans la BT prennent 20 à 50 cycles pour ouvrir Dans le cas des lignes électriques, beaucoup de défauts sont temporaires. Pour distinguer entre un défaut permanent et un défaut temporaire le concept d'auto-enclenchement est utilisé. Quand le disjoncteur déclenche il reste ouvert un certain temps ensuite il ferme automatiquement. Cette action permet au relais de vérifier si le défaut continu d'exister, et dans ce cas de déclencher de nouveau. Si le défaut disparait, le relais ne fonctionne pas et la ligne va rester en service.

Les milieux choisis pour la coupure sont l'air, l'huile, l'air comprimé, le gaz SF6 ou le vide.

Les disjoncteurs sont assez souvent équipés d'un relais auxiliaire nommé relais de défaillance du disjoncteur (BF). Si le disjoncteur échoue dans l'opération d'ouverture quand c'est nécessaire, le relais BF initialise une opération de fonctionnement des autres disjoncteurs qui vont déconnecter l'élément en défaut (souvent d'autres éléments non affectés par le défaut sont également déconnectés).

4.2.3. Système de relais de protection :

Un des équipements les plus importants utilisés dans la protection des réseaux électriques est le relais de protection (**Fig. II.15**). Le relais de protection mesure des

grandeurs d'entrée et les comparent aux seuils de réglage du relais qui définissent à leur tours les caractéristiques de fonctionnement. Il assure donc une opération logique entre une information d'entrée et l'information de sortie correspondante. Ces caractéristiques sont différentes suivant le principe du relais utilisé.



Figure II.15 : *Relais d'un réseau HT.*

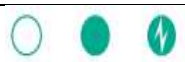
Généralement, le fonctionnement du relais est basé sur la comparaison de la grandeur mesurée et la caractéristique de fonctionnement. Quand les seuils de la caractéristique sont dépassés, le relais suppose que ceci est du à des défauts affectant la grandeur mesurée, il délivre alors une commande pour faire fonctionner le disjoncteur associé. Cette opération est souvent dite déclenchement du relais signifiant l'ouverture du disjoncteur.

Comme c'est déjà indiqué, le relais est raccordé à des transformateurs auxiliaires du fait que le signal d'entrée est très faible. Pour couvrir tous les besoins et fournir plusieurs niveaux des grandeurs d'entrée, la majorité des conceptions des relais permettent des connexions multiples aux transformateurs auxiliaires nommées prises de réglage. Donc derrière le courant ou la tension d'entrée et les valeurs de sorties de déclenchement, le relais possède un nombre de connexions d'entrée/sortie qui sont également très utiles lors de la coordination des relais.

La structure d'un relais de protection dépend largement de la technologie de réalisation. Ainsi, ils peuvent être de type électromagnétique, statique, digital ou numérique.

5. Autres appareils de protection :

Tableau II.1: *les différents appareils de connexion, leur fonction et leurs applications* **[6,10]**

	• Définition CEI • Fonction	Fermer	Ouvrir	Isoler
				
Sectionneur	*Appareil mécanique de connexion qui assure en position d'ouverture une distance de sectionnement satisfaisant à des conditions spécifié. *destiné à assurer l'isolement de sécurité d'un circuit, il est souvent associé à un sectionneur de terre.	oui non oui	oui non non	Oui
Sectionneur de mise à la terre	*Sectionneur spécial conçu pour raccorder des conducteurs de phase à la terre. *destiné à la sécurité en cas d'intervention sur les circuits, il relie les conducteurs actifs hors tension à la terre	oui non oui	oui non non	Non
Interrupteur	*appareil mécanique de protection capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales des circuits y compris des courants de la surcharge.	oui oui oui	oui non non	Oui

	*destiné à la commande des circuits, il est souvent prévu pour assurer la fonction sectionnement sur les réseaux MT de distribution publique et privés, il est souvent associé à des fusibles			
Contacteur	*appareil mécanique de connexion ayant une seule position de repos, commandé autrement qu'à la main, capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans les conditions normales des circuits y compris les conditions de la surcharge. *prévu pour fonctionner très fréquemment, il est principalement destiné à la commande de moteurs.	oui oui oui	oui non non	non
Disjoncteur	*appareil mécanique de connexion capable d'établir, de supporter et d'interrompre des courants dans la condition normale et anormale des circuits tels que celles du court-circuit. *appareil de connexion d'usage général. Outre la commande de circuits il	oui oui oui	oui non non	Non

	assure leur protection contre les défauts électriques. Il remplace les contacteurs pour la commande des gros moteurs MT			

○ = à vide ● = en charge ϟ = court-circuit □ = selon les cas

5.1. Les fusibles :

Les fusibles permettent d'interrompre automatiquement un circuit parcouru par une surintensité pendant un intervalle de temps donné. L'interruption du courant est obtenue par la fusion d'un conducteur métallique calibré. Ils sont surtout efficaces pour la protection contre les courts circuits, vis-à-vis desquels ils agissent, le plus souvent, en limiteurs de la valeur crête du courant de défaut.

Le fusible est ainsi un excellent dispositif pour l'élimination des défauts mais il présente un certain nombre d'inconvénients qui limitent son utilisation :

- Ils sont assez souvent générateurs de surtensions à la coupure.
- Ils exigent malheureusement d'être remplacés après chaque fonctionnement.
- En régime triphasé, ils n'éliminent que les phases parcourues par un courant de défaut, ce qui peut présenter un danger pour le matériel et le personnel.
- Leur calibre doit être bien adapté pour éviter un fonctionnement intempestif en cas de surcharge momentanée.



Figure II.16 *: Fusible cylindrique HT.*

Les fusibles sont des appareils monophasés, pour pallier cet inconvénient potentiel, les fusibles peuvent être associés à des interrupteurs ou à des contacteurs avec lesquels ils constituent des combinés capables d'assurer automatiquement la coupure des phases saines lors du fonctionnement de l'un d'eux de façon à éviter la marche monophasée dangereuse. Les combinés présentent, en outre, l'avantage d'interrompre en triphasé en cas de fusion d'un seul ou de deux fusibles.

5.2. Les fonctions de protection : [5,12]

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

6. Les Qualités et caractéristiques d'une protection électrique : [5,7-9]

6.1. Rapidité :

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

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

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

6.2. Sélectivité :

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

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

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

1. Sélectivité ampère métrique :

Une protection ampère métrique (**Fig. II.17)** est disposée au départ de chaque tronçon: son seuil est réglé à une valeur inférieure à la valeur de défaut minimal provoqué par un court-circuit sur la section surveillée, et supérieure à la valeur maximale du courant provoqué par un court-circuit situé en aval (au-delà de la zone surveillée).

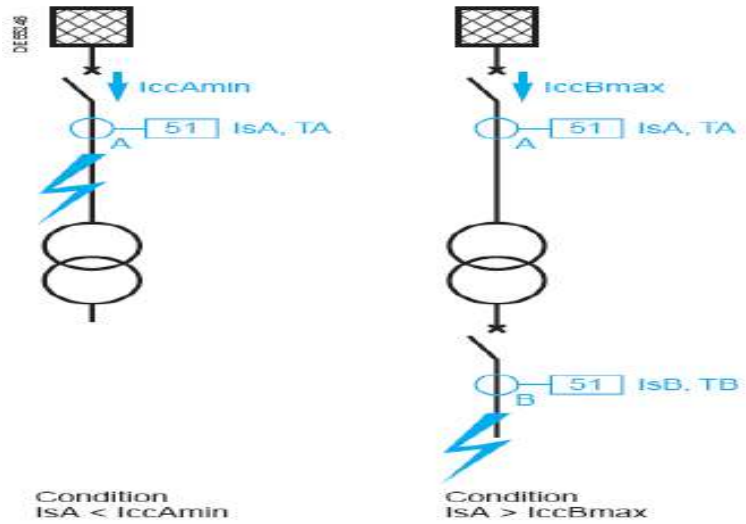


Figure II.17 : *Fonctionnement d'une sélectivité ampère métrique*.

Ainsi réglée, chaque protection ne fonctionne que pour les courts-circuits situés immédiatement en aval de sa position, à l'intérieur de la zone surveillée, elle est insensible aux court-circuit apparaissant au-delà.

2. Sélectivité chronométrique :

Sélectivité dans laquelle les protections sollicitées sont organisées pour fonctionner de manière décalée dans *le temps.* La protection la plus proche de la source a la temporisation la plus longue. Ainsi, sur le schéma (**Fig. II.18**), le court-circuit représenté est vu par toutes les protections (en A, B, C, et D). La protection temporisée D ferme ses contacts plus rapidement que celle installée en C, elle-même plus rapide que celle installée en B.

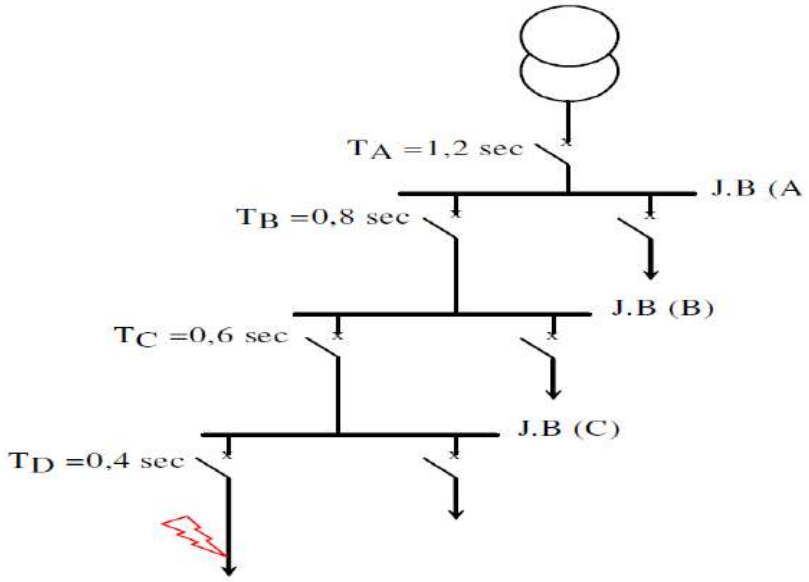


Figure II.18: *Principe de la sélectivité chronométrique.*

Après l'ouverture du disjoncteur D et la disparition du courant de court-circuit, les protections A, B, C qui ne sont plus sollicitées, revient à leur position de veille.
La différence des temps de fonctionnement T entre deux protections successives est l'intervalle de sélectivité.

3. Protection des réseaux par le système de sélectivité logique :

Un défaut se produisant en un point quelconque d'un réseau de distribution ne doit, en aucune façon, priver de courant électrique l'ensemble de l'installation. Il résulte de cette évidence, la nécessité d'isoler rapidement la partie en défaut sans priver d'énergie les autres utilisateurs ; c'est le principe même de la sélectivité des déclenchements.

L'élément de protection (disjoncteur ou fusibles) qui est placé immédiatement en amont de la partie de circuit où se produit le défaut doit, et lui seul, fonctionner, les autres protections ne devant pas déclencher. Les procédés classiques de sélectivité (ampèremétrique et chronométrique) permettent de répondre à cette exigence plus ou moins parfaitement.

Le Système de Sélectivité Logique permet d'obtenir une sélectivité totale entre tous les étages d'un réseau de distribution électrique, industrielle ou tertiaire, ceci, de la HT à la BT. Par ailleurs, il permet l'élimination du défaut en un temps très réduit et indépendant de l'endroit où s'est produit l'incident.

6.3. Sensibilité :

La protection doit fonctionner dans un domaine très étendu de courants de court-circuit entre :

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

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

6.4. Fiabilité :

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

- Une protection a un fonctionnement correct lorsqu'elle émet une réponse à un court-circuit sur le réseau en tout point conforme à ce qui est attendu.
- A l'inverse, pour un fonctionnement incorrect, elle comporte deux aspects :

- Le défaut de fonctionnement ou non-fonctionnement lorsqu'une protection, qui aurait du fonctionner, n'a pas fonctionné.

- Le fonctionnement intempestif, qui est un fonctionnement non justifié, soit en l'absence de défaut, soit en présence d'un défaut pour laquelle la protection n'aurait pas du fonctionner.

- La fiabilité d'une protection, qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement incorrect (éviter les déclenchements intempestifs), est la combinaison de :

- La sûreté : qui est la probabilité de ne pas avoir de défaut de fonctionnement.
- La sécurité : qui est la probabilité de ne pas avoir de fonctionnement intempestif.

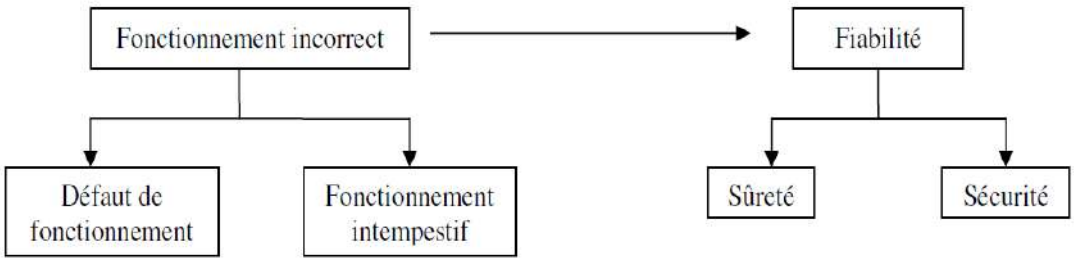


Figure II.19 : *Fiabilité d'une protection.*

7. Conclusion :

Dans ce chapitre, il nous a apparu nécessaire de donner assez d'information sur les différents éléments qui composent un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace contre les différents types d'anomalies qui peuvent survenir sur les réseaux électriques.

1. Introduction :

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

2. Définition :

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

3. Caractéristiques générales : [7,13]

Les relais qui composent les systèmes de protection doivent être simples, robustes, rapides, sensibles, de faible consommation, et doivent réaliser des contacts sûrs. Ils doivent satisfaire les conditions suivantes :

- Sécurité et sélectivité, afin d'éliminer à coup sûr l'élément du réseau affecté d'un défaut et celui-là seulement.
- Rapidité, afin de limiter les dégâts et d'assurer la stabilité du réseau.
- Sensibilité, afin de fonctionner correctement sous l'action des courants les plus faibles et des tensions les plus basses qui peuvent apparaitre au moment d'un court-circuit.
- Indépendance vis-à-vis des conditions d'exploitation du réseau dont le schéma est modifiée suivant les besoins de la clientèle.
- Indépendance vis-à-vis de l'intensité du courant de défaut, de la nature et de la position de celui-ci.

Ces différentes conditions sont quelque peu contradictoires ; la faible consommation s'accorde mal avec la sensibilité et la rapidité, la très faible inertie de la partie mobile nécessaire pour obtenir une rapidité suffisante est difficile à concilier avec la robustesse et avec la sécurité des contacts ; un relais bien établi résulte d'un compromis entre ces divers facteurs.

4. Schéma bloc d'un relais numérique : [7,24-25]

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

- Modules de mesure analogique (Module d'entrée analogique).
- Filtre anti-repliement analogique.
- Multiplexeur.
- Conversion analogique-numérique (CAN).
- Algorithmes d'évaluation des quantités des phases.
- Microprocesseur.
- Algorithme de relais et de logique de déclenchement.

Le relais numérique donc est un ensemble de composants électroniques (filtre, CAN, microprocesseur, mémoire, interface…), la **Figure III.1** ci-dessous montre le schéma bloc d'un relais numérique.

Vous allez trouver les caractéristiques de ces modules sous forme **Annexe A.**

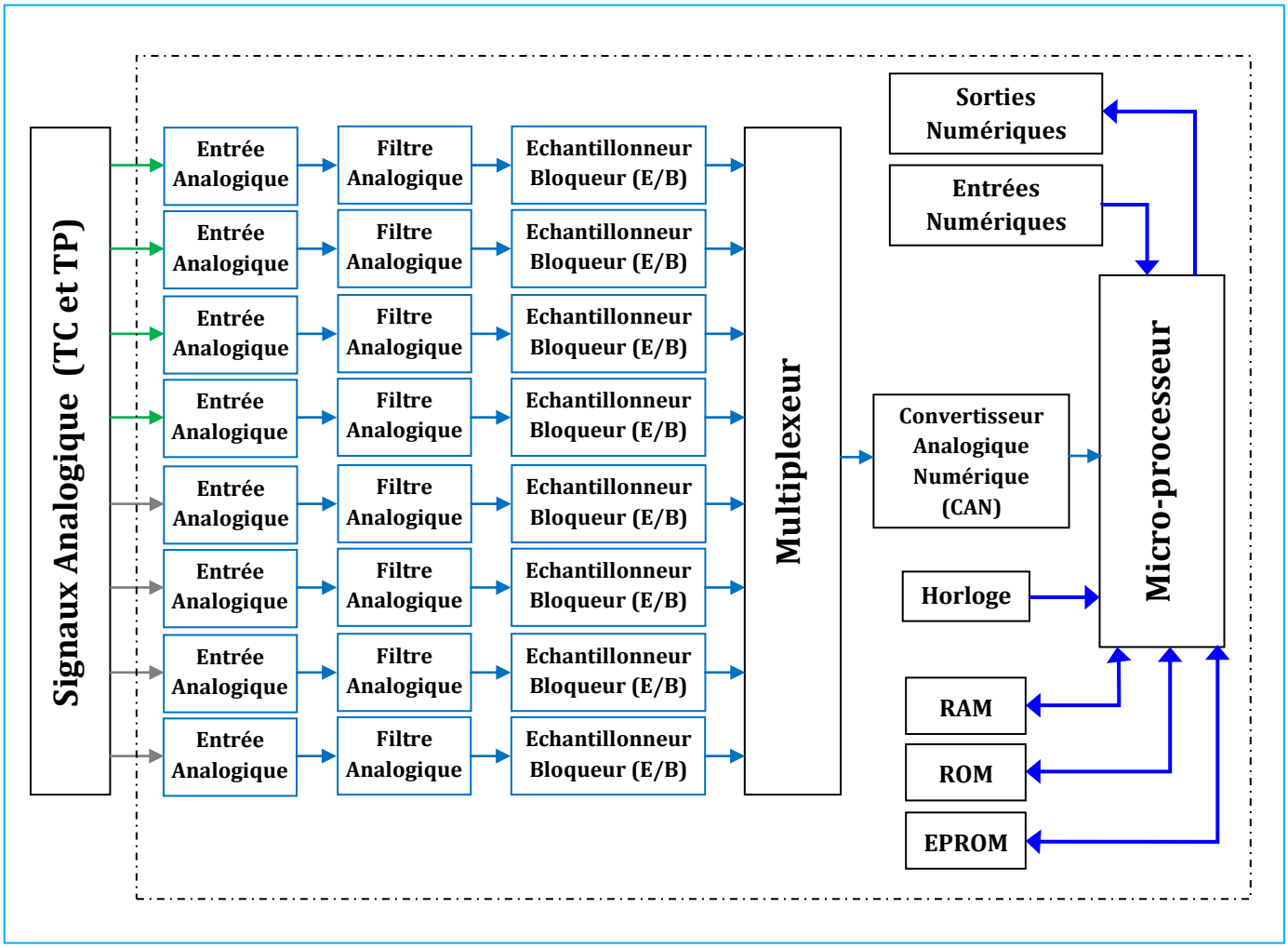


Figure III.1 : *Elément de base d'un relais numérique*.

5. Les déférents types des relais :

5.1. *Selon leur constitution :*

5.1.1. *Relais électromagnétiques :* [7,20-21]

Pendant longtemps, les relais ont été exclusivement du type électromécanique, basés sur deux principes simples :

- L'attraction magnétique provoquée par un courant parcourant un solénoïde à noyau de fer ;
- Le couple fourni par la réaction des courants induits dans un rotor massif.

Les relais électromagnétiques sont simples et spécialisés (contrôle du courant, tension, fréquence, etc.). Et ils ont une bonne durée de vie (plus de 25 ans).

Mais ils ont une faible précision et exigent malheureusement une puissance importante pour fonctionner (plusieurs KVA) ce qui exige un dimensionnement très large des transformateurs de courant. Ainsi, à l'heure actuelle la technologie électromagnétique tend à disparaître à cause de son coût de fabrication élevé et de ses performances insuffisantes.

Cependant, les relais électromagnétiques ont été largement utilisés et testés que les relais modernes utilisent leurs principe de fonctionnement. D'un autre coté, cette technologie robuste représente un bon choix pour certaines applications et elle est encore utilisée par un grand nombre de réseaux électriques (essentiellement en HT).

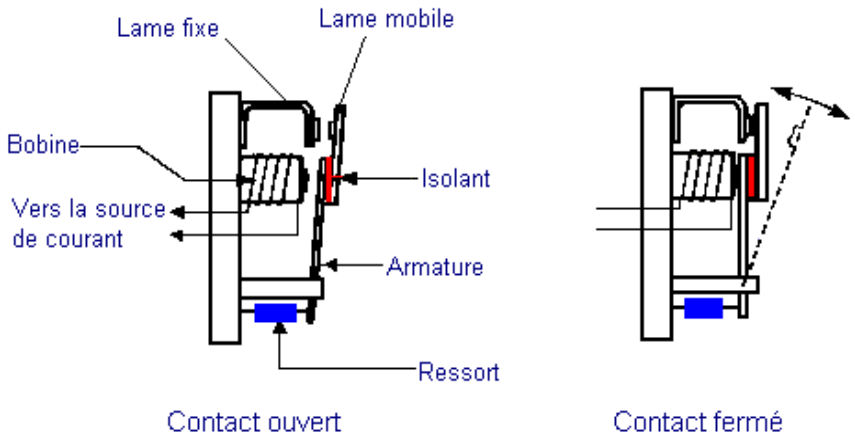


Figure.III.2 : Relais électromagnétique

5.1.2. *Relais statique :*

La technologie statique analogique, apparue vers 1970, qui utilise des circuits intégrés analogiques et logiques a fait apparaître les relais analogiques qui sont composés grossièrement de trois blocs:

- Un bloc d'adaptation et de filtrage, constitué de petits transformateurs, d'impédances et de filtres passe-bas destinés à éliminer les composantes transitoires rapides.
- Un bloc de traitement et de détection, composé d'un circuit analogique adapté, transformant la grandeur surveillée en une tension ou un courant continu proportionnel, et d'une bascule servant à détecter le passage d'un seuil.
- Un bloc de sortie, comprenant un temporisateur, par exemple un circuit RC, et un relais de sortie électromécanique.

Les principaux avantages des relais analogiques, par rapport aux relais électromagnétiques sont leur sensibilité, leur précision, leur faible puissance de fonctionnement

(quelques VA), et permettent de réduire les dimensions des transformateurs de courant. Par contre, ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire et leurs circuits analogiques sont affecté par les interférences électromagnétiques et le niveau des courants et des tensions ce qui affecte la sensitivité de ce type de relais.

5.1.3. *Relais digital et numérique :*

Enfin, dans les années 80, la technologie numérique a permis grâce aux progrès considérables des microprocesseurs, de réaliser des unités de protection entièrement numériques. Elles sont composées:

- D'un bloc d'adaptation et de filtrage, comparable à celui des relais analogiques.
- D'un convertisseur analogique numérique qui numérise le signal par échantillonnage.
- D'un système de traitement comportant un microprocesseur et ses annexes et des mémoires conservant les logiciels d'exploitation et de traitement ainsi que les données.
- D'un système de sortie et de communication avec un automate ou un calculateur. Les actionneurs placés dans les disjoncteurs sont commandés directement par le système de sortie.

La différence entre un relais digital et numérique réside dans le type de microprocesseur utilisé. Les relais numériques présentent les mêmes avantages que les relais analogiques. De plus, ils peuvent assurer des fonctions multiples parfois très complexes et ils sont capables de s'autocontrôler. Mais ils nécessitent souvent une alimentation auxiliaire également. Ces unités à vocation étendue sont :

- Flexibles (le choix des protections se fait par une simple programmation).
- Paramétrables (choix de réglages étendu).
- Fiables (elles sont équipées d'auto surveillance).
- Economiques (leur câblage et leur temps de mise en œuvre sont réduits).

Elles permettent ainsi de réaliser, grâce à des algorithmes performants et à leurs communications numériques, une véritable conduite des réseaux électriques.

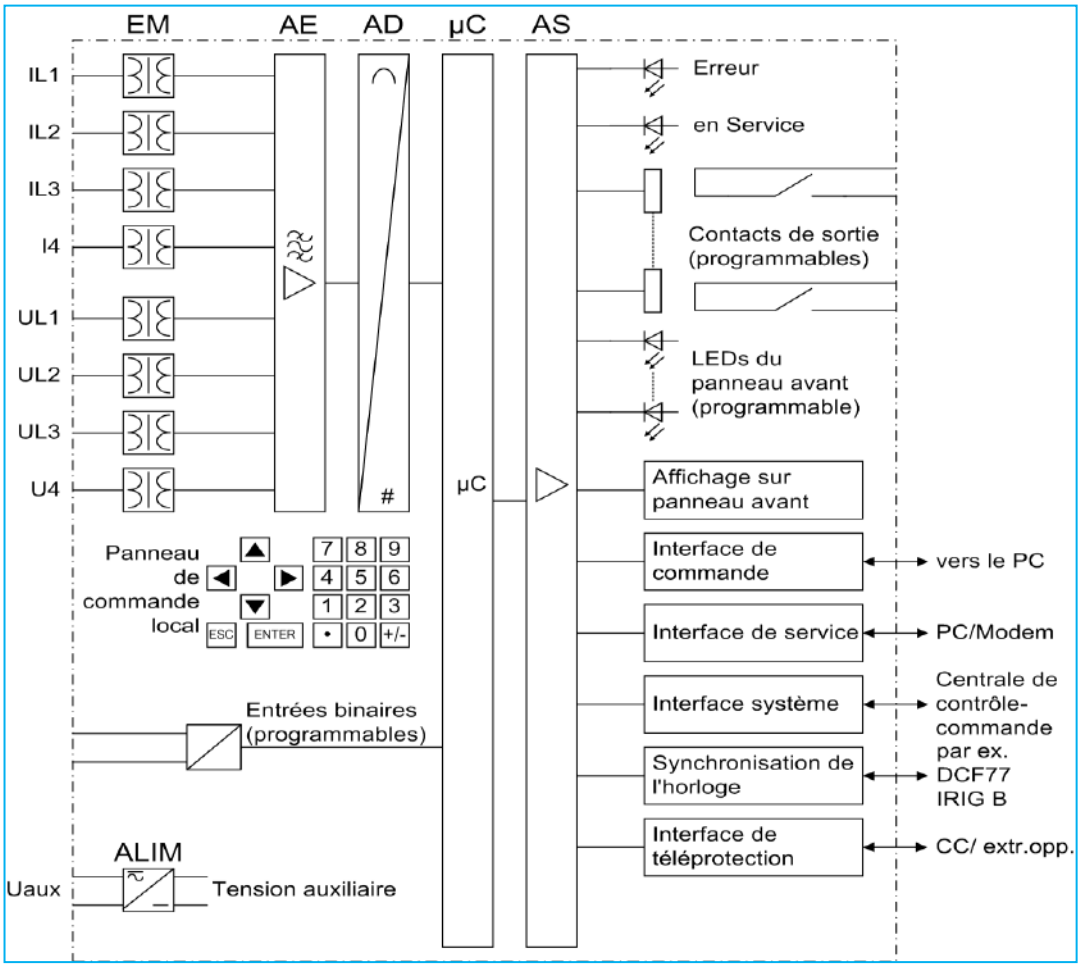


Figure III.3 : Relais numérique (Architecture de la Protection de Distance 7SA612 SIEMENS).

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

5.2. *Selon les grandeurs électriques :*

5.2.1. *Relais de mesure de courant* :[25-26]

A. Protection par relais à maximum de courant non directionnelle :

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

➢ **Relais à temps indépendant :**

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

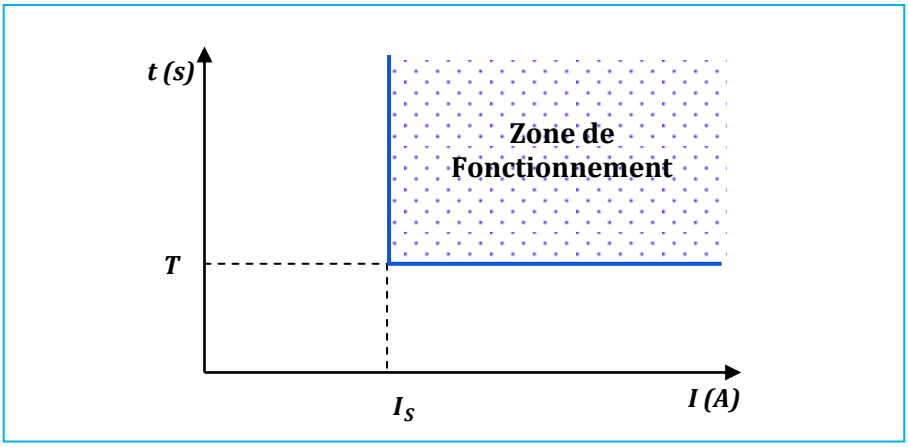


Figure III.4 : *Protection à temps indépendant temporisé.*

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

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

➢ **Relais à temps dépendant (inverse) :**

La temporisation dépend du rapport entre le courant mesuré et le seuil de fonctionnement. La temporisation diminue quand le courant mesuré augmente (**Figure III.5**).

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

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

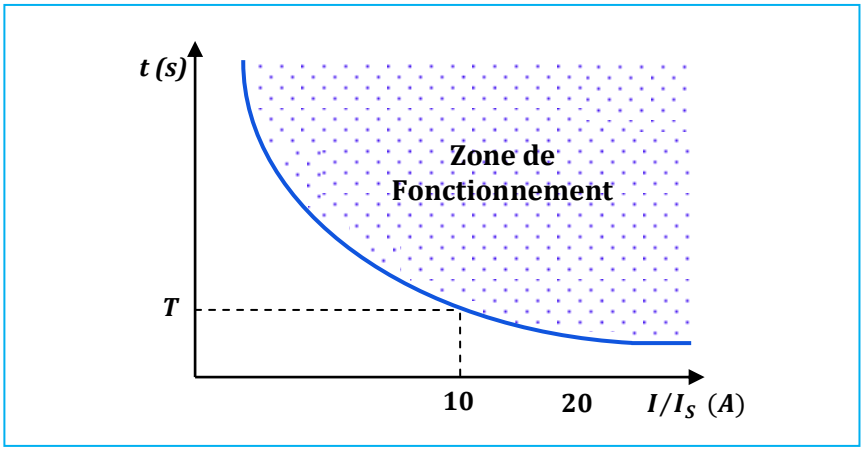


Figure III.5: *Protection à temps dépendant.*

$\boldsymbol{I_S}$**:** Seuil de fonctionnement en courant correspondant à l'asymptote verticale de la courbe.

$\boldsymbol{T}$**:** Temporisation pour$\mathbf{10}\ \boldsymbol{I_S}$**.**

B. Protection par relais à maximum de courant directionnelle :

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

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

La zone de déclenchement de la protection est un demi-plan. Ce demi-plan est défini par un angle de caractéristique θ, angle entre la perpendiculaire à la droite limite entre ces deux zones et le vecteur de polarisation. La Figure II.4 illustre la zone de déclenchement pour$\theta = 45°$. Les valeurs usuelles d'angles caractéristiques sont 30°, 45° et 60°. La valeur généralement utilisée est 45°, On voit sur la **Figure II.6** que le courant $\boldsymbol{I_1}$ est :

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

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

$\boldsymbol{\varphi_1 = \beta_1 + 90°}$**.**

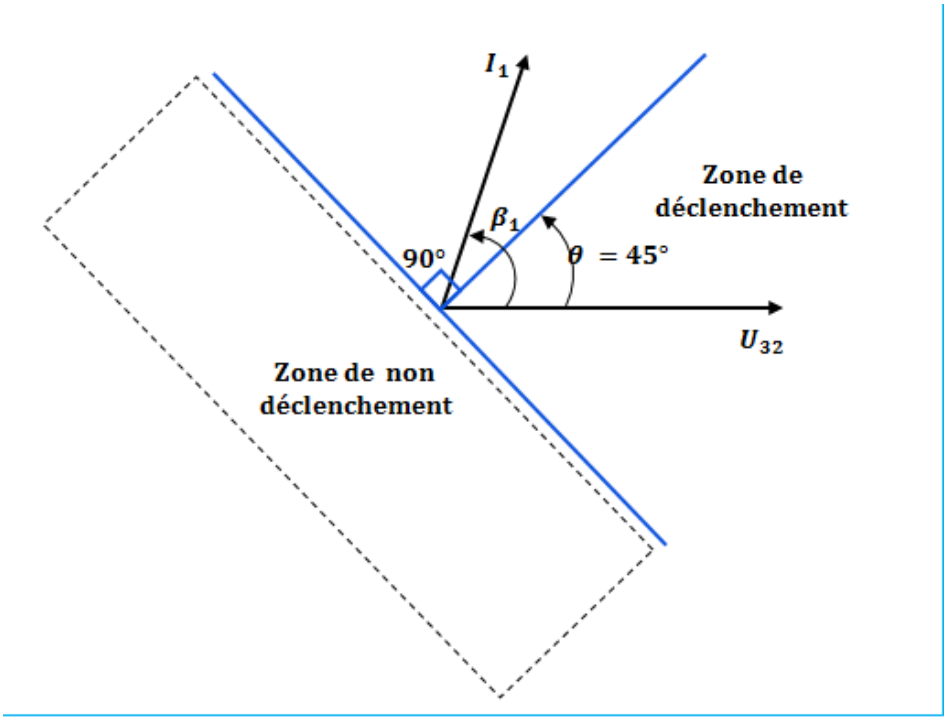


Figure III.6 : *Zone de déclenchement de la protection directionnelle pour un angle*$\theta = 45°$.

5.2.2. *Relais de mesure de tension :*

Les relais de tension peuvent être à maximum de tension ou à minimum de tension. La mesure s'effectue sur une valeur instantanée ou sur une valeur de crête, éventuellement sur une valeur moyenne. Ce type de relais est habituellement temporisé. La mesure s'effectue sur les tensions simples, les tensions composées, les tensions directes, inverses ou homopolaires. Dans certains cas, pour rendre ces relais insensibles au niveau général de tension du réseau, la mesure est réalisée en comparant la valeur de la tension entre phase et neutre et la valeur de la tension composée entre phases en quadrature (par exemple, comparaison de la tension simple V avec la tension compose U en repérant par A, B, C les phases et par N le neutre).

5.2.3. *Relais de mesure d'impédance :*

Le relais d'impédance prend en compte en permanence les grandeurs d'une même phase pour évaluer l'impédance du réseau sur cette phase, vue du point où est situé le relais de mesure. Cette évaluation d'impédance est réalisée en général sur les trios phases, soit entre phase et neutre, soit entre phases. Elle peut être également réalisée sur des grandeurs symétriques : tensions et courants directs, inverses ou homopolaires. Pour étudier ce type de relais, il est intéressant d'utiliser le diagramme des impédances (R, X) qui permet de représenter directement la grandeur mesurée par le relais.

5.2.4. *Relais de mesure de puissance :*

La mesure de la puissance dans un réseau triphasé peut être effectuée de différentes manières :

- Par des relais de puissance active ou réactive, monophasée ou triphasée.

- Par des relais de puissance dits à angle dont l'angle θ affectant la mesure est obtenu par un raccordement particulier des grandeurs V et I (alimentation par exemple du relais par le courant de la phase A et la tension entre les deux phases A et B).

5.2.5. *Relais différentiel :*

La protection différentielle est un principe commun de protection pour les transformateurs, moteurs, et générateurs. Elle mesure la différence de courant entre deux TC branchés l'un en aval, l'autre en amont d'une partie du réseau à surveiller (un moteur, un transformateur, un jeu de barres) pour détecter et isoler rapidement tout défaut interne à cette partie. Elle est basée sur la comparaison du courant d'entée et de sortie d'un élément, si la comparaison indique la présence d'une différance cela veut dire la présence d'un défaut et le relais doit agir. La différence mesurée doit être signifiante pour qu'elle soit attribuée à un défaut.

5.2.6. *Relais directionnel :*

La généralisation de l'ensemble des protections intégrées et numériques rend l'utilisation des protections directionnelles simple et peu coûteuse. Ce type de protection apparaît donc aujourd'hui comme une excellente opportunité pour améliorer à la fois la puissance transitée sur un réseau et la qualité de service.

Le concept direction est très important dans plusieurs applications des relais de protection. Ce type de protection fonctionne à partir du courant, de la tension et du sens de l'écoulement de l'énergie. Elle agit lorsque simultanément le courant ou la puissance dépasse un seuil et que l'énergie se propage dans une direction anormale. Dans le cas d'une protection directionnelle de courant, l'élément défectueux est parcouru par un courant de défaut avec un changement de sens. Dans le cas d'une protection directionnelle d'impédance, la direction est détectée en déterminant l'angle de déphasage entre les tensions de références et le courant de défaut. Dans le plan d'impédance, la direction est détectée par le quadrant où se trouve l'impédance calculée.

Les protections directionnelles sont utiles sur tout élément du réseau où le sens d'écoulement de l'énergie est susceptible de changer, notamment lors d'un court circuit entre phases et/ou d'un défaut à la terre (défaut monophasé). Les protections directionnelles sont donc un moyen complémentaire aux protections à maximum de courant, permettant, dans les situations précédemment citées, d'assurer une bonne isolation de la portion de réseau en défaut.

6. Les différents systèmes de protection par les relais numériques :

6.1. *Protection différentielle* : [7,20-21]

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

6.1.1. *Protection différentielle longitudinale :*

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

Pour effectuer cette protection, on installe des deux côtés de la ligne des transformateurs de courant (TC) dont on fait la connexion de leurs enroulements de tel sorte que les courant secondaires $\boldsymbol{I_A}$ et $\boldsymbol{I_B}$ soient égaux et coïncident en phase (**Figure III.7**).
Lors du régime normal et des courts-circuits extérieurs, le courant déséquilibré $\boldsymbol{I_{dés}}$circulera à travers l'enroulement du relais est:

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

Dans ce cas, la protection ne doit pas fonctionner car le seuil de fonctionnement $\boldsymbol{(I_F)}$ est choisi pour qu'il soit supérieur au courant déséquilibré.
Ce courant de déséquilibre est lié, pratiquement, à la fabrication des transformateurs de mesure ; car on ne peut jamais trouver deux transformateurs identiques. Il est aussi augmenté par le courant résiduel $\boldsymbol{I_R}$.

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

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

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

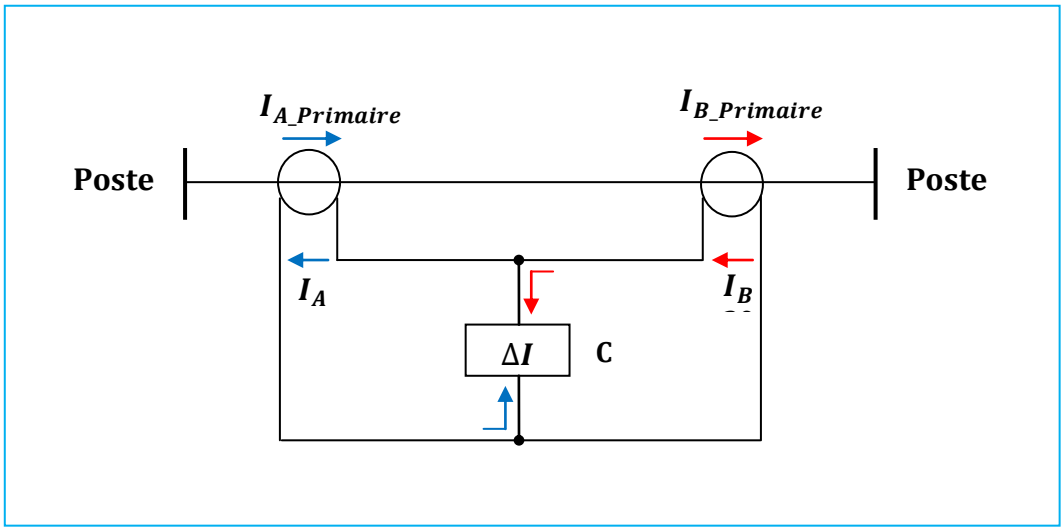


Figure III.7: *Protections différentielles longitudinale d'une ligne à 2 extrémités.*

6.1.2. *Protection différentielle transversale équilibrée :*

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

On y relève que le relais RA ou RB de la protection transversale (**Figure III.8**) est bien traversé par la différence géométrique $I_1 - I_2$ des courant des lignes 1 et 2.

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

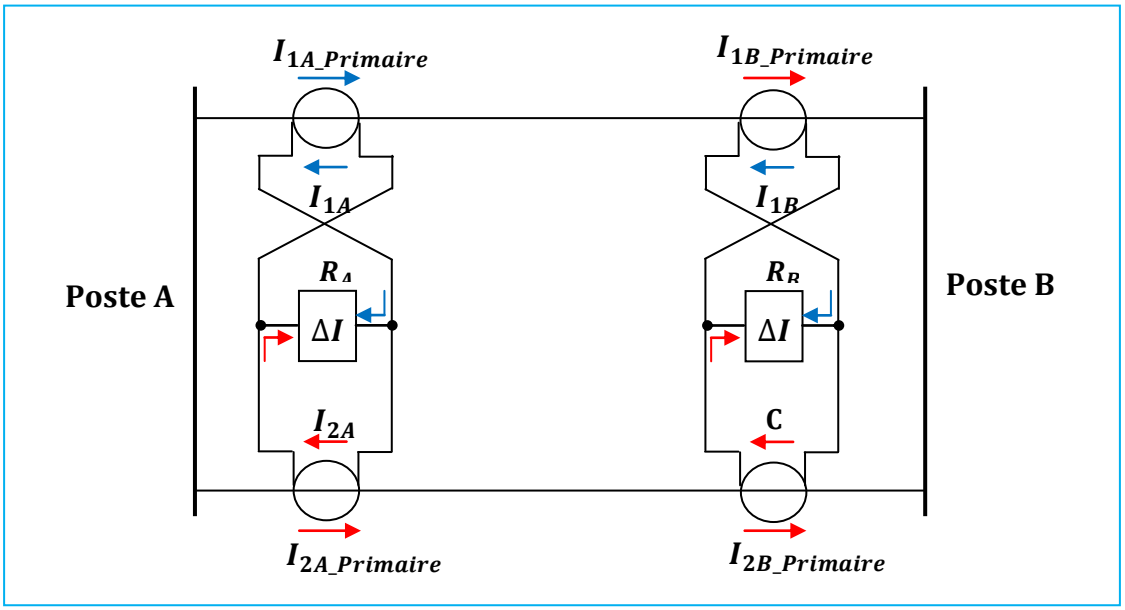


Figure III.8 : *Protections différentielles transversale de 2 lignes en parallèle.*

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

6.1.3. *Protection différentielle courant utilisant comme support des faisceaux hertziens ou des fibres optiques:*

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

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

Ce relais différentiel à pourcentage (**Figure III.9**) fonctionne lorsque le courant différentiel $\boldsymbol{I_{Diff}}$ est supérieur à $\boldsymbol{K' \cdot I_{Ret}}$

Avec :

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

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

$\boldsymbol{K'}$: Pourcentage.

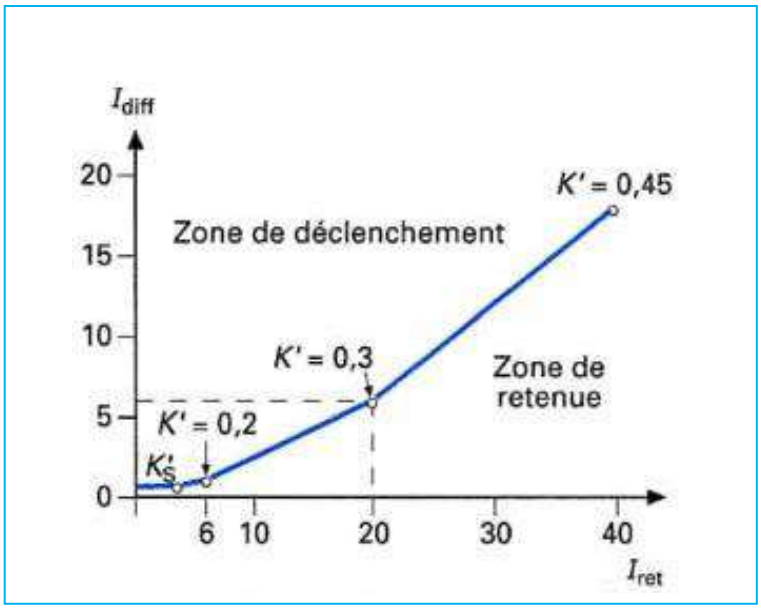


Figure III.9 : *Caractéristique du relais différentiel à pourcentage (Protection Différentielle* ***DIFL*** *du constructeur* ***GEC Alsthom****).*

6.2. *Protection de distance :* [7,22-23]

6.2.1. *Principe de base :*

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

Chaque ligne électrique a une résistance et une réactance par kilomètre en fonction de sa conception et de sa construction ; ainsi, son impédance totale sera une fonction de longueur ou de la distance. Une protection de distance observe donc le courant et la tension et compare ces deux quantités en s'appuyant sur la loi d'Ohm **(Figure III.10).**

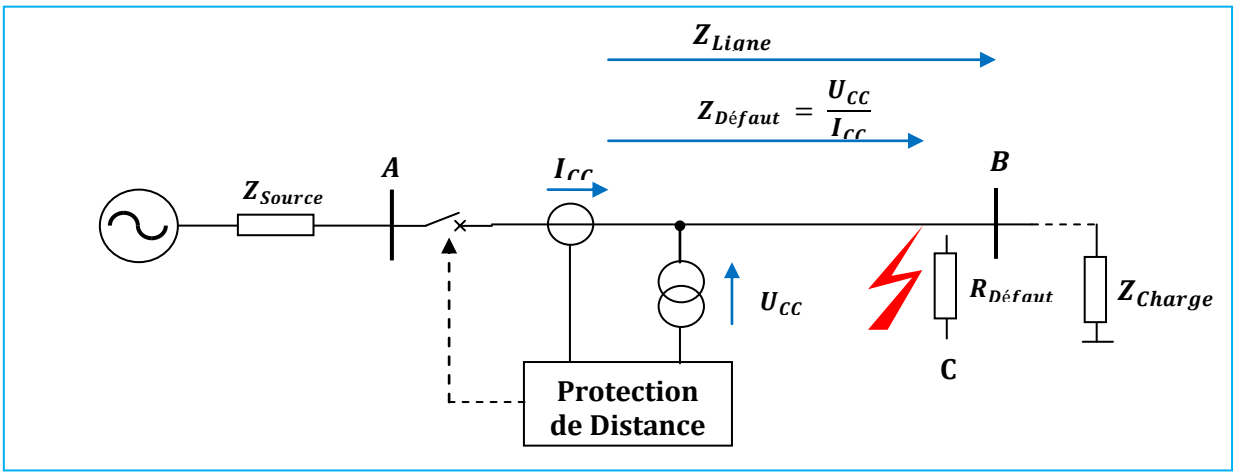


Figure III.10 : *Principe de base du fonctionnement.*

6.2.2. *Caractéristiques des relais de distance :*

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

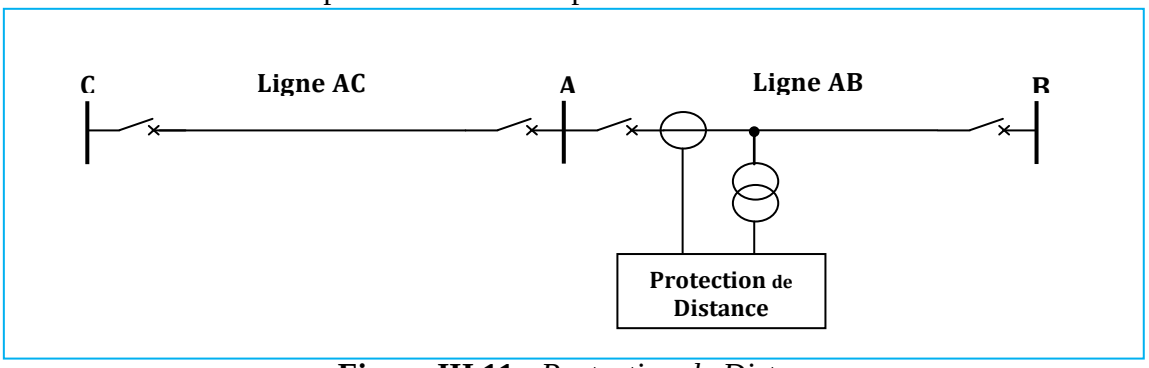


Figure III.11 : *Protection de Distance.*

➢ **Caractéristique Réactive :**

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

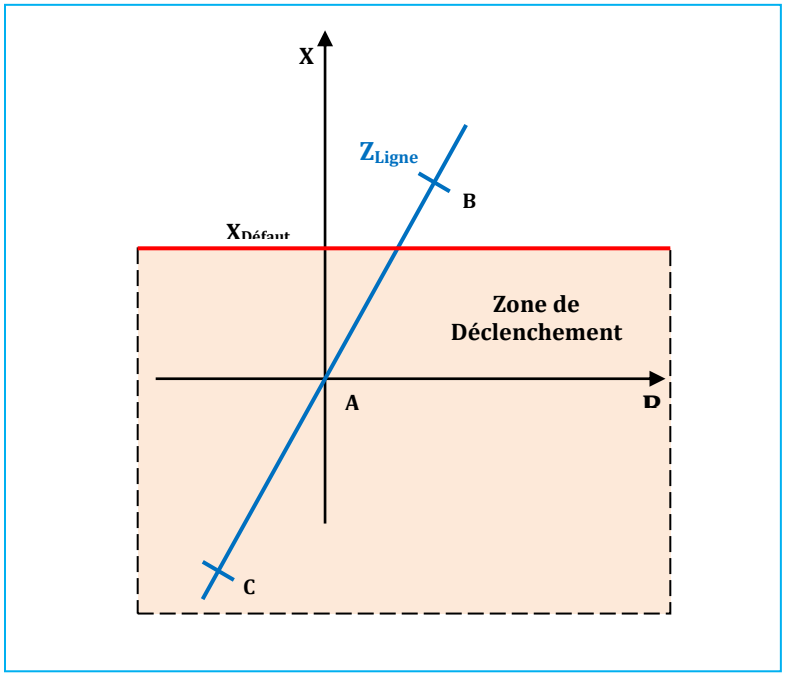


Figure III.12 : Caractéristique purement réactive.

➢ **Caractéristique Impédante :**

La caractéristique impédante décrit un cercle sur le diagramme R/X, la limite est constituée de tout les ***Z*** tel que ***|Z|=une constante***. Elle a le défaut de ne pas être directionnelle, ce qui empêche de faire une protection de zone efficace et sélective.

Par ailleurs, la résistance d'arc menant au déclenchement dépend fortement de l'inductance. Enfin, elle est vulnérable aux oscillations des générateurs synchrones.

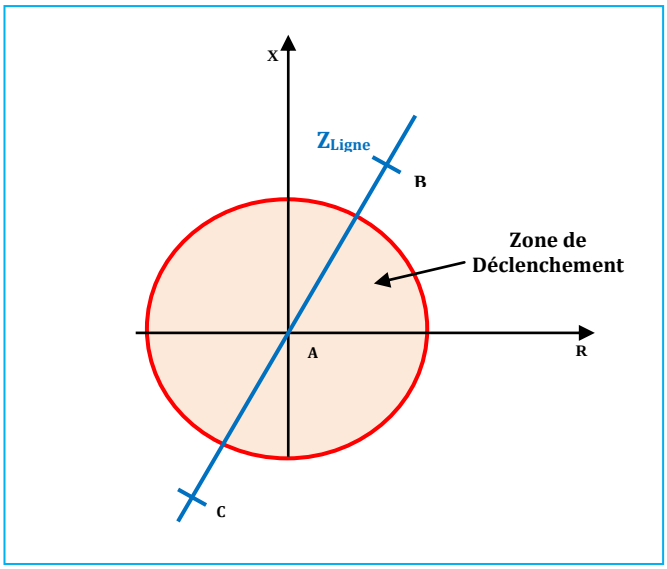


Figure III.13 : *Caractéristique purement impédante*.

- **Caractéristique Mho :**

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

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

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

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

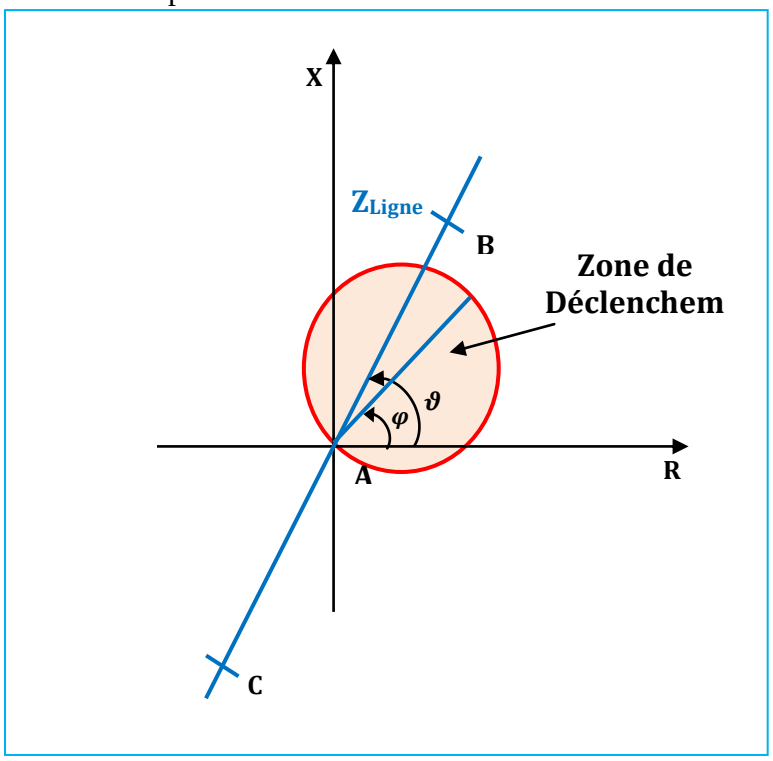


Figure III.14 : *Caractéristique Mho (L'impédance de la ligne ne passe pas systématiquement par le centre du cercle).*

➢ **Caractéristique Quadrilatérale :**

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

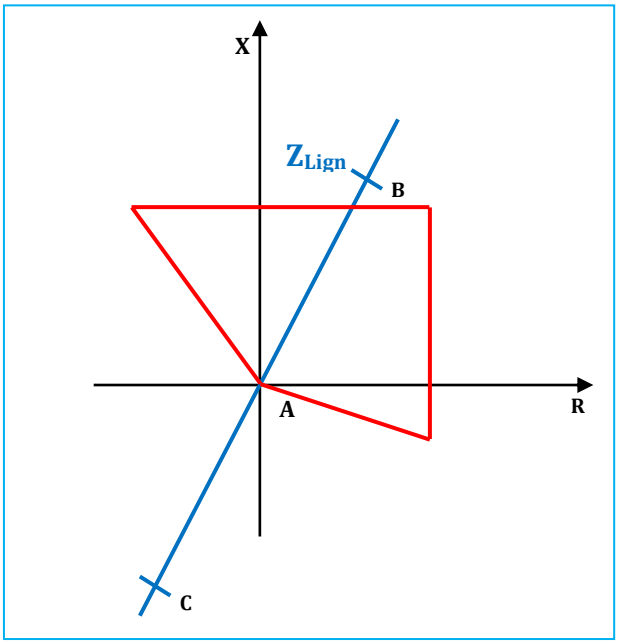


Figure III.15 : *Caractéristique Quadrilatérale.*

➢ **Caractéristique Lenticulaire :**

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

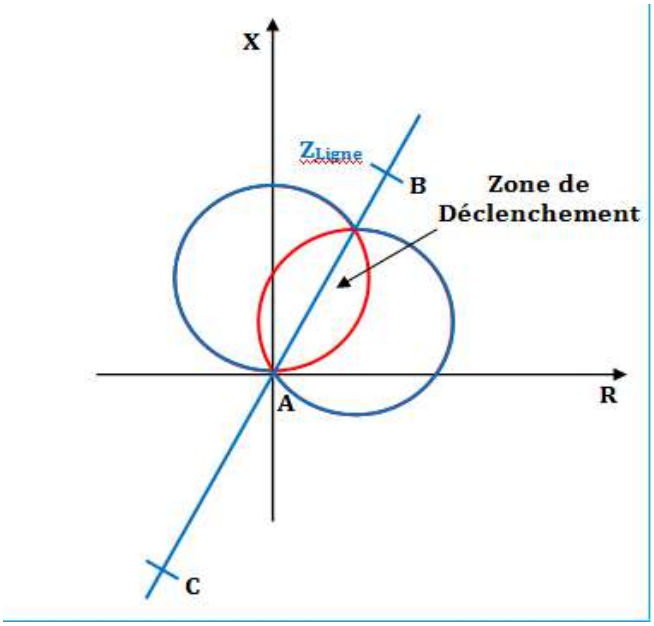


Figure III.16 : *Caractéristique Lenticulaire.*

6.2. *L'application de la zone de protection dans les relais de distance:* [5,8][19,20]

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

- **Zone 1 :**

Une caractéristique de relais a également été ajoutée, à partir de laquelle on notera que la portée de l'élément de mesure a été définie à approximativement à 80% de la longueur de la ligne (**Figure III.17**). Cette portée a été choisie pour éviter un débordement dans la section suivante de la ligne et garantir une sélectivité stable.

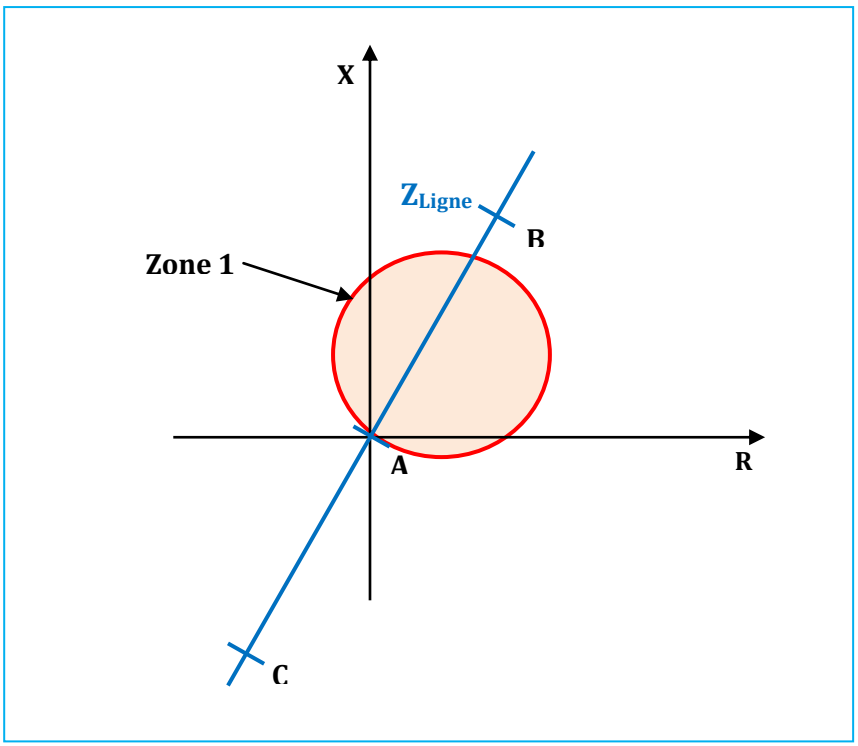


Figure II.17 : *Caractéristique des la Zone 1 Mho.*

- **Zone 2 :**

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

➢ **Zone 3 :**

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

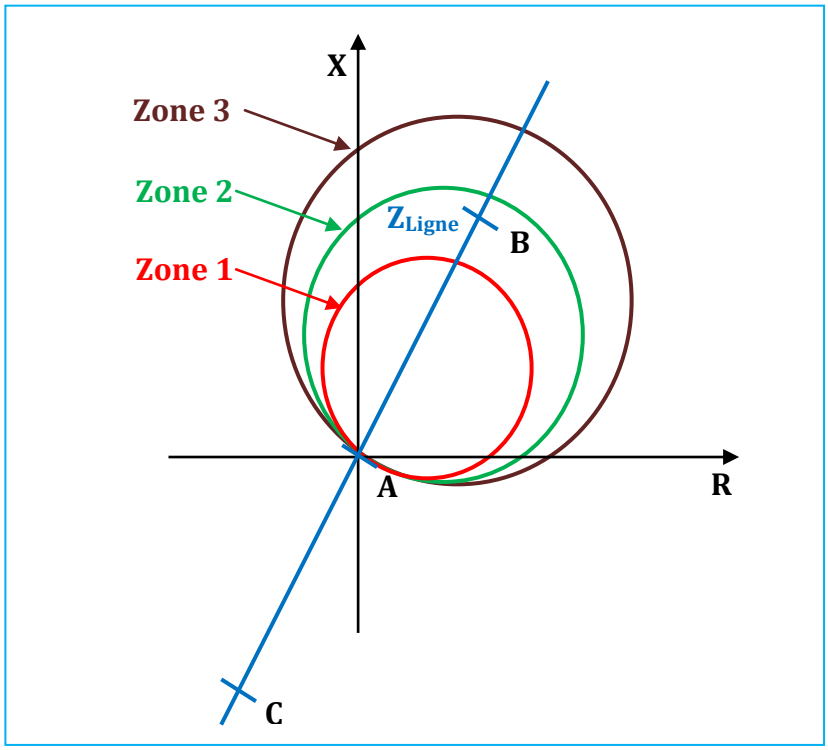


Figure II.18 : *Caractéristique des trois Zones de la protection à distance.*

➢ **Zone 4 :**

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

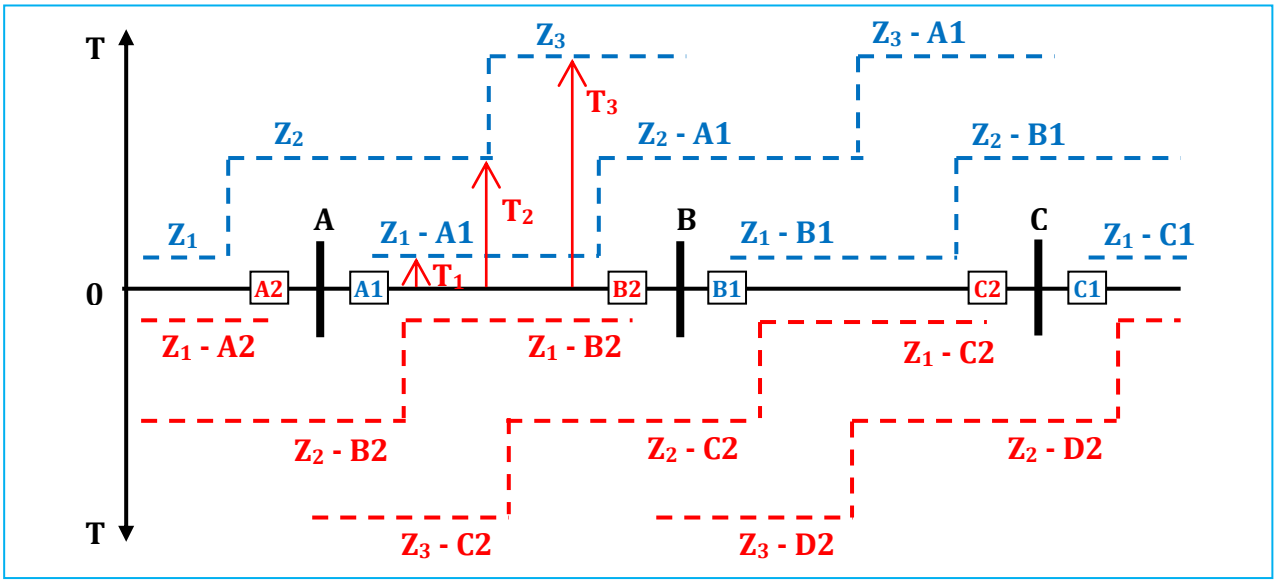


Figure II.19 : *Zones de la Protection de distance.*

6.3. *protection par Sélections de phases* :[27-28]

Lorsqu'on veut effectuer le déclenchement phase par phase, il est nécessaire de reconnaître la phase ou les phases défectueuses. D'autre part, dans certains cas, on peut utiliser un seul groupe de relais au lieu d'un groupe pour chaque phase, à condition de l'alimenter par les courants et les tensions convenables qui dépendent, bien entendu, de la phase ou des phases atteintes par le défaut.

Le sélecteur de phases est donc capable de discriminer la phase ou les phases défectueuses. On compare chaque tension simple à la tension composée en quadrature avec elle, soit V_1 avec U_{23}, V_2 avec U_{31}, V_3 avec U_{12} au moyen de trois relais à cloche sur chacune desquelles s'exerce un couple moteur en U^2 et un couple antagoniste en V^2 (figure 8.a).

Si, par exemple, la phase 1 est le siège d'un court-circuit (figure 8.b), V_1 diminue d'amplitude ainsi que U_{12} et U_{13}, U_{23} ne variant pratiquement pas; par conséquent, c'est uniquement pour le relais de la phase 1 que le couple moteur dépasse le couple antagoniste et seul ce relais ferme son contact, réalisant bien ainsi la sélection de phases.

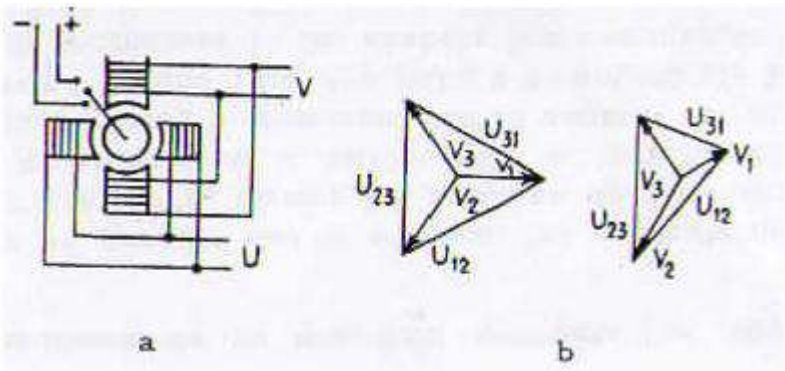


Figure III.20 : *Exemple de relais sélecteur de phase.*

6.4. *Protection anti-pompage :*

Le pompage est un phénomène d'oscillation de puissance entre deux parties du réseau dû à une rupture de synchronisme ou à l'oscillation d'un groupe à la suite d'un défaut.

La fonction anti pompage est quelquefois réalisée par un relais d'anti pompage indépendant. Souvent cette fonction est liée à la fonction de mise en route.

Lors d'un tel phénomène, le vecteur représentatif de l'impédance de transit d'une ligne qui n'est pas en défaut peut traverser une zone de fonctionnement du relais de distance. Or, dans ce cas, le relais ne doit pas émettre d'ordre de déclenchement triphasé qui risquerait d'accroître, par rupture d'une liaison électrique, la perte de stabilité du réseau. Le relais d'anti pompage verrouille le déclenchement triphasé du relais de distance dès l'apparition d'un phénomène d'oscillation important.

Le principe de fonctionnement le plus souvent retenu est la mesure du temps Δt de passage de l'extrémité de la vectrice impédance $\overrightarrow{OM}$ entre deux caractéristiques concentriques, la caractéristique intérieure est celle de mise en route **(Figure III.21).**

Si le temps de passage Δt du point M de **A** à A' est supérieur à une temporisation, il y a présomption de pompage et verrouillage de la protection.

Dans certaines protections, ce verrouillage est supprimé à partir d'un certain seuil de courant homopolaire I_o pour permettre, en présence de pompage, l'élimination d'un défaut monophasé sur la liaison par un déclenchement monophasé, la liaison électrique étant alors conservée sur les deux autres phases.

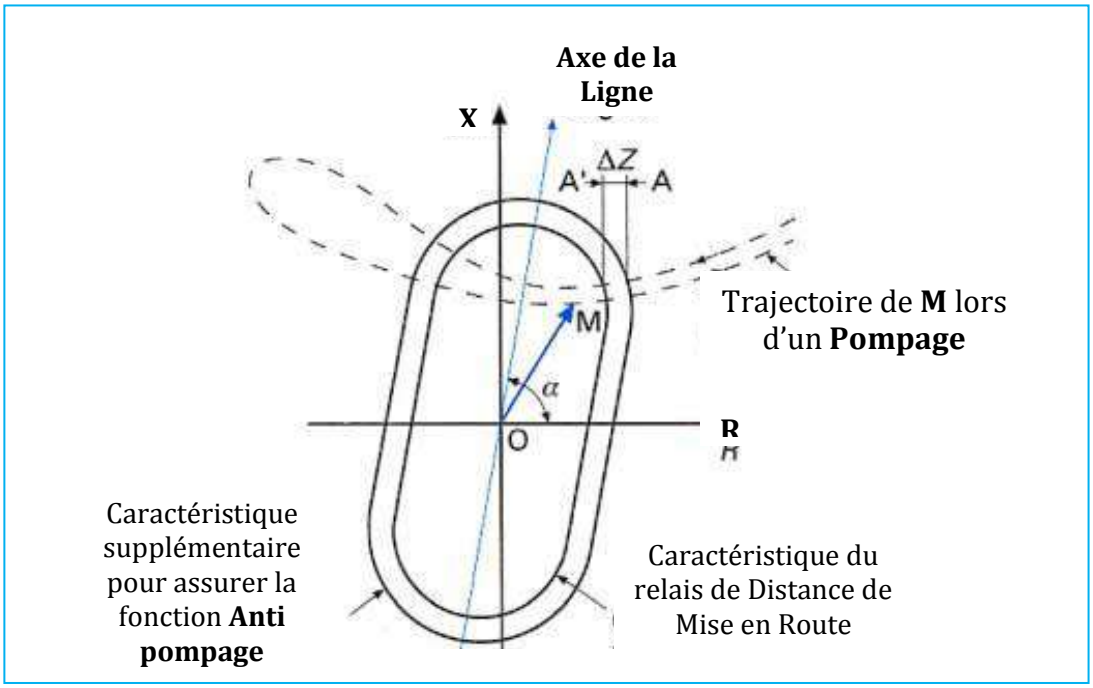


Figure III.21 : *Principe de la détection de pompage*.

7. Conclusion :

Nous avons énuméré dans ce chapitre les différents types de relais du point de vus de leur constitution, leur grandeurs électriques et selon leur fonctionnement. Ces relais sont très importants et très sensibles pour assurer le bon fonctionnement du réseau et la continuité du service. Aussi, nous avons étudié les différents systèmes de protection plus spécialement, la protection de distance et la protection différentielle qui seront les systèmes à utiliser dans la partie expérimentale.

1. Introduction :

Ce chapitre traite la modélisation et la simulation des protections des lignes de transport électrique en utilisant un logiciel de simulation appelée PSCAD/EMTDC (Power Systems Computer Aided Design/ Electromagnetic Transient and DC).

Pour cela, deux types de protection ont été traités : la première est la protection de distance, et la deuxième concerne la protection différentielle. Des simulations des différents types des défauts : monophasé et biphasé ont été élaborées, et les résultats des simulations vont être comparés avec les études théoriques.

2. Présentation du logiciel PSCAD :

Le logiciel PSCAD permet à l'utilisateur de construire des circuits et schémas électrique, d'exécuter des simulations, d'analyser des résultats et de gérer des données dans un environnement graphique complètement intégré. Les Fonctions de traçage en ligne et les contrôles sont également incluses, de tel sort que l'utilisateur peut modifier les paramètres du système au cours d'une simulation et voir directement les résultats. [35,36] [6].

Dans le PSCAD on trouve une bibliothèque complète des modèles des systèmes allant de simples éléments passifs et des fonctions de contrôle, des machines électriques et autres appareils complexes.

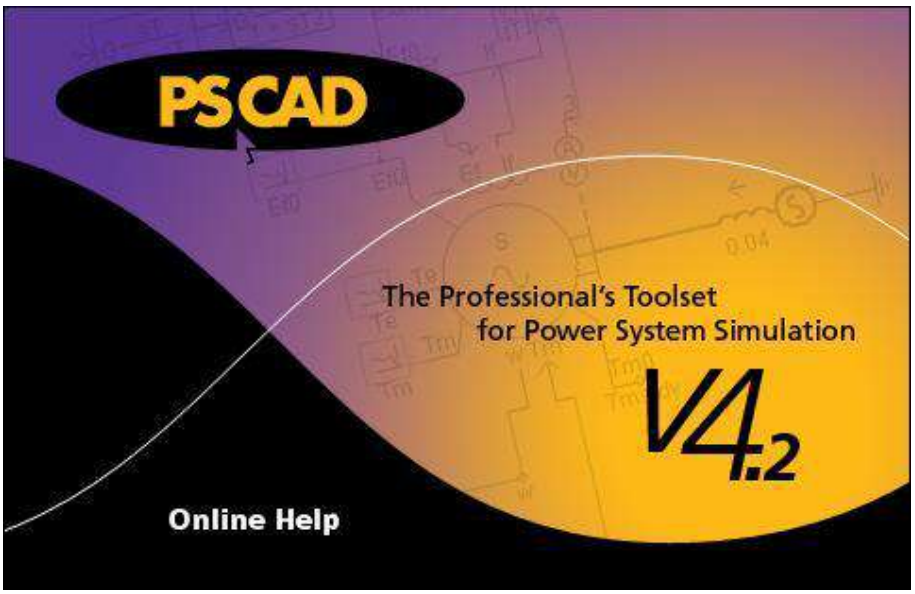


Figure IV.1 : Interface utilisateur PSCAD/EMTDC.

3. Les composants PSCAD utilisés:

Les composants utilisés doivent être mis en place complètement pour s'assurer que le relais de protection dans le système électrique fonctionne pendant le défaut et après le défaut. Ainsi, la compréhension de la caractéristique et les réglages est essentiel dans la construction de ce circuit de déclenchement automatique, dans PSCAD on trouve les composants suivant :

1. *Source de Tension Triphasée*.
2. *Disjoncteur triphasé*.
3. *Ligne de Transport électrique.*
4. *Contrôleur de Défaut Triphasé*.
5. *Logique du temps de défaut.*
6. *Module de mesures.*
7. *Module FFT (Fast Fourier Transform).*
8. *Filtre de séquence*.
9. *Etape de traitement des signaux d'entrés*.

Les caractéristiques de ces composants sont présentées en **Annexe A.**

4. Protection de Distance :

4.1. *Schéma de la protection de distance* :

Afin de détecter tous les types de défauts tels que Phase-Terre, Double Phase-Terre, Phase-Phase et défaut triphasé, il ya six unité de protection nécessaire pour le calcul de l'impédance de défaut (**Figure IV.2**), trois pour le calcul de l'impédance de la ligne Phase-Terre et trois autres pour le calcul de l'impédance Phase-Phase (**Tableau IV.1**). La sortie de chacun de ces unités est alors connectée au module des zones de l'impédance.

Dans notre simulation on a utilisé la caractéristique « Mho », comme on a programmé trois zones de protection de distance en aval.

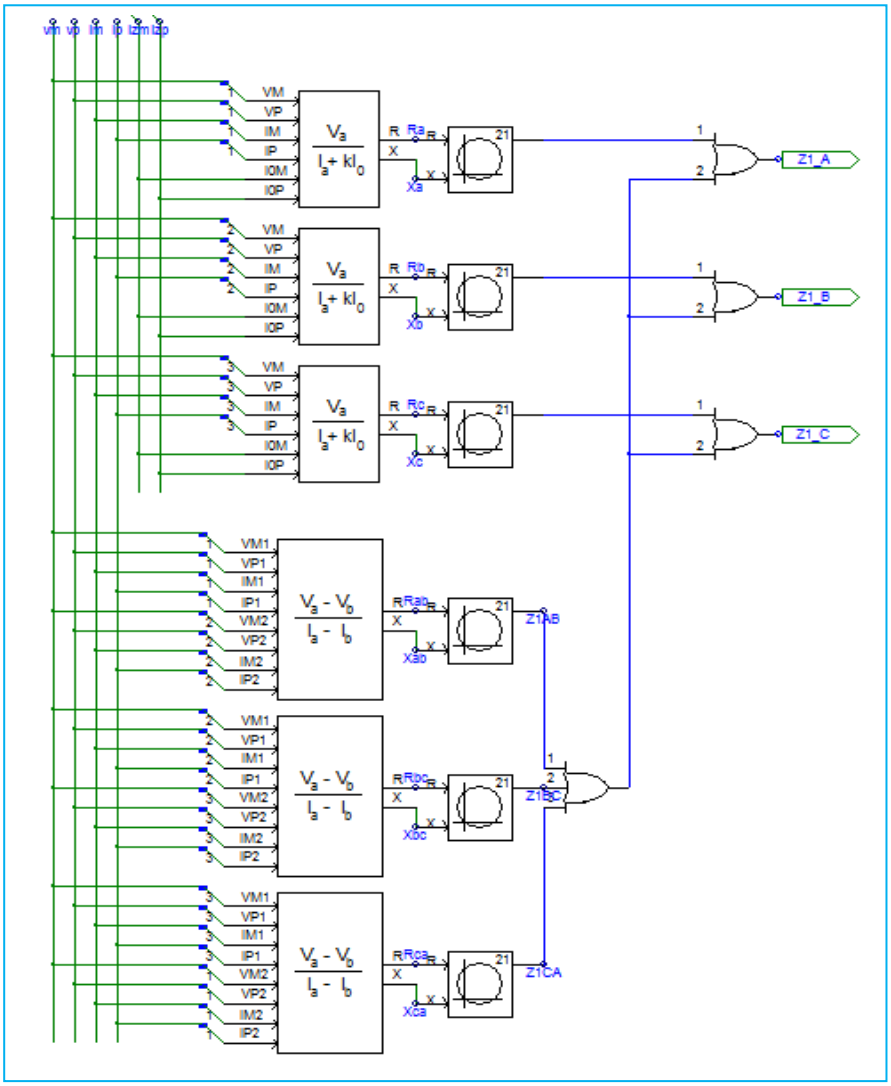


Figure IV.2 : Schéma de la Protection de distance

Le calcul de l'impédance des différents défauts est présenté au tableau suivant :

Tableau IV.1: *Calcul de l'impédance de défaut sur les différents défauts.*

Elément de Distance	Formule	
Phase A	$Z_A = V_A /(I_A +3k_0I_0)$	(IV.1)
Phase B	$Z_B = V_B /(I_B +3k_0I_0)$	(IV.2)
Phase C	$Z_C = V_C /(I_C +3k_0I_0)$	(IV.3)
Phase A – Phase B	$Z_{AB} = V_{AB} /(I_A – I_B)$	(IV.4)
Phase B – Phase C	$Z_{BC} = V_{BC} /(I_B – I_C)$	(IV.5)
Phase C – Phase A	$Z_{CA} = V_{CA} /(I_C – I_A)$	(IV.6)

Avec :

$$k_0 = (Z_0 - Z_1) / Z_1 \qquad \text{(IV.7)}$$

Z_0 : Séquence homopolaire ;

Z_1 : Séquence positive.

4.2. *Module de calcul des zones* :

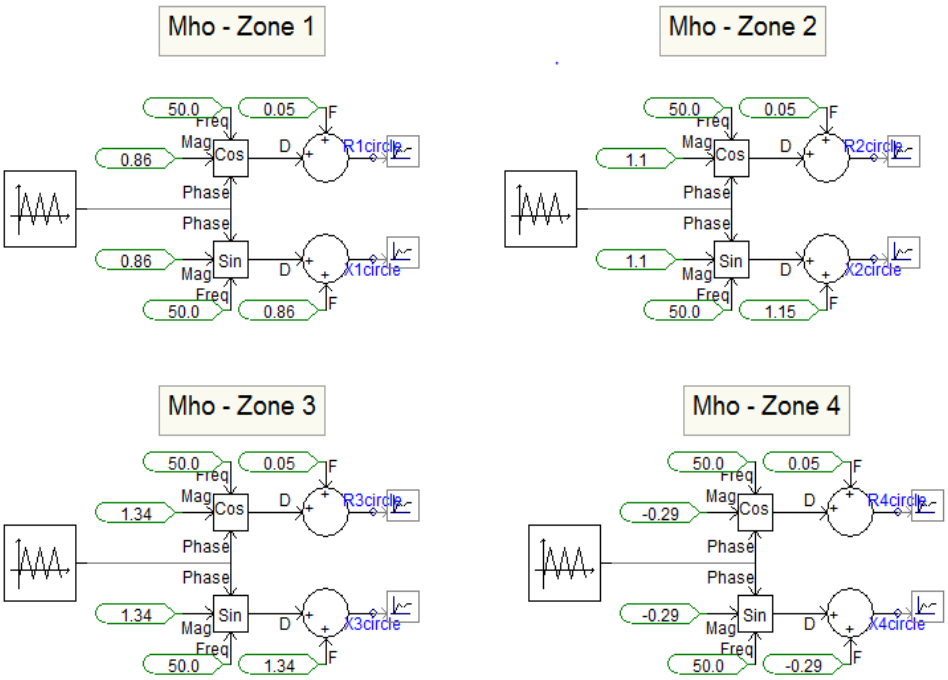


Figure IV.3.a : Bloc de calcul des Zones (Mho).

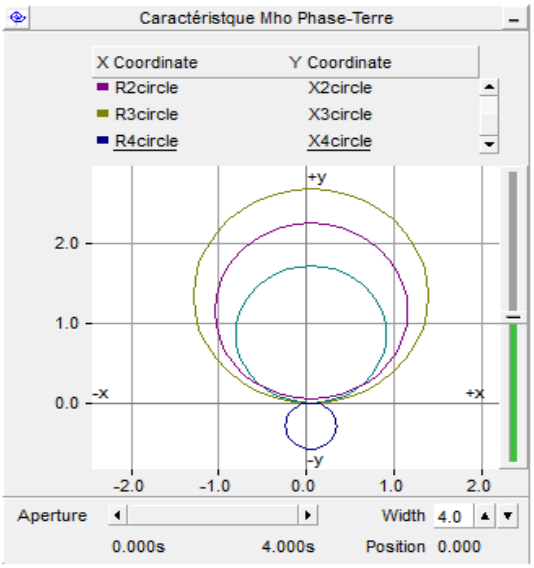


Figure IV.3.b : Caractéristique Mho de la protection de Distance.

4.3. *Algorithme de la protection et logique de déclenchement et enclenchement* :

La **Figure IV.4** représente un algorithme de modélisation d'un relais de protection de distance à une caractéristique Mho des quatre (03) zone de déclenchement (Zone 1, Zone 2, Zone 3 et Zone 4), la Zone 1 est instantanée et les Zone 2, 3 et 4 sont temporisées.

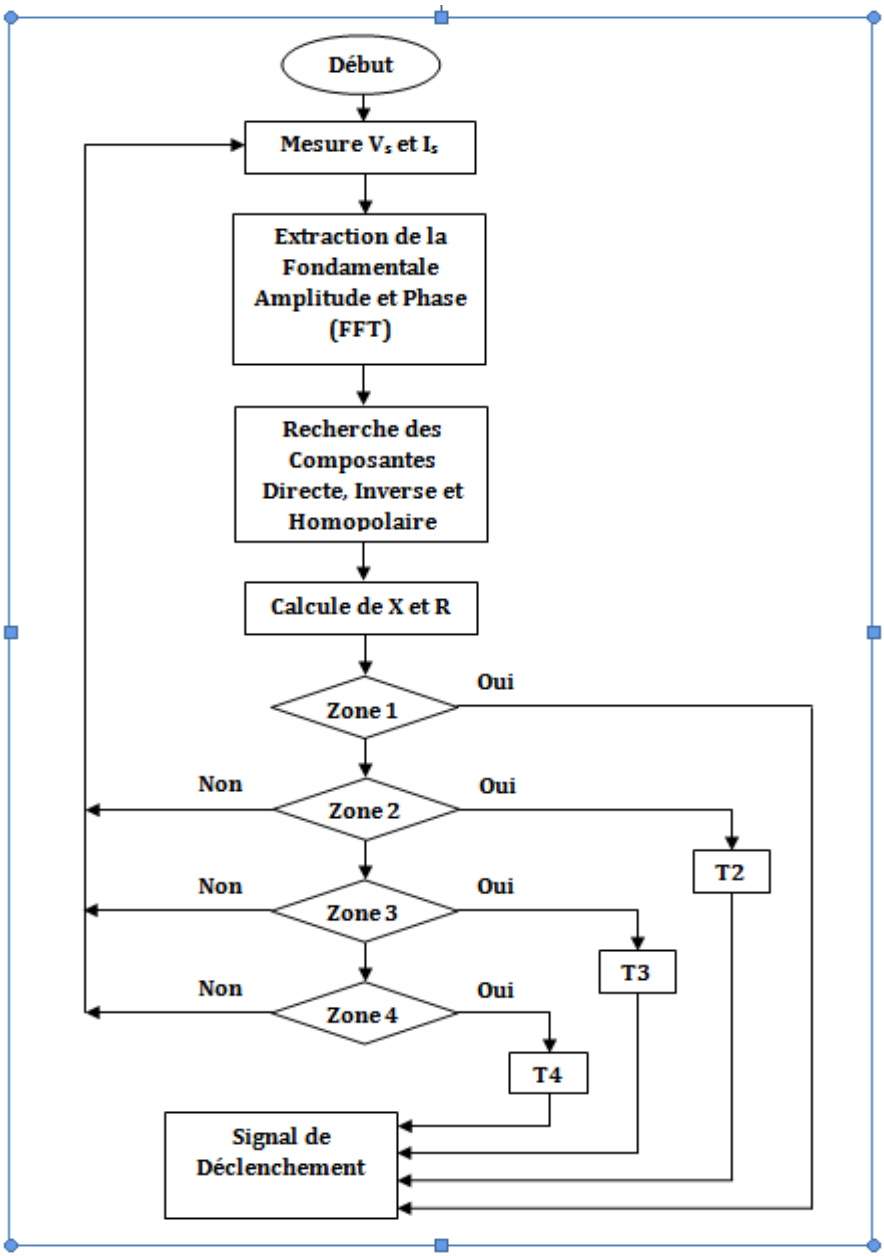


Figure IV.4 : Algorithme de déclenchement de la protection de Distance.

L'ordre de réenclenchement, se fait après une temporisation T_P (Temps de pose de disjoncteur) de déclenchement suite des défauts Phase-Terre de la Zone 1 et Zone 2 seulement.

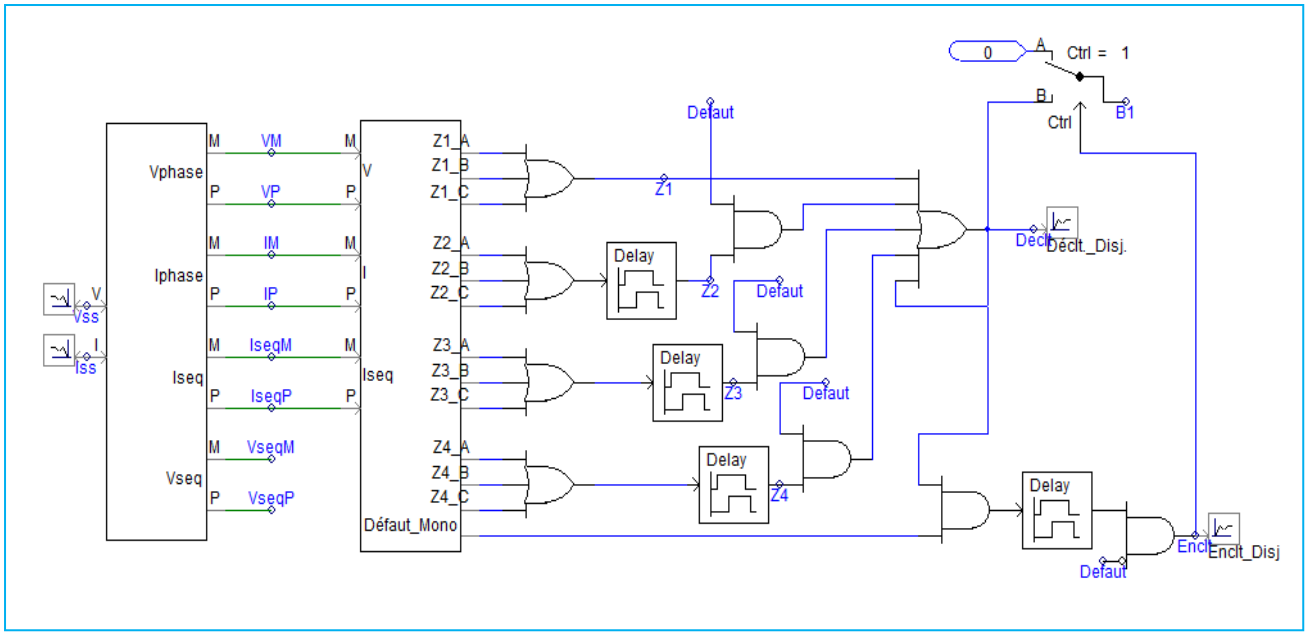


Figure IV.5 : Schémas de la protection Distance sur PSCAD.

4.4. *Modèle de simulation* :

La **Figure IV.6** représente un schéma unifilaire du réseau électrique à étudier, la protection de distance est située sur la Barre 1.

Dans notre cas, les simulations ont été faites sur une ligne réelle d'Al Affroun – Hamr El Ain de 220 kV. D'autres essais de simulation ont été faits sur la ligne d'EL Affroun – Si Mustpha de 400 kV qui vont être présenté en **Annexe C.**

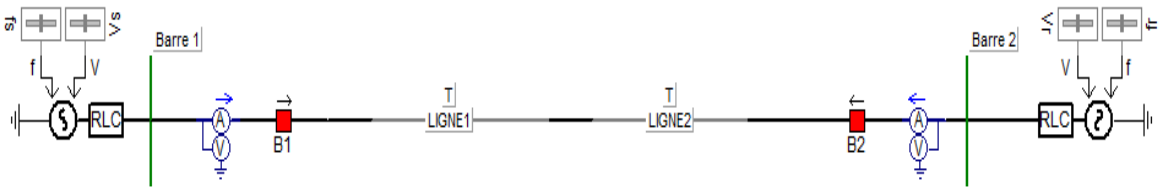


Figure IV.6: Schéma unifilaire du réseau électrique.

Les paramètres de système électrique (Source, Lignes et Protection) utilisées dans notre simulation sont représentés sur le tableau suivant :

Tableau IV.2 : *Paramètres de système électrique (Source, Ligne et Protection)*

Ligne El Affroun- Hamr El Ain	
Paramètres	**Valeurs**
Tension de la Source	220 KV
Fréquence de la Source	50 Hz
Impédance de la Source : $\mathbf{Z = R + j\ X}$	$Z = 0.112 + j\ 0.42\ \Omega$
Longueur de la **Ligne 1** (Barre1 – Barre 2)	L = 10 km
Impédance Direct de la Ligne : $\mathbf{Z_d = R_d + j\ X_d}$	$Z_d = 0.03467 + j\ 0.4233\ \Omega/km$
Impédance Totale de la Ligne 1 : $\mathbf{Z_L = Z_d \times L}$	$Z_L = 1.95\ \Omega$
La 1er Zone de Protection : $\mathbf{Z_1 = 90\% \times Z_L}$	$Z1 = 1.719\ \Omega$
La 2ème Zone de Protection : $\mathbf{Z_2 = 120\% \times Z_L}$	$Z2 = 2.292\ \Omega$
La 3ème Zone de Protection : $\mathbf{Z_3 = 140\% \times Z_L}$	$Z3 = 2.674\ \Omega$
La 4ème Zone de Protection : $\mathbf{Z_4 = -30\% \times Z_L}$	$Z4 = -0.573\ \Omega$

4.5. *Résultats de simulation* :

Pour étudier le comportement de la caractéristique Mho de la protection de distance, nous allons simuler différents types de défaut sur différents points de la ligne et avec différentes valeurs de la résistance de défaut.

Le défaut est appliqué à un temps de 0.2 s sur différents points de la ligne :

Le Premier cas : Le défaut est situé à 5 km de la Barre 1. C'est un défaut en Zone 1. L'élimination par la protection prend un temps de 0.02 s.

Le Deuxième cas : Le défaut est situé à 11 km. C'est un défaut de la zone 2, la protection fonctionne après 0.3 s.

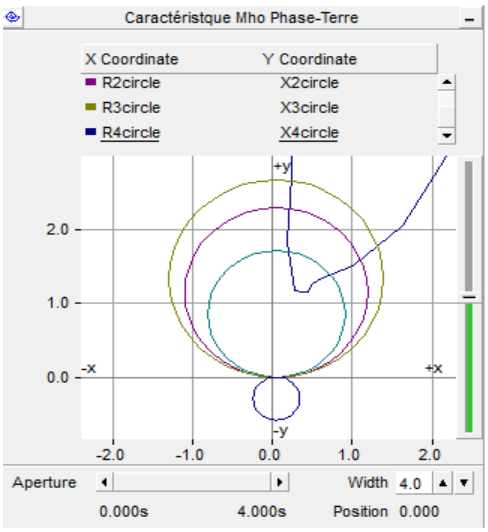
Le Troisième cas : C'est un défaut en Zone 3 de 13 km de la barre 1, le temps d'élimination du défaut est de 1.5 s.

Le Quatrième cas : C'est un défaut en Zone 4 de 2 km en arrière de la Barre 1, le temps d'élimination du défaut est de 3 s.

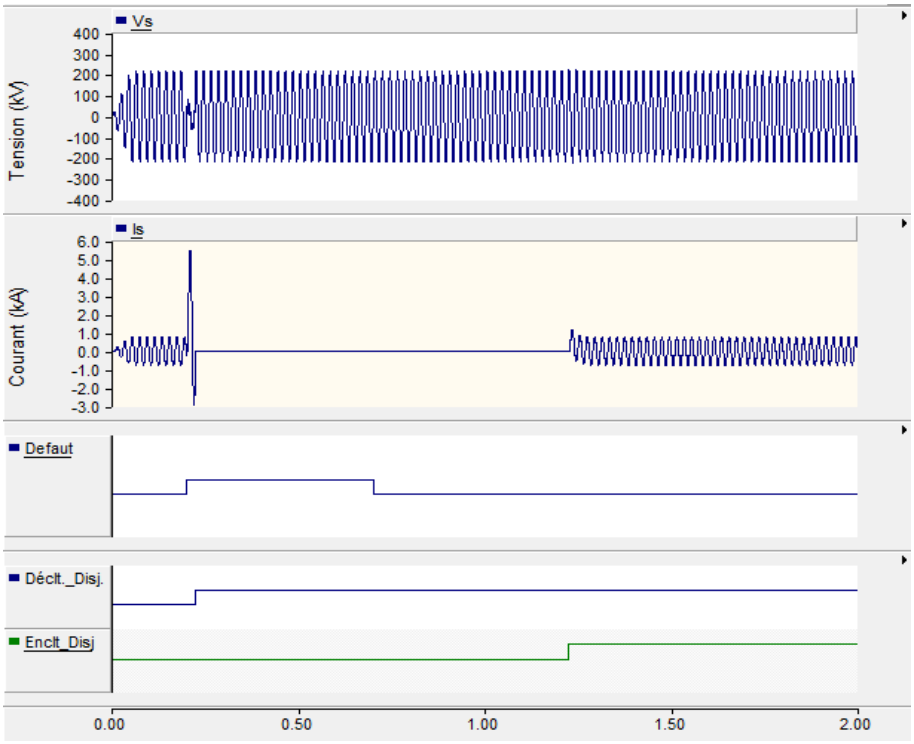
Le Dernier cas : C'est un défaut en hors Zone de fonctionnement de la protection.

4.5.1. *Défaut Phase-Terre sur différentes points de la ligne* :

A/. Défaut Phase-Terre à 5 km (Zone 1) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

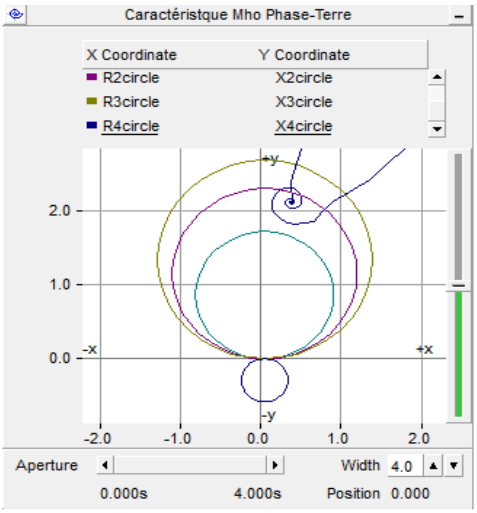


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

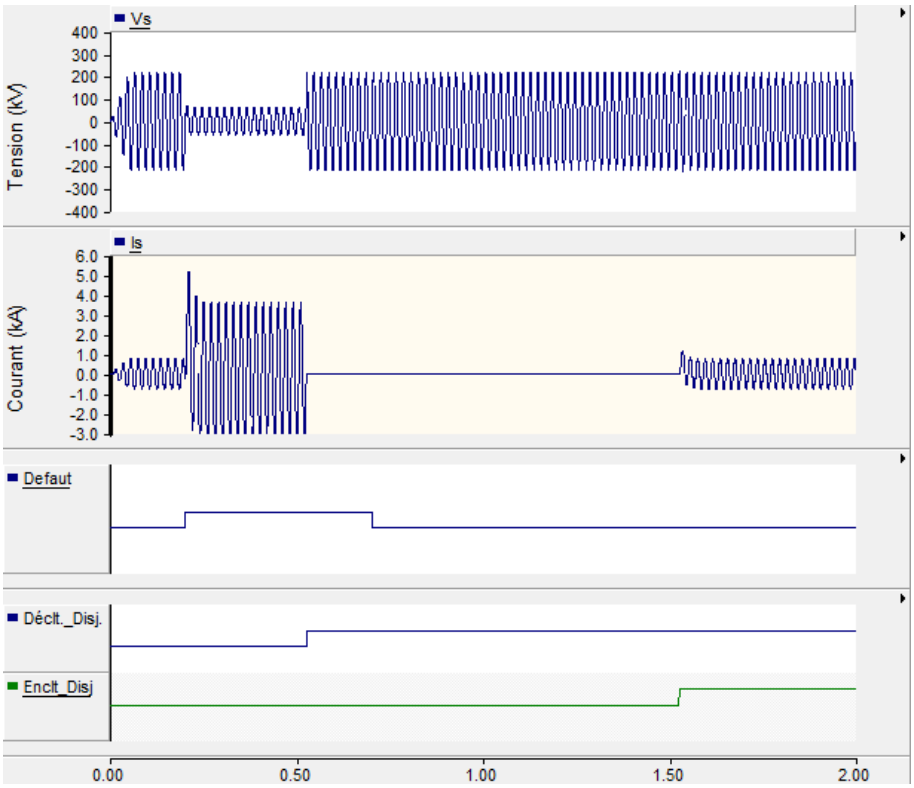
Figure IV.7 : Défaut Phase-Terre à 5 km.

- Au moment du défaut, on remarque une chute de tension et le courant augmente.
- Le disjoncteur s'actionne instantanément avec le défaut.
- La fonction du réenclenchement est activée après 1 seconde de déclanchement du disjoncteur.

B/. Défaut Phase-Terre à 11 km (Zone 2) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

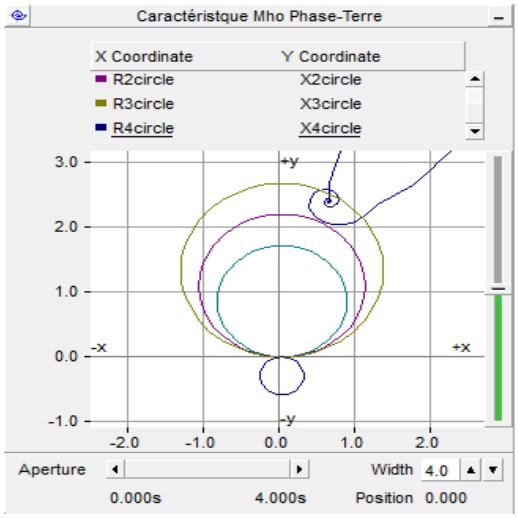


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

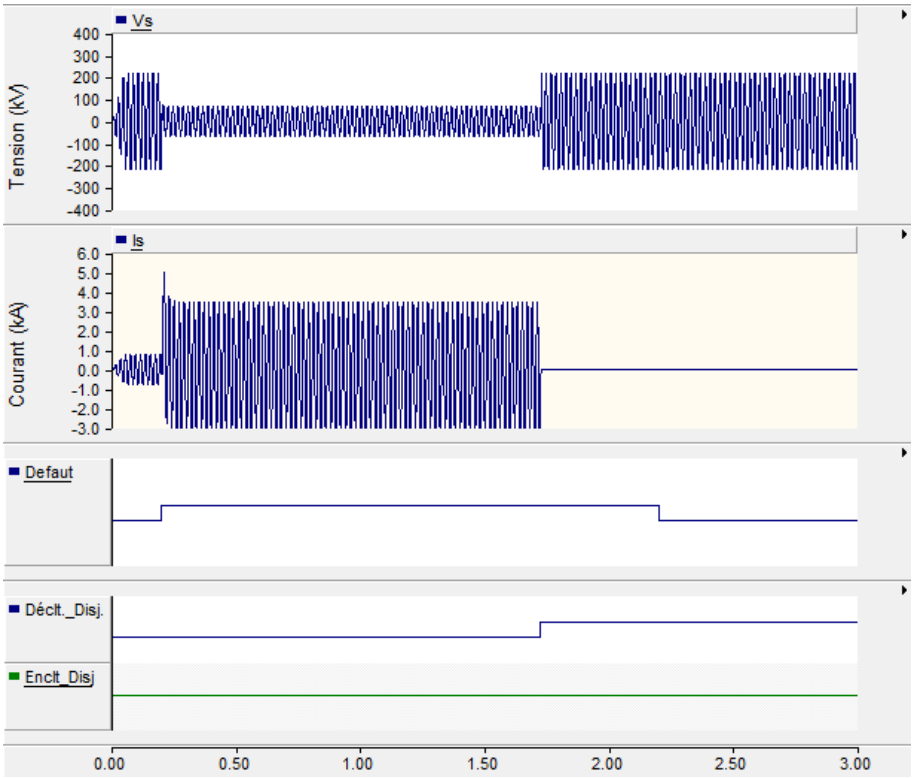
Figure IV.8 : Défaut Phase-Terre à 11 km.

- Lors de défaut, la tension chute et le courant augmente.
- Le disjoncteur s'actionne après 0.3 s du défaut.
- La fonction du réenclenchement est activée après 1 seconde de déclanchement du disjoncteur.

C/. Défaut Phase-Terre à 13 km (Zone 3) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

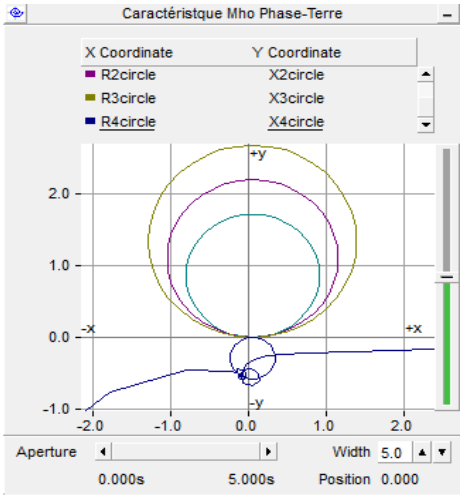


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

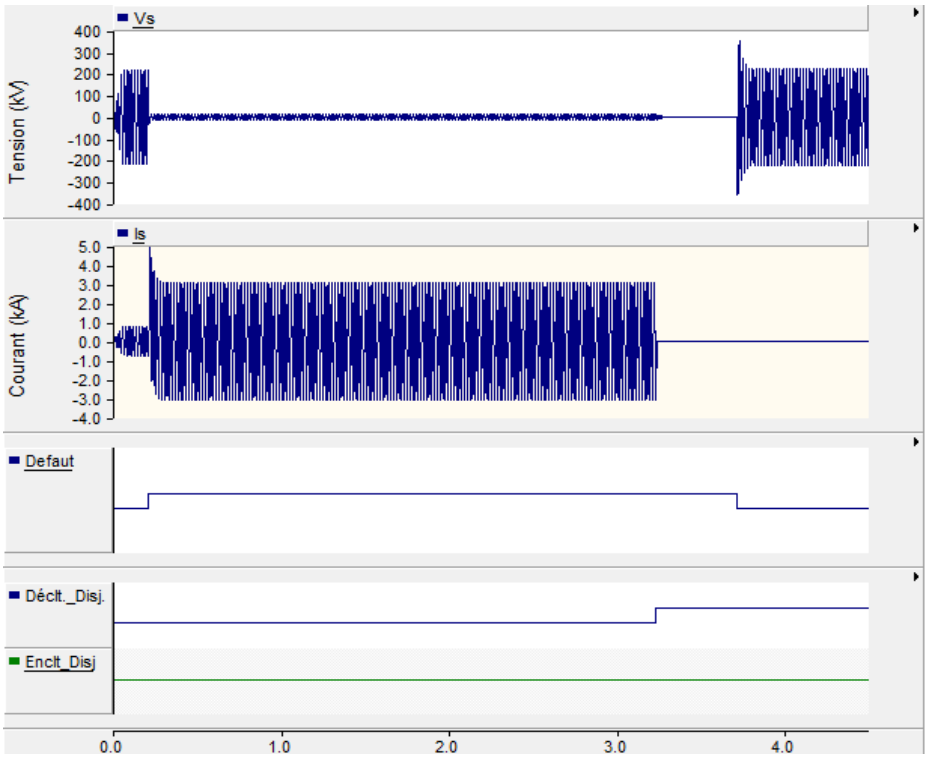
Figure IV.9 : Défaut Phase-Terre à 13 km.

- On voit juste après le défaut, chute de tension et que le courant augmente.
- Le disjoncteur s'actionne après 1.5 s du défaut.
- La fonction du réenclenchement n'est pas activée après le déclanchement du disjoncteur.

D/. Défaut Phase-Terre à 2 km en arrière (Zone 4) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

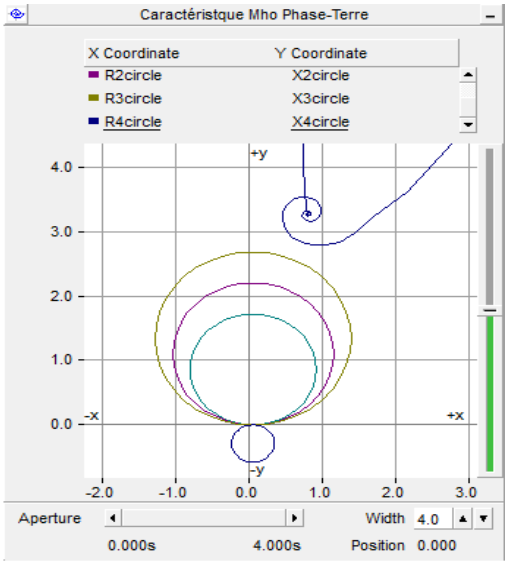


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

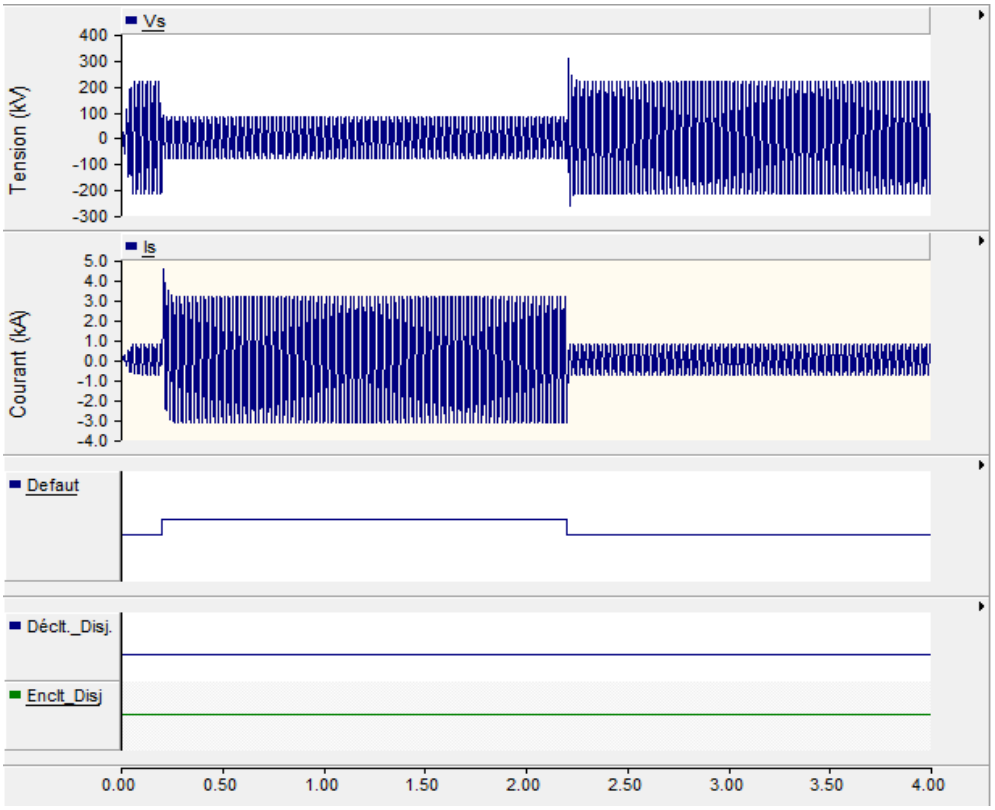
Figure IV.10 : Défaut Phase-Terre à 2 km en arrière.

- Pour un défaut de la Zone 4, chute de tension avec une augmentation importante du courant.
- Le disjoncteur s'actionne après 3 s du défaut.
- La fonction du réenclenchement n'est pas activée après le déclanchement du disjoncteur.

E/. Défaut Phase-Terre à 18 km (hors Zone) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



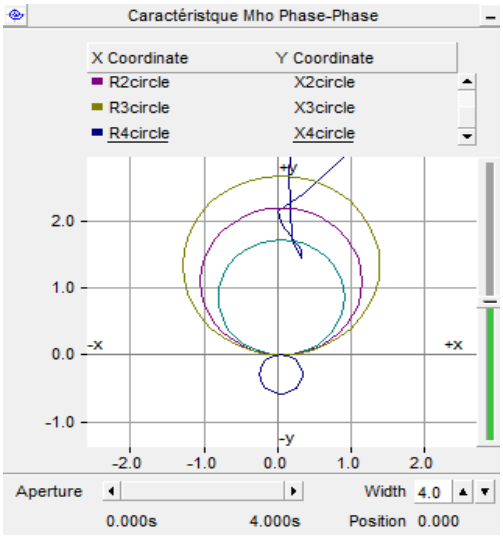
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV.11 : Défaut Phase-Terre à 18 km.

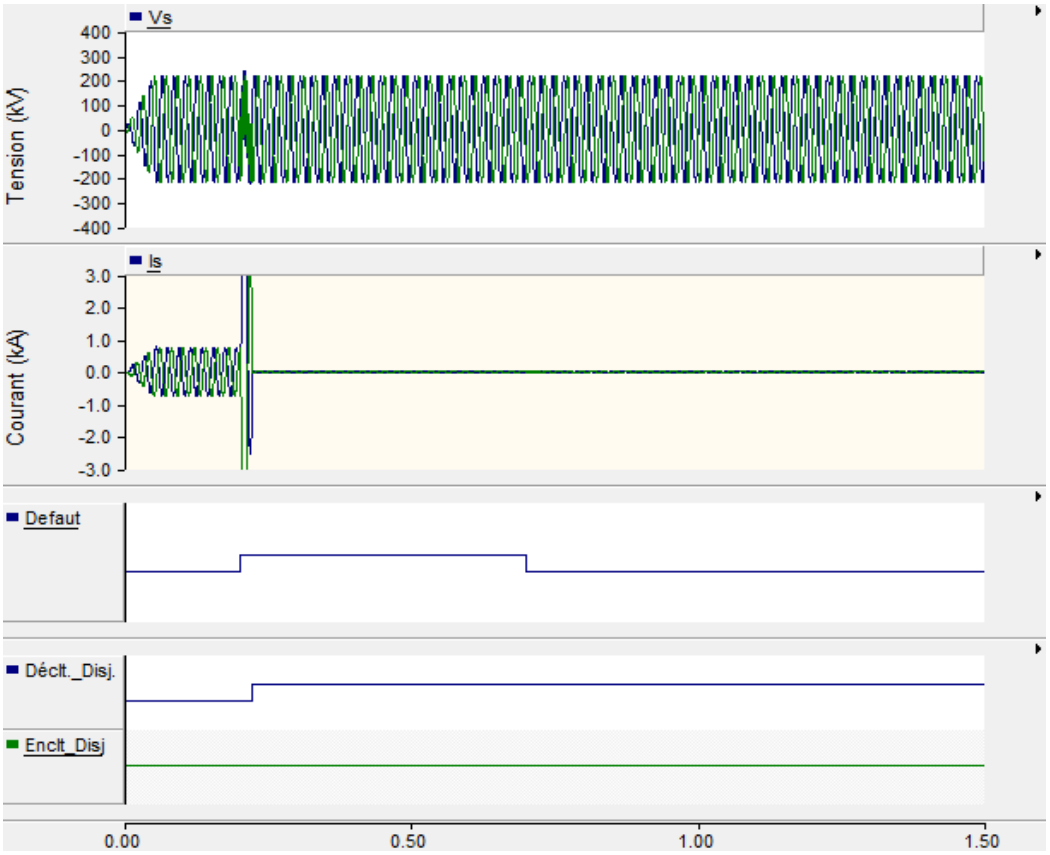
- Au moment du défaut, chute de tension avec une augmentation importante du courant.
- Pas de déclenchement du disjoncteur

4.5.2. *Défaut Phase-phase sur différentes endroits de la ligne* :

A/. Défaut Phase-Phase à 5 km (Zone 1) :



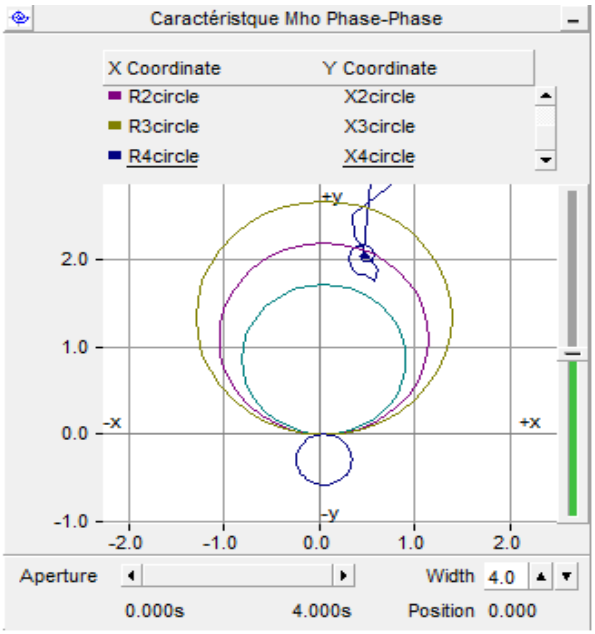
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



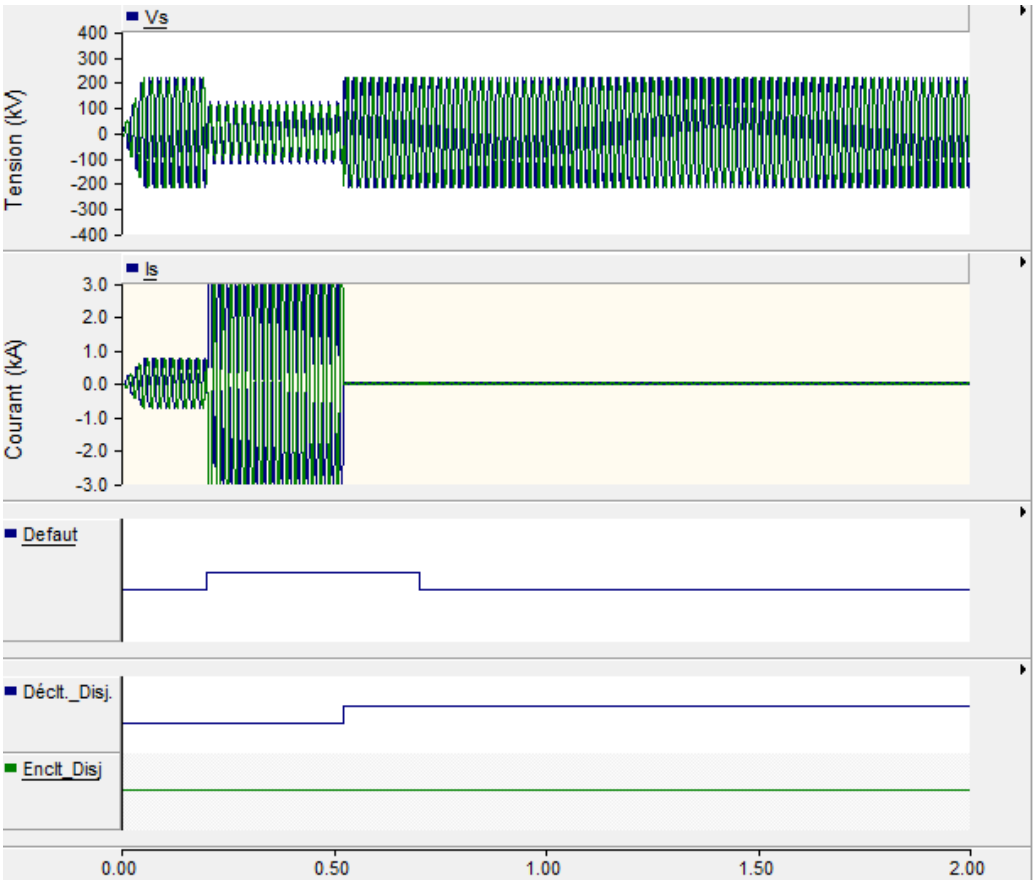
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV.12 : Défaut Phase-Phase à 5 km.

B/. Défaut Phase-Phase à 11 km (Zone 2) :



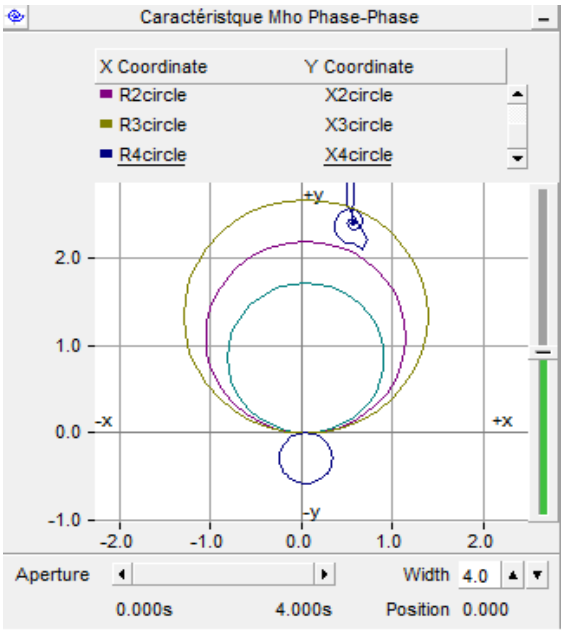
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



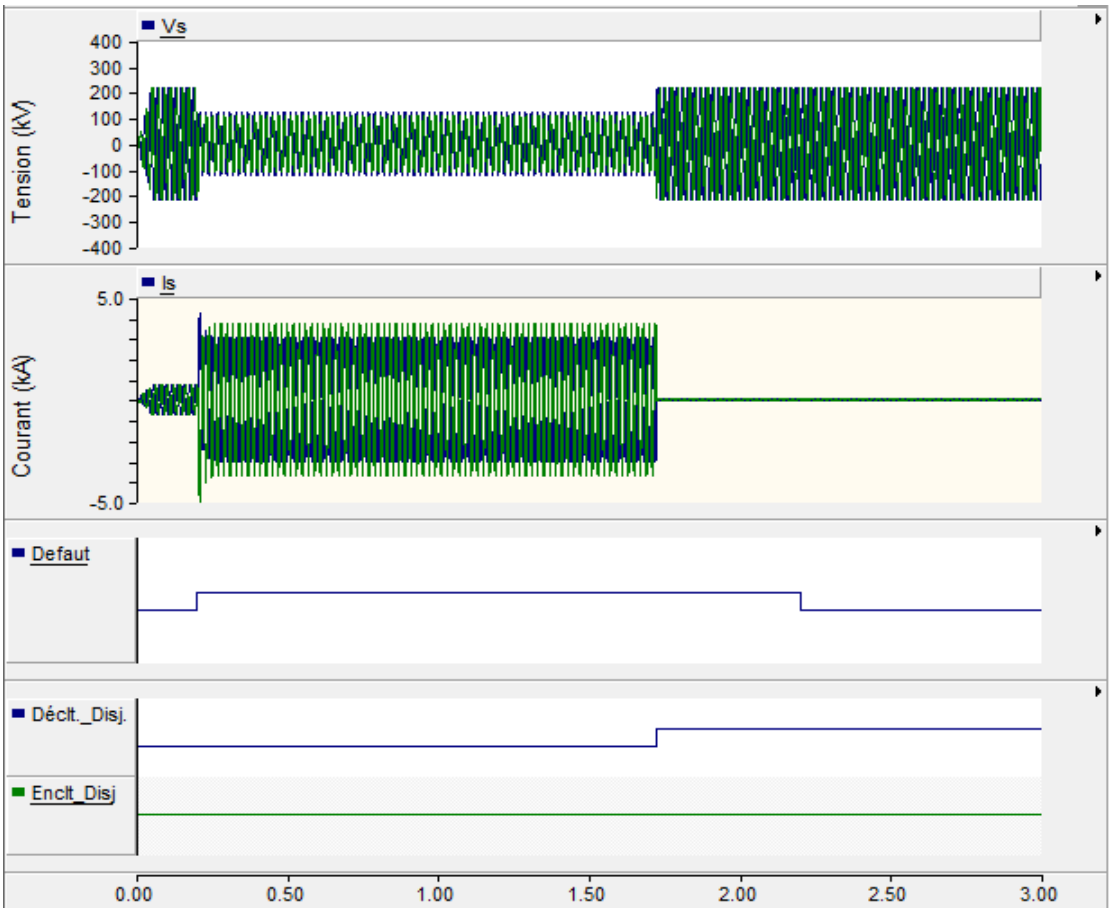
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV.13: Défaut Phase-Phase à 11 km.

C/. Défaut Phase-Phase à 13 km (Zone 3) :



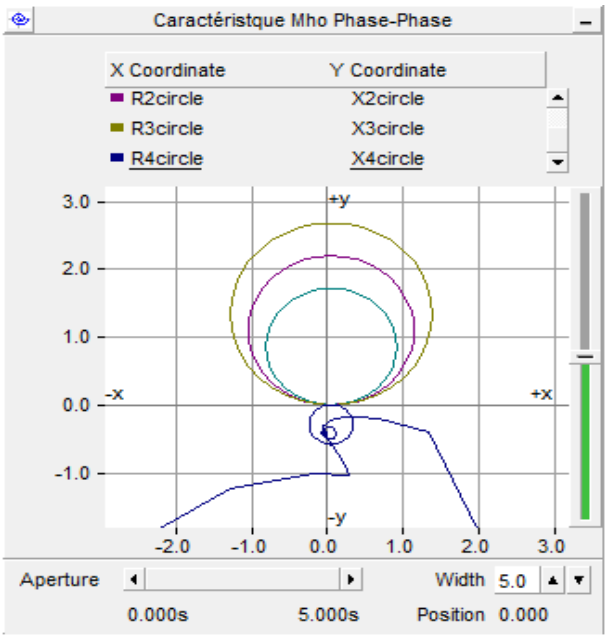
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



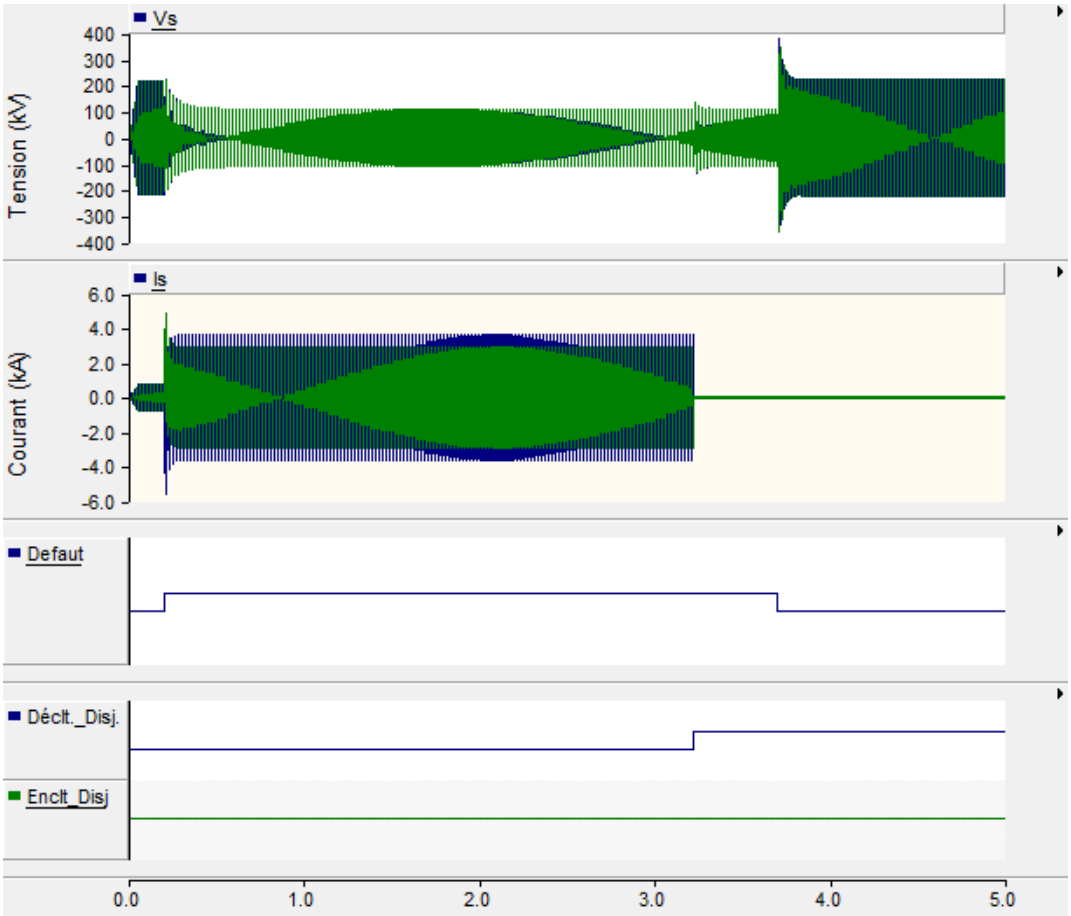
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV.14 : Défaut Phase-Phase à 13 km.

D/. Défaut Phase-Phase à 2 km en arrière (Zone 4) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

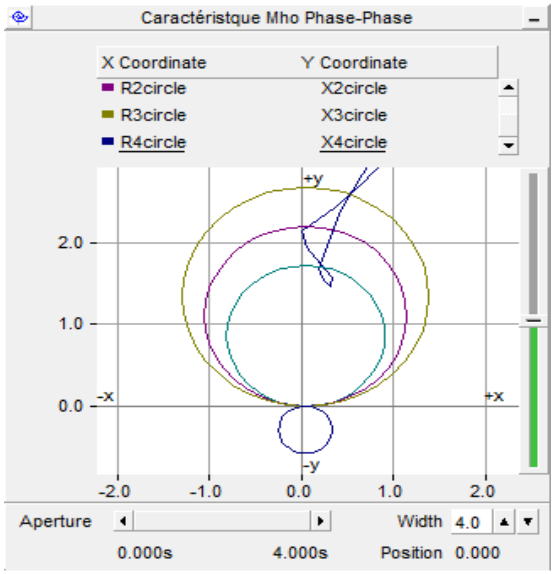


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

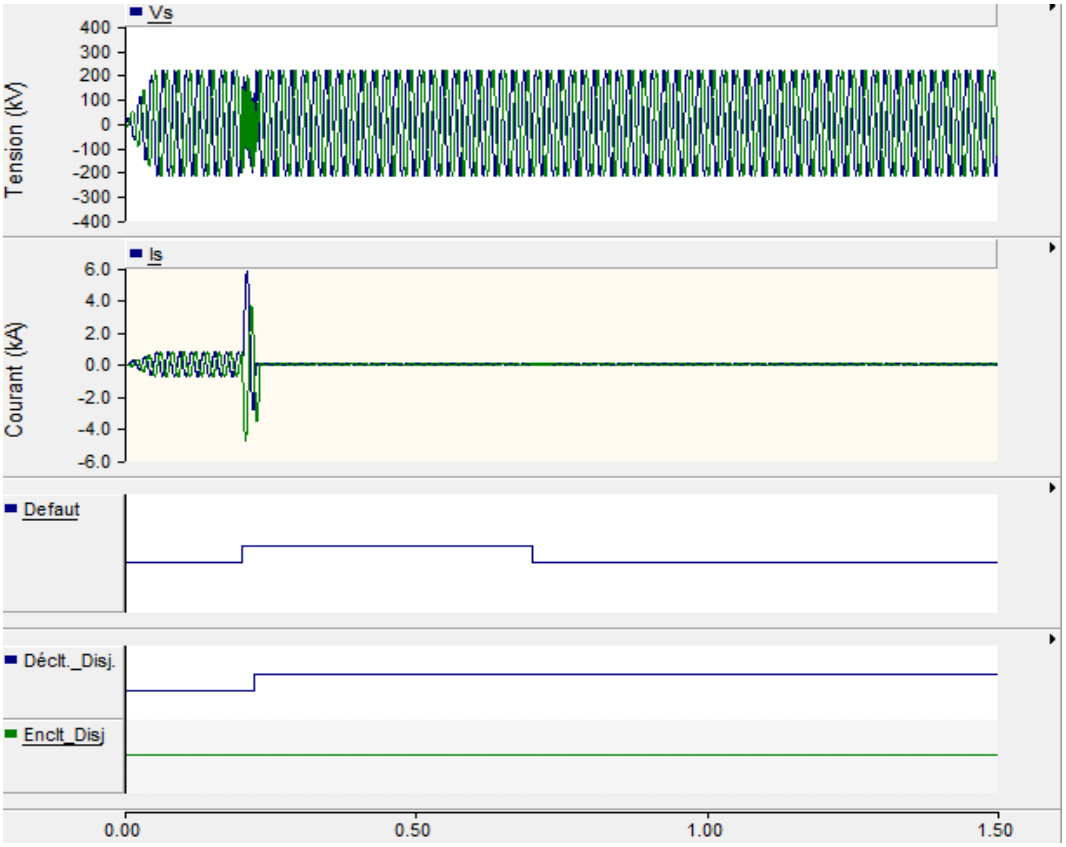
Figure IV.15: Défaut Phase-Phase à 2 km en arrière

4.5.3. *Défaut Phase-phase avec la terre* :

A/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 5 km (Zone 1) :



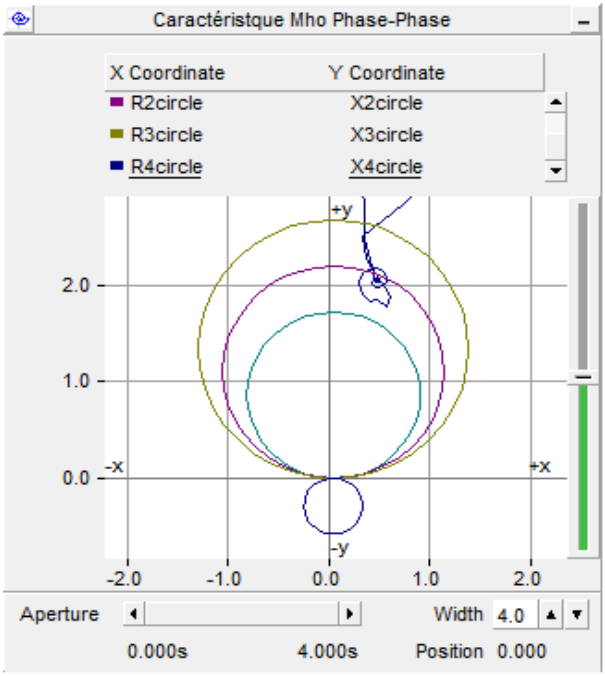
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



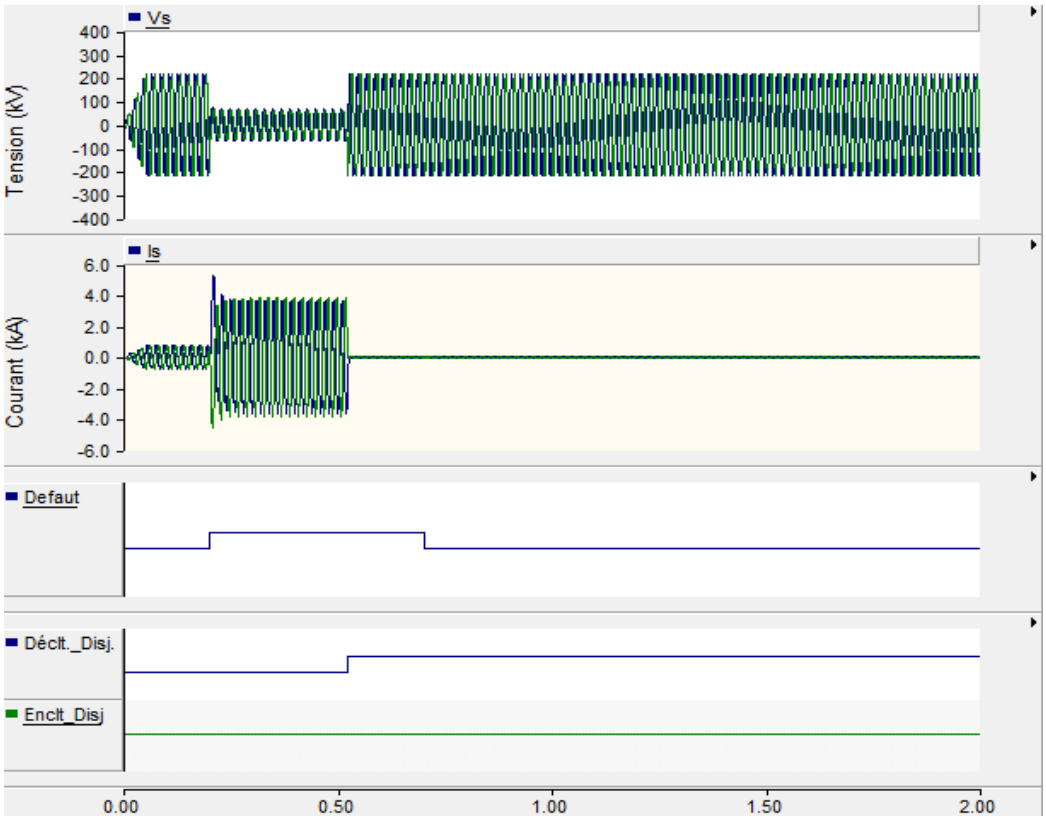
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV.16 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 5 km.

B/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 11 km (Zone 2) :



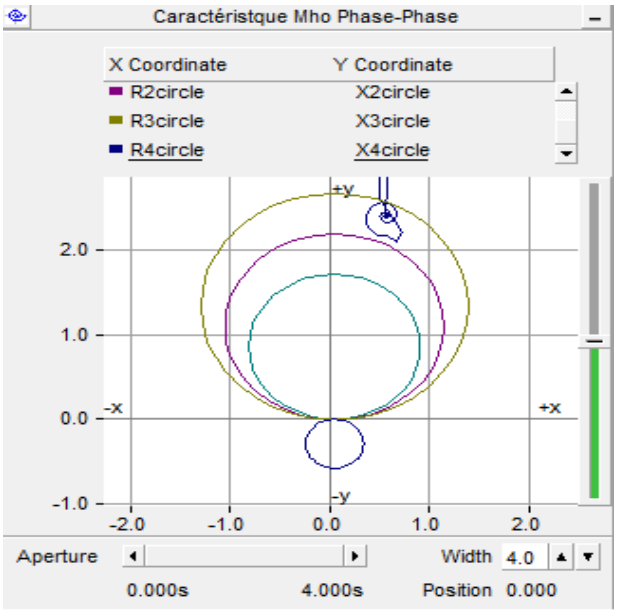
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



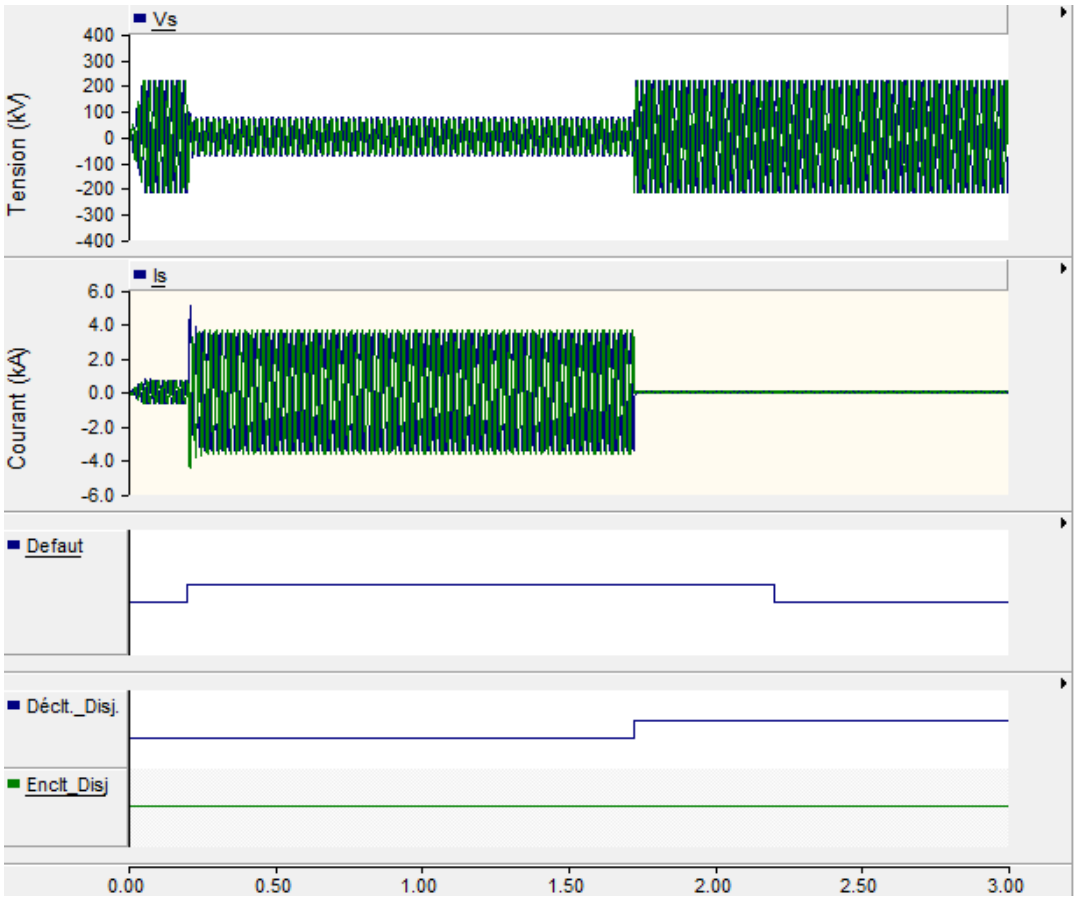
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV.17: Défaut Phase-Phase avec la terre à 11 km.

C/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 13 km (Zone 3) :



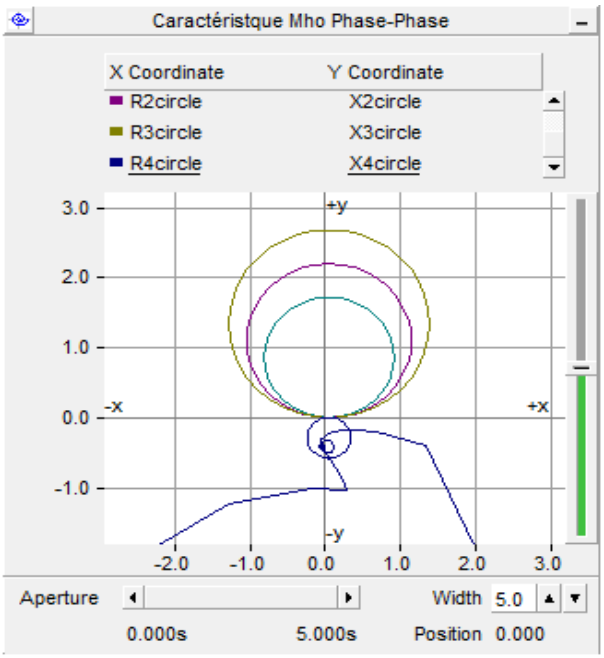
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



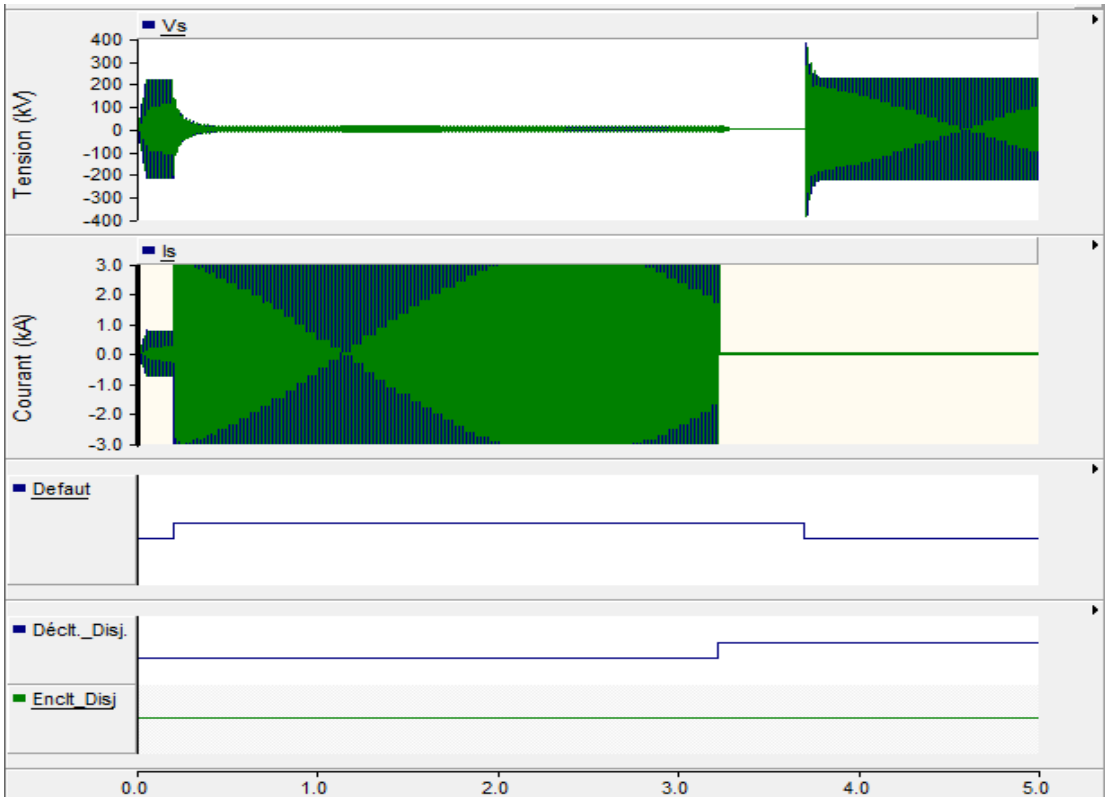
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure IV.18 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 13 km.

D/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 2 km en arrière (Zone 4) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

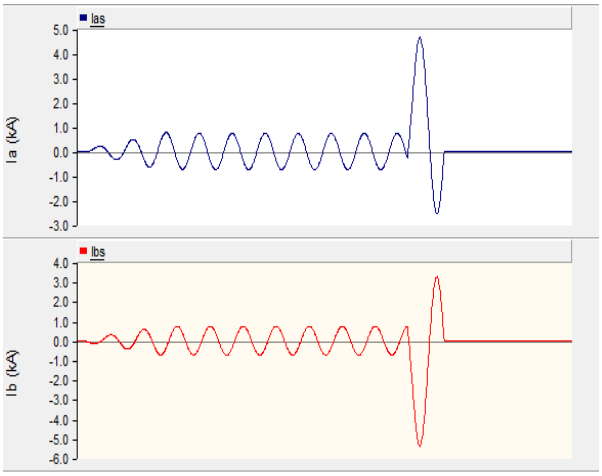
Figure IV.19: Défaut Phase-Phase avec la terre à 2 km en arrière.

- Pour les différentes simulations présentées dans les figures, on remarque que lors du défaut, que ce soit un défaut phase-phase ou phase-phase avec terre le courant dans les phases augmente brusquement, tandis que la tension diminue.
- L'autre phase qui n'a pas subit de défaut, on remarque que les valeurs des courants et des tensions restent inchangeable.
- Le disjoncteur s'actionne instantanément avec le défaut (Zone1), après 0.3 s (Zone2), après 1.5 s (Zone3) et après 3 s s'il s'agit d'un défaut à la Zone 4.
- La fonction du réenclenchement n'est pas activée après le déclanchement du disjoncteur.

4.5.4. *Comparaison entre les défauts à la terre et les défauts sans-terre* :

A/.Zone 1 :

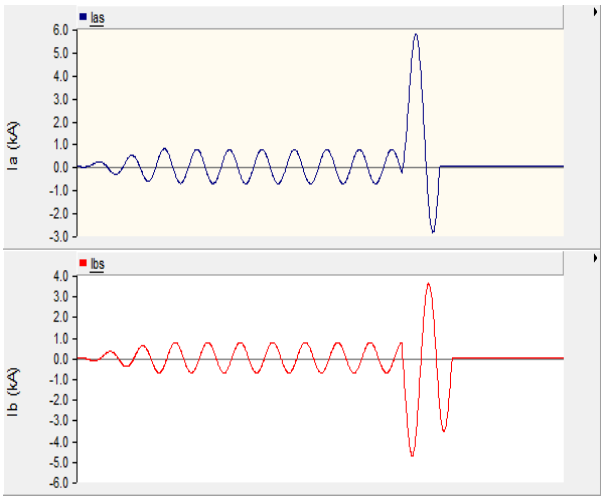
Défaut Phase-Phase sans terre :



Ia = 4.63 KA

Ib = -5.34 KA

Défaut Phase-Phase avec terre :



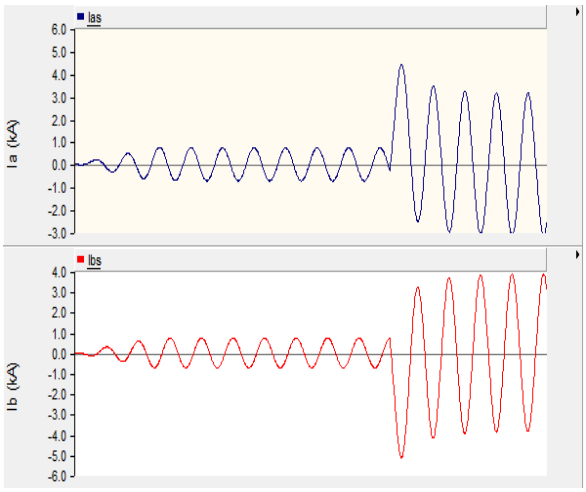
Ia = 5.76 KA

Ib = - 4.73 KA

Figure IV.20: Comparaison des amplitudes Zone 1.

B/.Zone 2 :

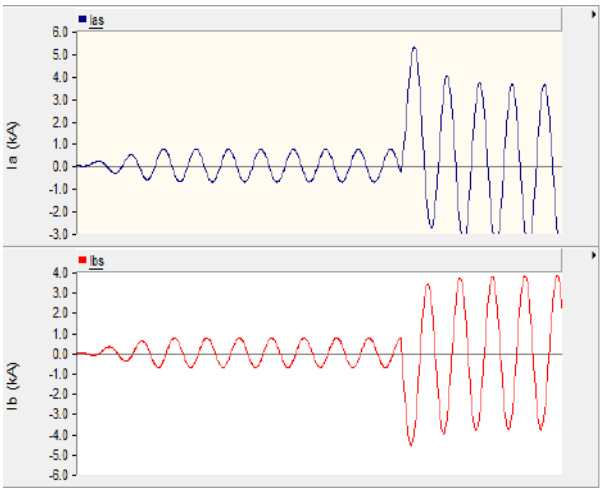
Défaut Phase-Phase sans terre :



Ia = 4.39 KA

Ib = - 5.10 KA

Défaut Phase-Phase avec terre :



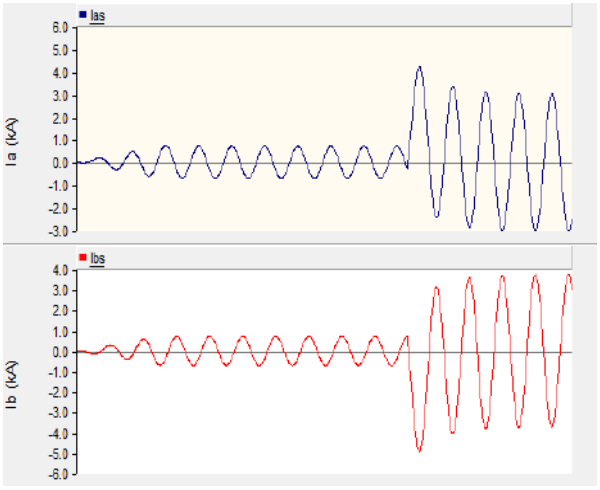
Ia = 5.21 KA

Ib = - 4.53 KA

Figure IV.21: Comparaison des amplitudes Zone 2.

C/.Zone 3 :

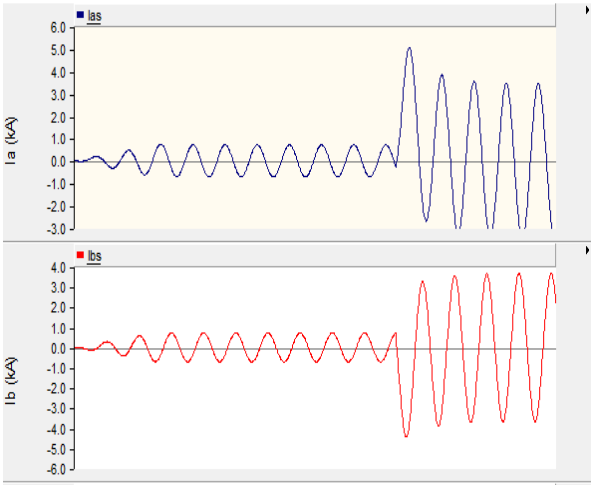
Défaut Phase-Phase sans terre :



Ia = 4.23 KA

Ib = - 5.0 KA

Défaut Phase-Phase avec terre :



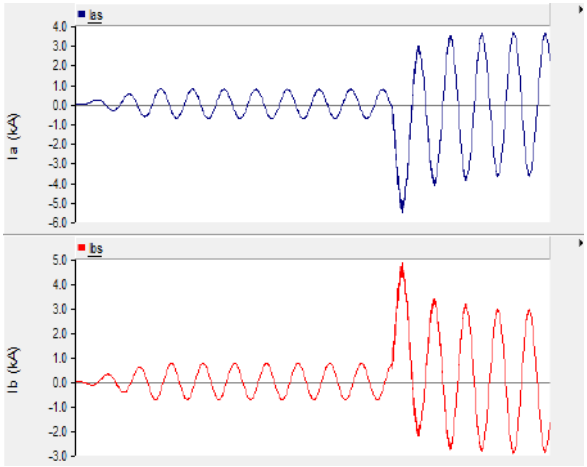
Ia = 5.0 KA

Ib = - 4.44 KA

Figure IV.22: Comparaison des amplitudes Zone 3.

D/.Zone 4 :

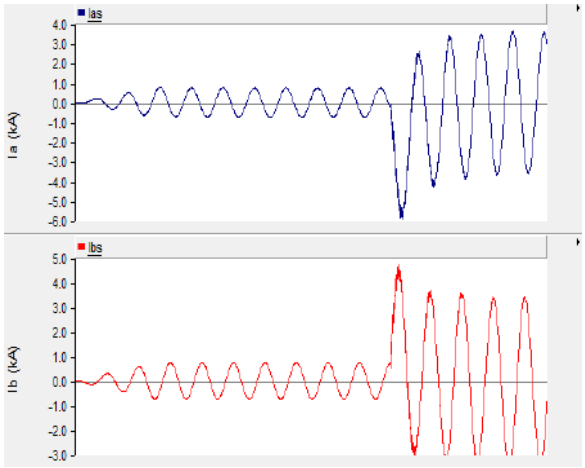
Défaut Phase-Phase sans terre :



Ia= -5.33 KA

Ib= 4.65 KA

Défaut Phase-Phase avec terre :



Ia= -5.79 KA

Ib= 4.25 KA

Figure IV.23: comparaison des amplitudes Zone 4.

D'après les IV.20, VI.21, VI.22 et VI.23 présentant les défauts phase-phase et phase-phase avec terre on a constaté que :

- L'amplitude des défauts de type Phase-Phase à la terre est plus importante que celle de type Phase-Phase sans terre, ce qui signifie que le premier est plus dangereux et nécessite une prévention plus sophistiquée.
- On a également observé que le sens du courant au moment du défaut change sa direction vers l'opposée au niveau des première, deuxième et troisième zones, mais pas pour la quatrième.
- On a aussi vus qu'au moment du défaut, le courant des deux phases siège de défaut, présente des caractères contradictoire : si le courant de la première phase augmente, l'autre va diminuer. Ceci est valable pour la première, deuxième et troisième zone, mais pas pour la quatrième.
- La quatrième zone est soumise à des caractéristiques différentes par rapport aux trois premières zones.

5. Protection différentielle de la Ligne :

Le principe de la protection différentielle de la ligne consiste à calculer la différence entre les courants des extrémités de la zone à protéger (Ligne de transport à deux extrémités).

La protection différentielle ne doit fonctionner que pour le défaut interne, et elle doit être insensible pour les défauts en dehors de la zone de protection (Défauts externes).

La protection fonctionne lorsque le courant différentiel dépasse la valeur de seuil de réglage de I_{Diff}.

Pour les défauts externes, le courant différentiel doit être égal à zéro, mais l'erreur provoquée par la saturation et TC et l'erreur de rapport de transformation conduit à une valeur non nulle. Pour éviter le mauvais fonctionnement, le seuil de réglage de I_{Diff} est calibré à une valeur de 20% à 30%.

Pour le réglage de la protection dans le PSCAD, quatre (04) paramètres sont important à prendre en considération dans le module de la protection différentielle (**Figure IV.24**) afin de réaliser la pente de caractéristique de la protection (**Figure IV.25**) :

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

K_1 : La 1er pente de la caractéristique de déclenchement en pourcentage ;

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

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

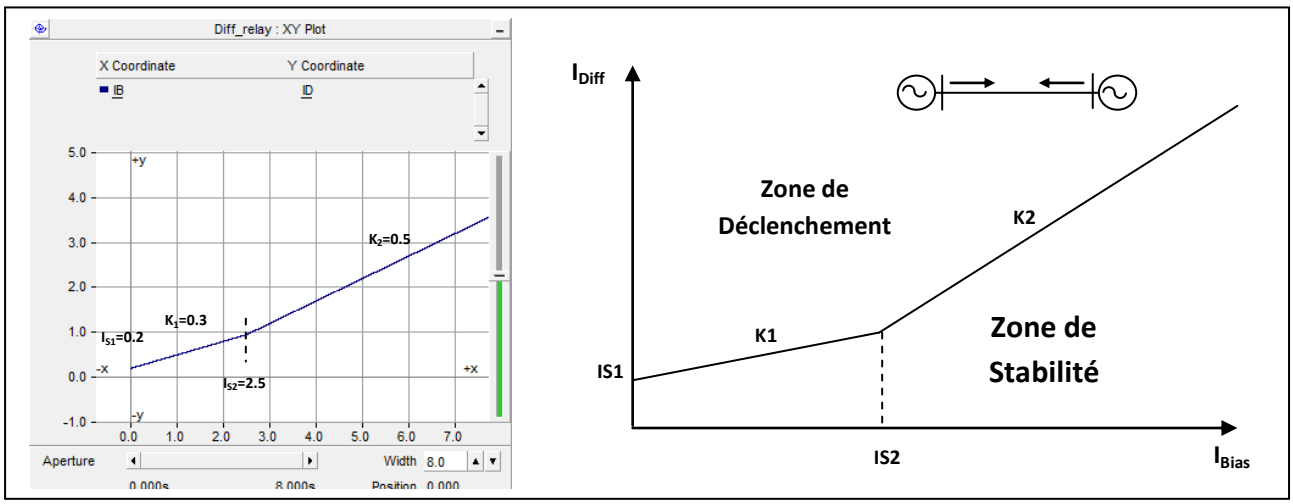


Figure IV.24 : Pente de caractéristique la Protection Différentielle.

Les formules pour le courant différentiel **I_{Diff}** et le courant stabilisant **I_{Bias}** (séparément pour chaque phase), utilisé dans la pente de caractéristique du module de la protection différentielle, ont la forme suivante :

$$I_{Diff} = |I_1 + I_2| \qquad \textbf{(IV.8)}$$

$$I_{Bias} = (|I_1| + |I_2|)/2 \qquad \textbf{(IV.9)}$$

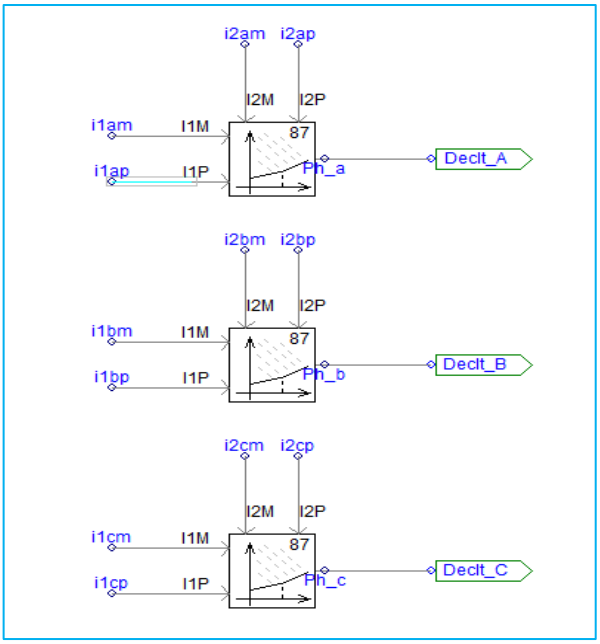


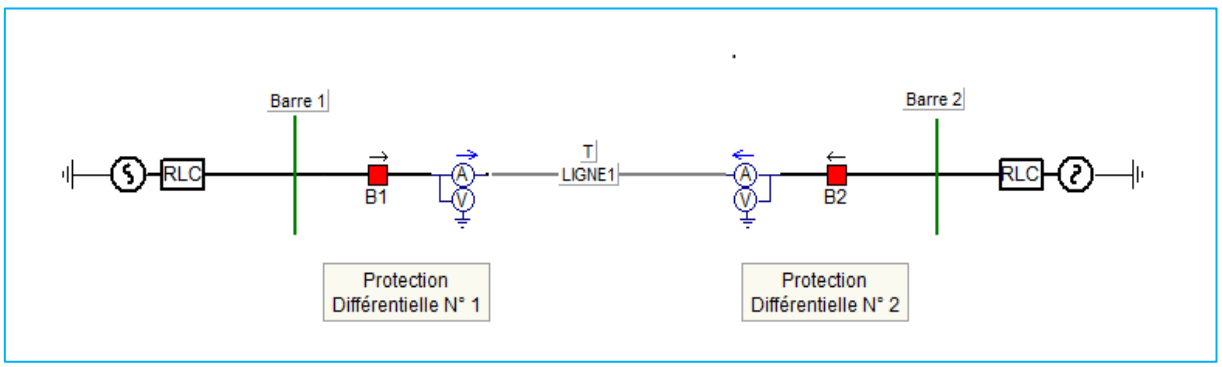
Figure IV.25 : Module de la Protection Différentielle.

Les entrées de module de la **Figure IV.25** sont les amplitudes et les phases des courants des deux extrémités de la ligne.

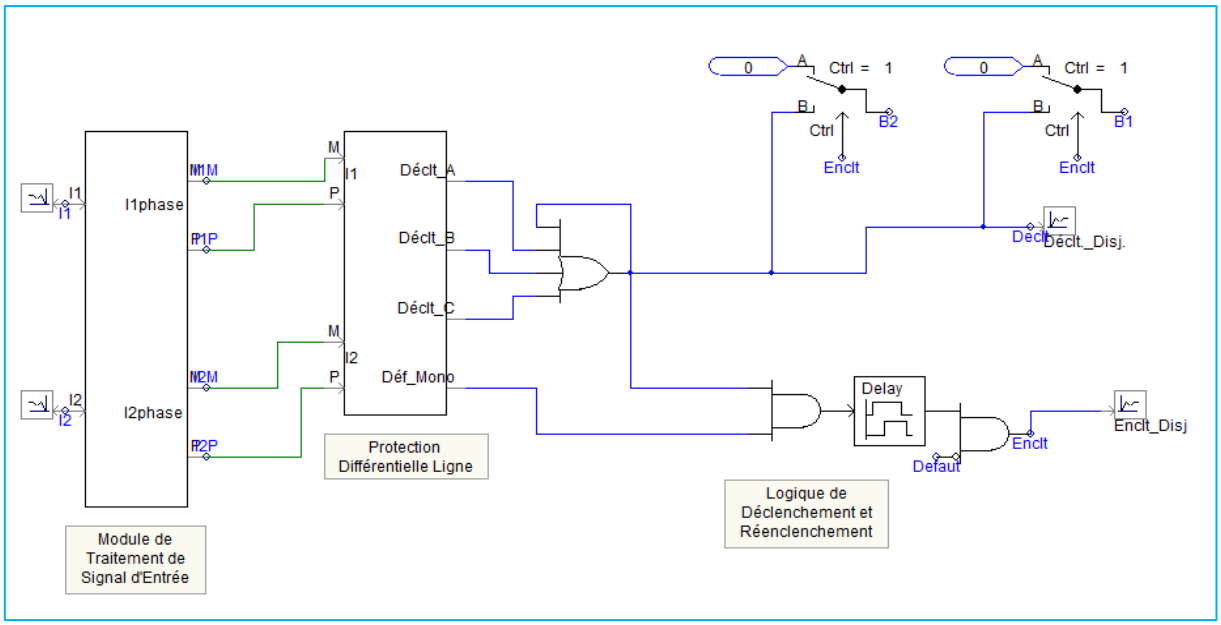
6.1. *Modélisation de la protection différentielle de la ligne* :

La **Figure IV.26.a** représente le schéma bloc de la protection différentielle de la ligne 1 (**Figure IV.26.b**), Le déclenchement est instantané de tout défaut situé dans la zone des protections 1 et 2 (quelle que soit sa position).

Les limites de zone des protections sont fixées par les emplacements des transformateurs de courant situés aux extrémités de la Ligne à protéger.



a). Schéma unifilaire de la ligne à protéger.



b). Schéma bloc de la protection différentielle.

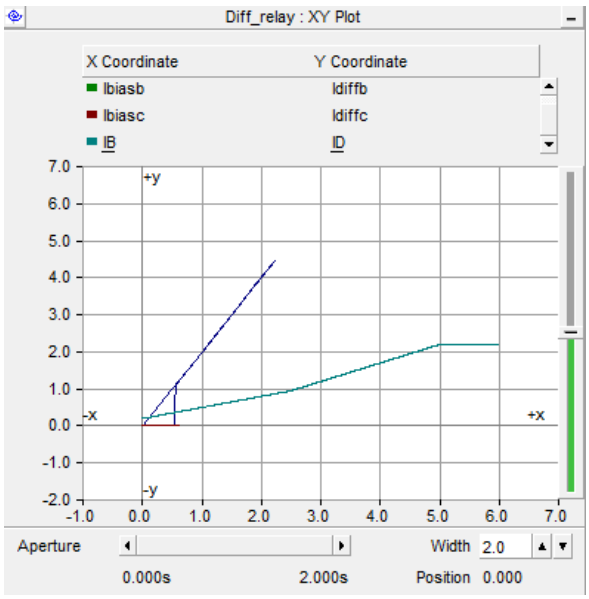
Figure IV.26 : Modèle de simulation de la protection Différentielle sur PSCAD.

6.2. *Résultats de simulation* :

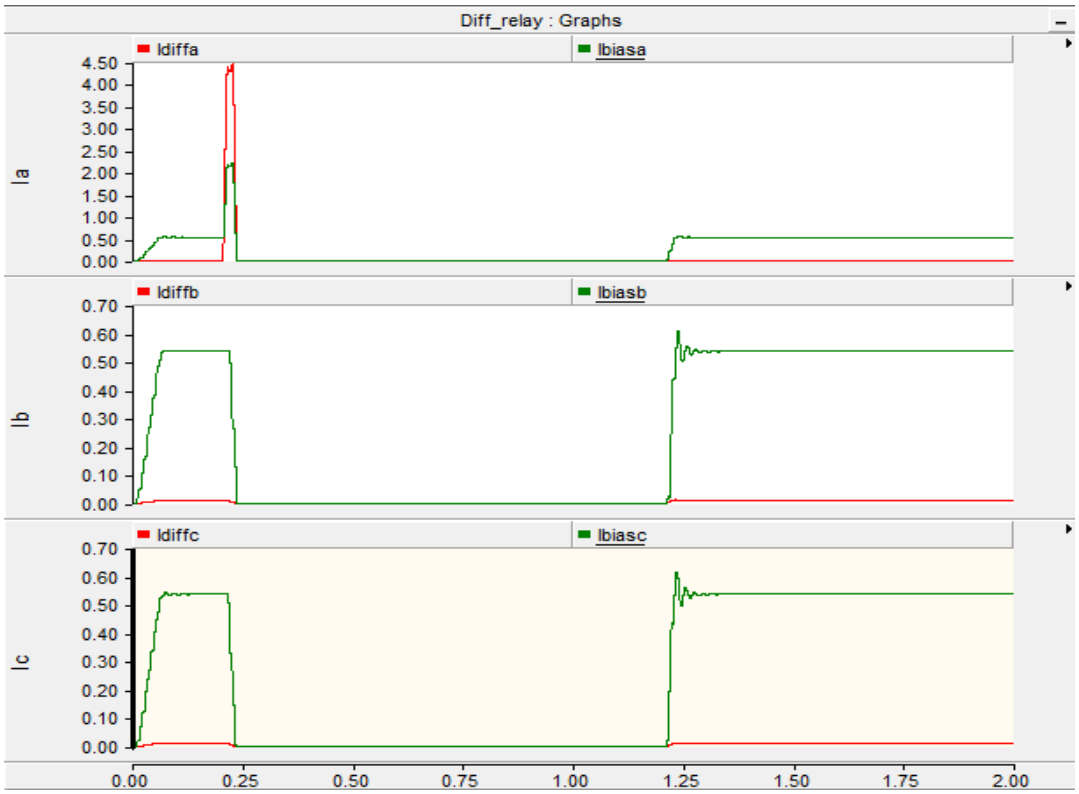
Pour le fonctionnement de la protection différentielle, on a appliqué différents types de défauts au milieu de la ligne 1 (Défaut interne). Ces défauts sont du type phase-terre, phase-phase, et phase-phase avec terre.

6.2.1. *Défaut interne de la zone de protection* :

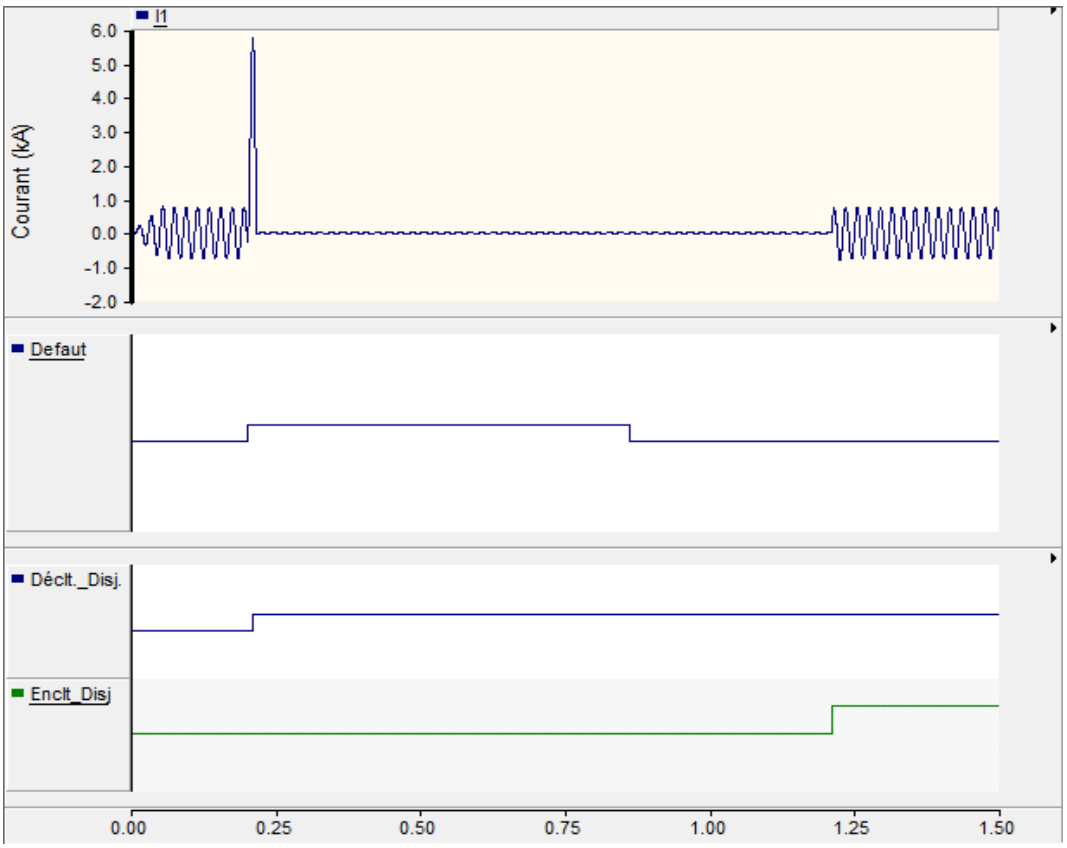
A/. Défaut phase à la terre :



a). Pente de caractéristique et valeurs des courants I_{Diff} et I_{Bias}.



b). Formes des courants I_{Diff} et I_{Bias} des trois Phases.

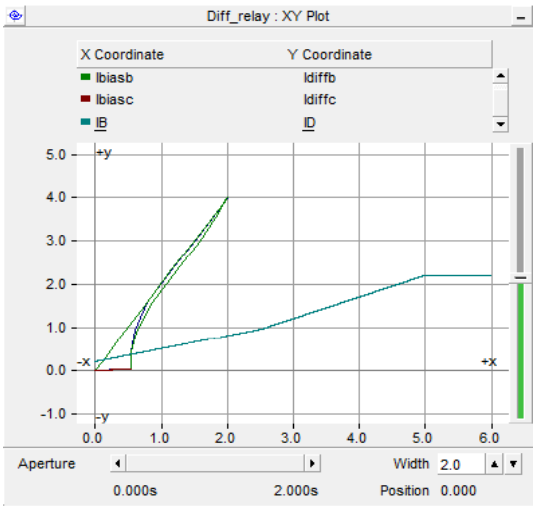


c). Courants de défaut des extrémités de la Ligne 1 et Top de déclenchement.

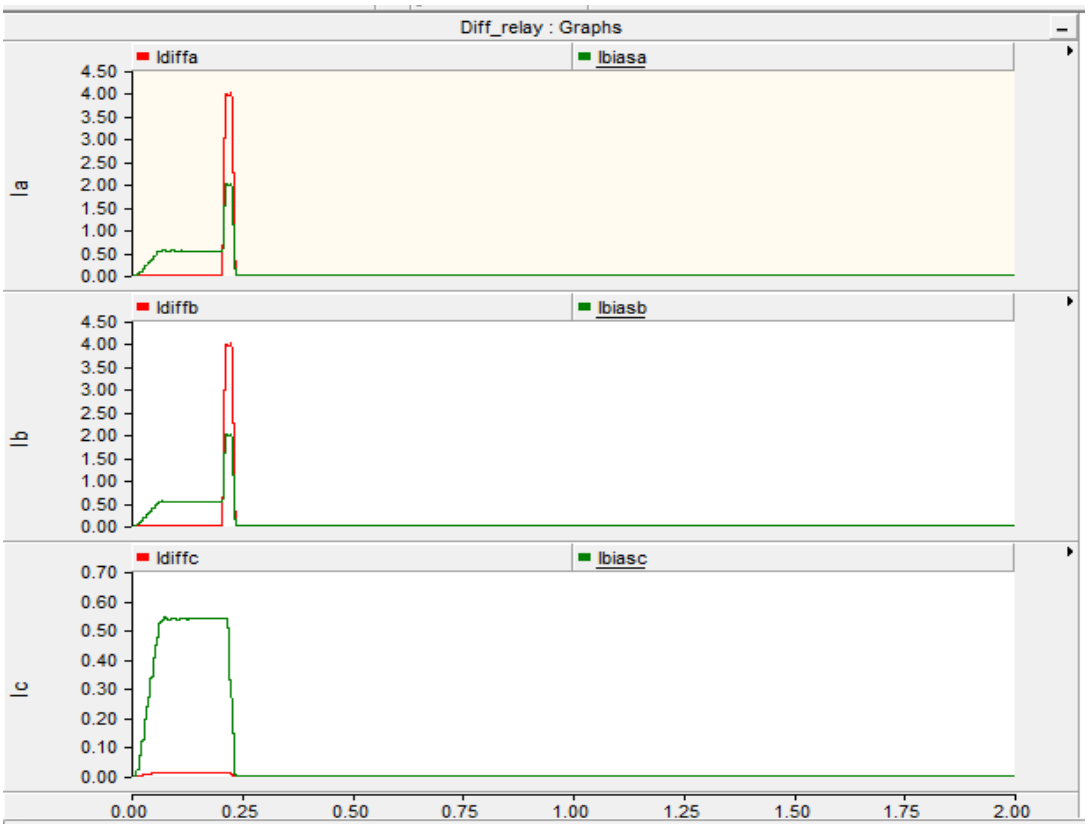
Figure IV.27 : Comportement de la protection pour un défaut interne (phase-terre).

- La valeur de I_{Diff} dépasse celle de I_{Bias}, il s'agit donc d'un défaut dans la phase A
- Au moment du défaut, le courant augmente brusquement vers le haut, avec un déclanchement instantané du disjoncteur.
- La fonction de réenclenchement est activée, ce sont des caractéristiques d'un défaut monophasé à l'intérieur de la ligne.

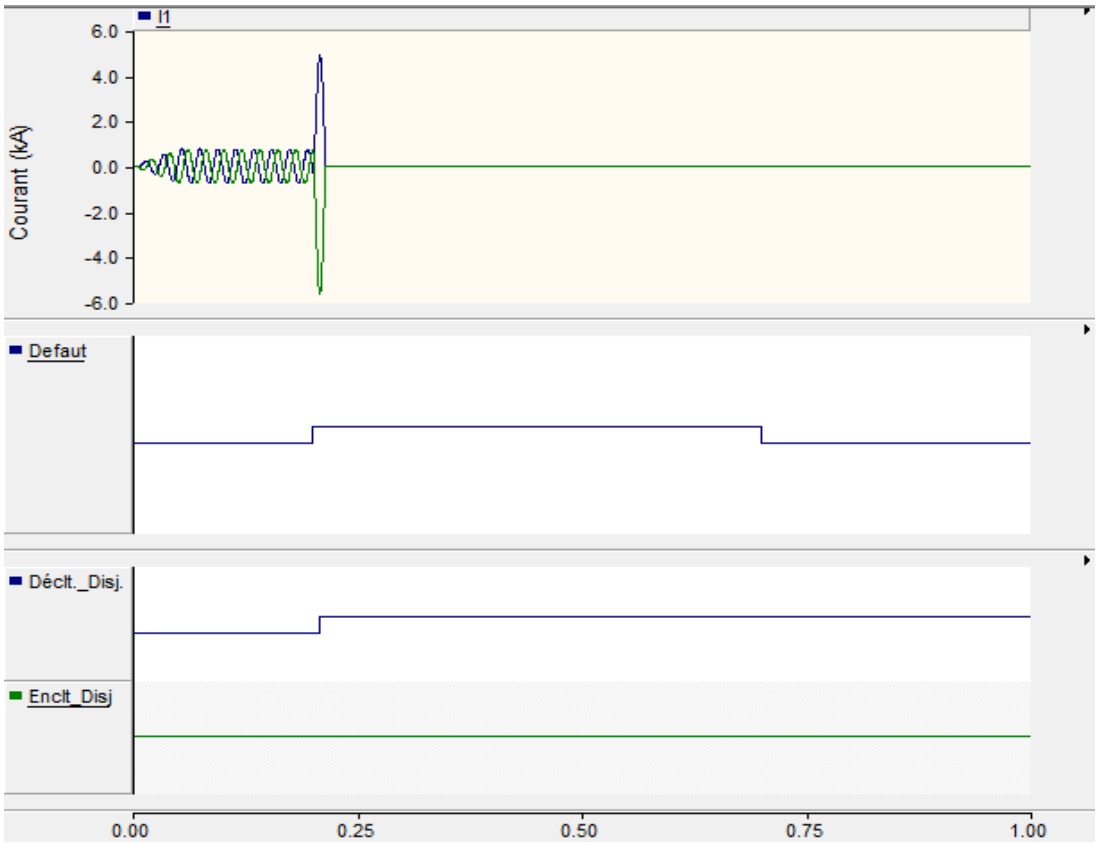
B/. Défaut Phase-Phase (sans terre) :



a). Pente de caractéristique et valeurs des courants I_{Diff} et I_{Bias}.



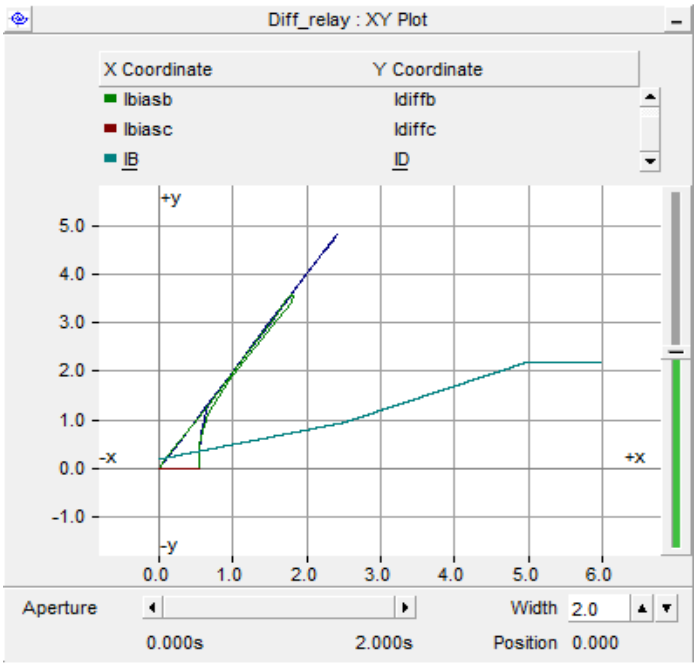
b). Formes des courants I_{Diff} et I_{Bias} des trois Phases.



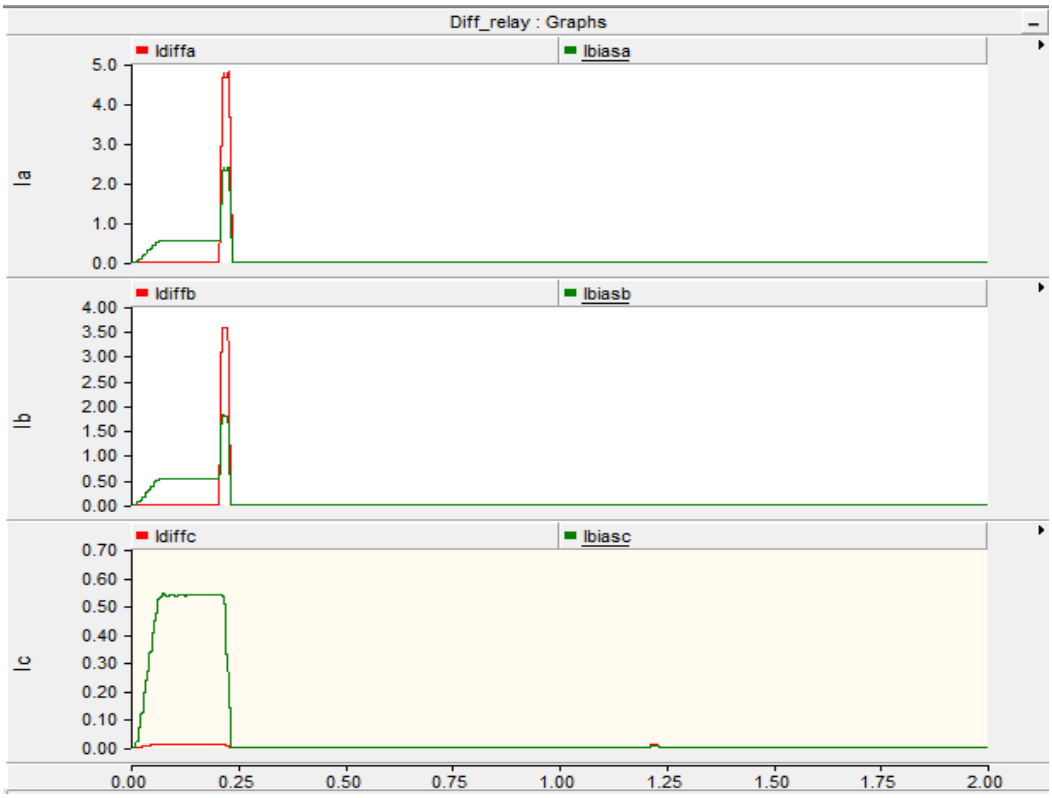
c). Courants de défaut des extrémités de la Ligne 1 et Top de déclenchement.

Figure IV.28 : Comportement de la protection pour un défaut interne (phase-phase).

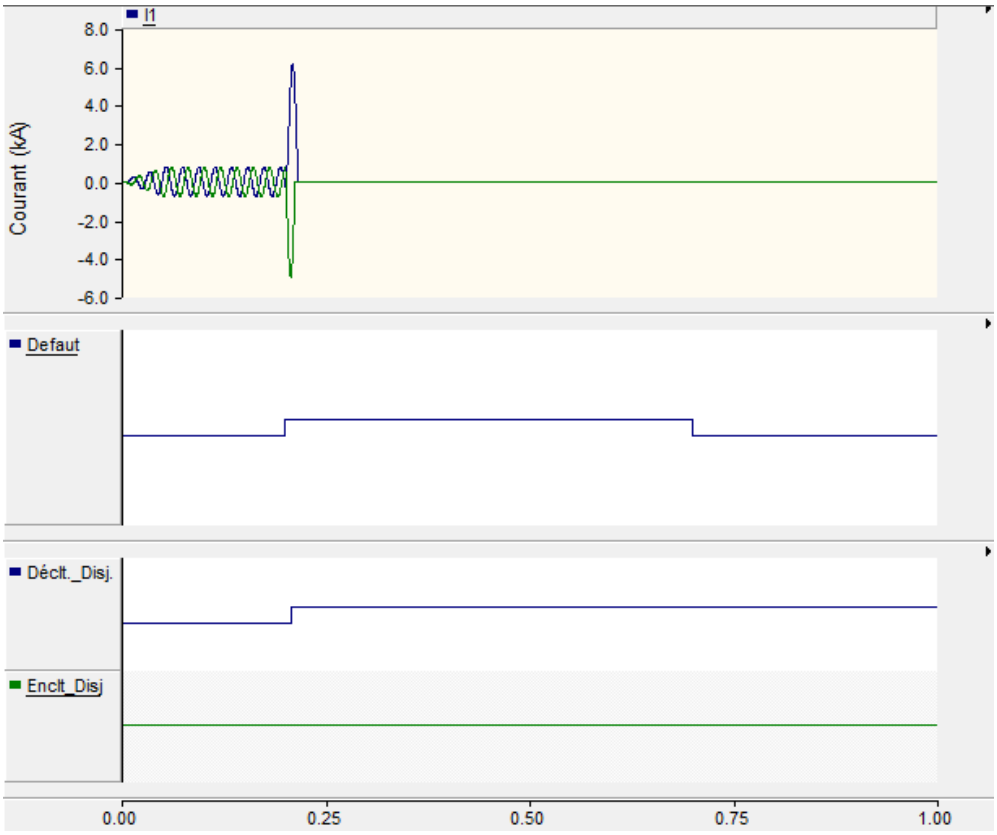
C/. Défaut Phase-Phase (avec terre) :



a). Pente de caractéristique et valeurs des courants I_{Diff} et I_{Bias}.



b). Formes des courants I_{Diff} et I_{Bias} des trois Phases.



c). Courants de défaut des extrémités de la Ligne 1 et Top de déclenchement.

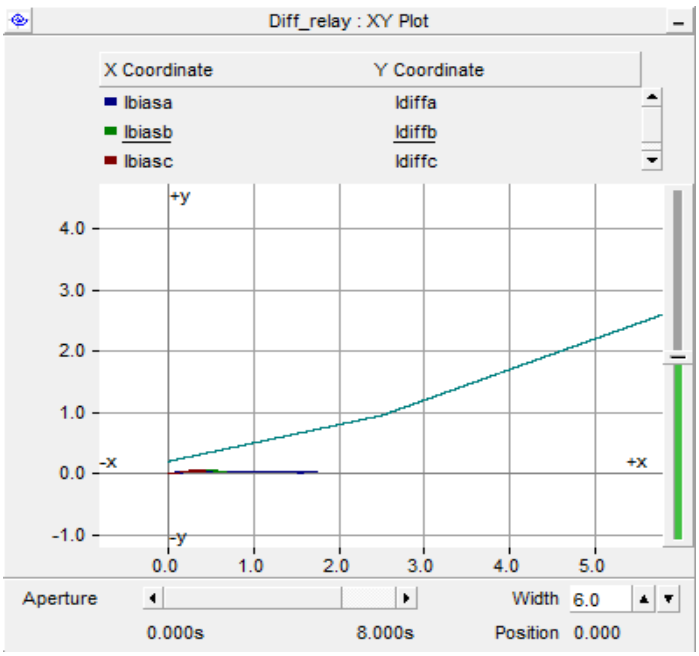
Figure IV.29 : Comportement de la protection pour un défaut interne (biphasé avec terre).

D'après les figures IV.28.b et IV.29.b :

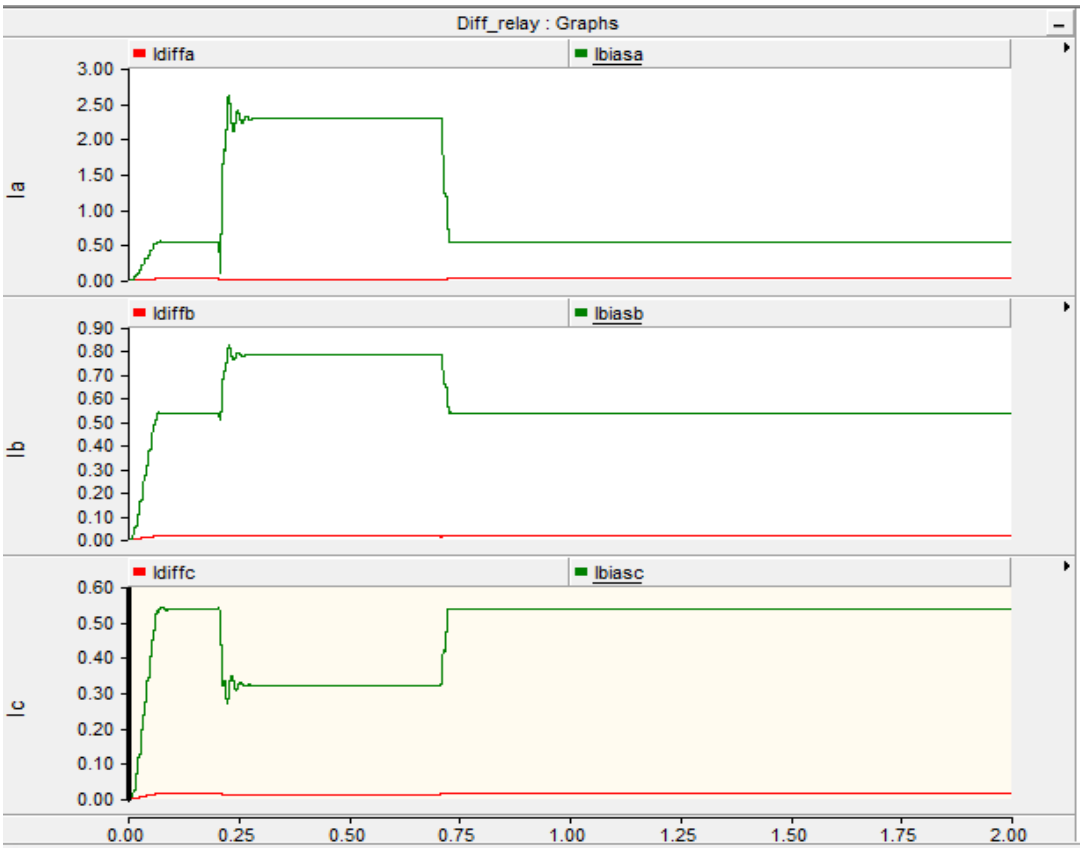
- La valeur de I_{Diff} dépasse celle de I_{Bias}, il s'agit donc d'un défaut entre la phase A et la phase B.
- Au moment du défaut, le courant de la première phase augmente brusquement, l'autre prend un sens opposée avec un déclanchement instantané du disjoncteur.
- La fonction de réenclenchement n'est pas activée.

5.2.2. *Défaut externe de la zone de protection* :

Un défaut Phase-Terre est appliqué en dehors de la zone de protection pour voir la stabilité de la protection contre les défauts externes, la **Figure IV.30** montre le non fonctionnement et la stabilité de la protection différentielle pour ces types de défaut.



a). Pente de caractéristique et valeurs des courants I_{Diff} et I_{Bias}.



b). Formes des courants I_{Diff} et I_{Bias} des trois Phases.



c). Courants de défaut des extrémités de la Ligne 1 et Top de déclenchement.

Figure IV.30 : Comportement de la protection pour un défaut externe.

- La valeur de I_{Bias} est supérieure de celle de I_{Diff}, il s'agit donc d'un défaut hors de la ligne à protéger.
- A l'intervalle du défaut, le courant de la phase augmente brusquement, mais pas du déclenchement du disjoncteur aux extrémités de cette ligne.

Exploitation des résultats :

- L'amplitude des défauts de type Phase-Phase à la terre est plus importante que celle de type Phase-Phase sans terre, ce qui signifie que le défaut phase-phase avec terre est plus dangereuse et nécessite une prévention plus sophistiquée.
- La protection à distance est plus sélective et utilisée aux termes des longues lignes.
- La protection de la ligne différentielle est plus sûre et sélective par rapport à la protection à distance aux courtes lignes.

6. Conclusion :

Nous avons élaboré dans ce dernier chapitre, des modèles de simulation da la protection des réseaux électrique (Protection de distance et protection différentielle de ligne), en utilisant le logiciel de simulation PSCAD.

En premier, nous avons confirmé la performance de la protection de distance qui utilise la caractéristique Mho pour différents points de défaut (Zone 1, Zone 2, Zone 3 et Zone 4) et avec différents types de défauts (Phase-Terre, Phase-Phase, …)

Un deuxième modèle de simulation de la protection différentielle de la ligne a été présenté dans notre étude. Pour voir le comportement du fonctionnement et de la stabilité de la protection, nous avons simulé des défauts internes et externes de la zone de protection.

Les résultats de simulations avec PSCAD ont montrés une bonne concordance avec la réponse théorique du système de protection.

Conclusion Générale

Ce projet de fin d'étude a pour objet d'étudier la coordination de protection des réseaux électriques par les relais numérique contre les différentes perturbations auxquelles une installation industrielle peut être soumise tels que les courts-circuits, les surcharges, les surintensités...etc.

On a montré, dans le premier chapitre une vision générale sur les réseaux électrique en énumérant les différentes architecteurs du réseau, ses caractéristiques, sa constitution et modélisation. Les réseaux électriques sont très importants et très sensibles, ce qui nécessite une protection contre les différents types d'anomalies.

Il nous a apparu nécessaire, dans le deuxième chapitre, de donner assez d'informations sur les différents éléments d'un système de protection. Ces éléments sont très importants, très sensibles et doivent être bien choisis et bien réglés afin d'assurer une protection efficace.

Le troisième chapitre traite la structure et la conception d'un relais de protection numérique. Les différents types des relais du point de vue historique, grandeur électrique et fonctionnement sont présentés.

La simulation des différentes modèles des relais de protection numérique tels que la protection de distance et la protection différentielle est décrite dans le dernier chapitre. La méthodologie proposée consiste à intégrer les modèles de relais numériques dans un modèle du système électrique en utilisant l'environnement PSCAD/EMTDC.

On a réalisé des simulations sur deux types de protection : protection de distance et protection de ligne différentielle avec multiples types de défauts tels que monophasé et biphasé, ainsi, une comparaison entre ces différents types des défauts tels que les défauts phase-phase et phase-phase avec terre.

Les résultats de simulations que ça soit pour la protection de distance ou différentielle présentent une bonne concordance avec le fonctionnement théorique du système de protection basé sur les relais instantanés et de retard.

Nous avons confirmé le fonctionnement instantané pour les défauts qui se situent dans la zone une, ainsi que le fonctionnement du relais avec retard pour les défauts des zones deux et trois. Les défauts phase-phase avec terre sont plus dangereux par rapport aux défauts sans terre.

En perspective, nous recommandant d'installer un système de protection à distance pour une protection des lignes longues, et d'établir un système de protection différentielle aux niveaux de courtes lignes.

A.1 Les modules et les fonctions constituent le relais numérique

A.1.1 Modules de mesure analogique :

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

A.1.2 Filtre anti-repliement :

Pour éviter l'apparition des fréquences de repliement, il faut respecter le principe de la conduite de **Shannon** disant qu'il faut au moins plus que deux échantillons sur une période pour décrire un signal pour ne pas perdre aucune information dans un signal, il suffit d'échantillonner à au moins $2f_{max}$, f_{max} étant la fréquence maximale dans le spectre d'amplitude .Pour ce faire les relais sont équipés de filtre anti-repliement qui sont des filtres passe-bas de très forte pente éliminant ainsi la partie haute fréquence des signaux qui perturberaient l'interprétation de l'analyse spectrale **Figure A.1**.

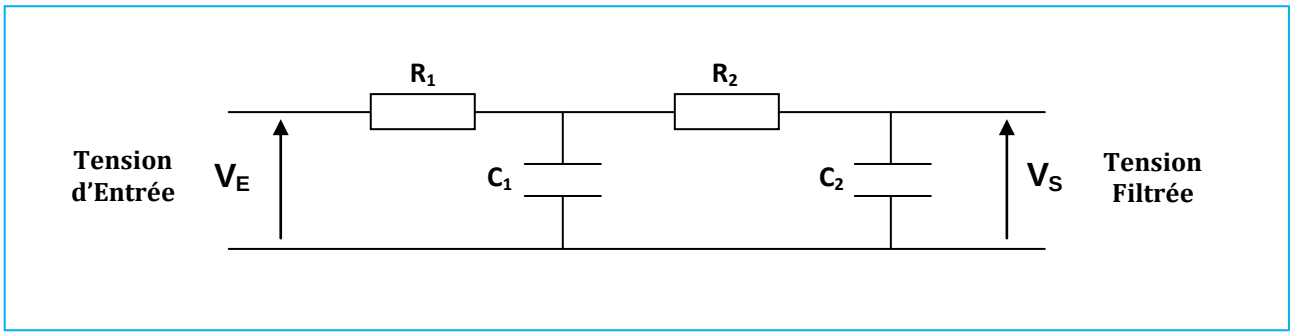


Figure A.1 : Filtre anti-repliement analogique.

Le filtre anti-repliement peut être modélisé par un filtre numérique de type Butterworth, Tchebychev ou Bessel.

A.1.3 Multiplexage :

Les convertisseurs (CAN) sont relativement chers, pour n'utiliser qu'un seul convertisseur on ferra appel à un multiplexeur. Le multiplexage est la technique permettant de faire passer plusieurs signaux analogiques sur un même circuit ou un même câble. Le multiplexage (temporel) consiste à deviser le temps, par exemple chaque seconde, en petit intervalles, est attribuée à un intervalle de temps donné à chaque signal. Le multiplexeur est

une sortie d'aiguillage. A chaque impulsion de l'horloge, il met successivement en contact pendant une durée très courte (qu'on peut en première approximation considérer comme nulle) le signal issue de chaque une des voies et le convertisseur. Le reste du temps c'est-à-dire pratiquement en permanence, il fonctionne comme un interrupteur ouvert, charge chaque une des voies sur l'impédance d'entrée du système d'acquisition, mais n'assurant aucune liaison physique entre les voies et le convertisseur**.**

A.1.4 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.

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

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

A.1.5 L’échantillonnage:

La première phase d'une conversion analogique-numérique s'appelle l'échantillonnage. Cette phase est réalisée par le convertisseur analogique-numérique. L'échantillonnage consiste à transformer un signal analogique (continu) en signal numérique (discret) **Figure A.2**, en capturant des valeurs à intervalle de temps régulier. C'est une étape nécessaire pour pouvoir enregistrer, analyser et traiter un signal par ordinateur, car celui-ci ne peut traiter que des nombres. L'échantillonnage est une étape nécessaire à la numérisation d'un signal.

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

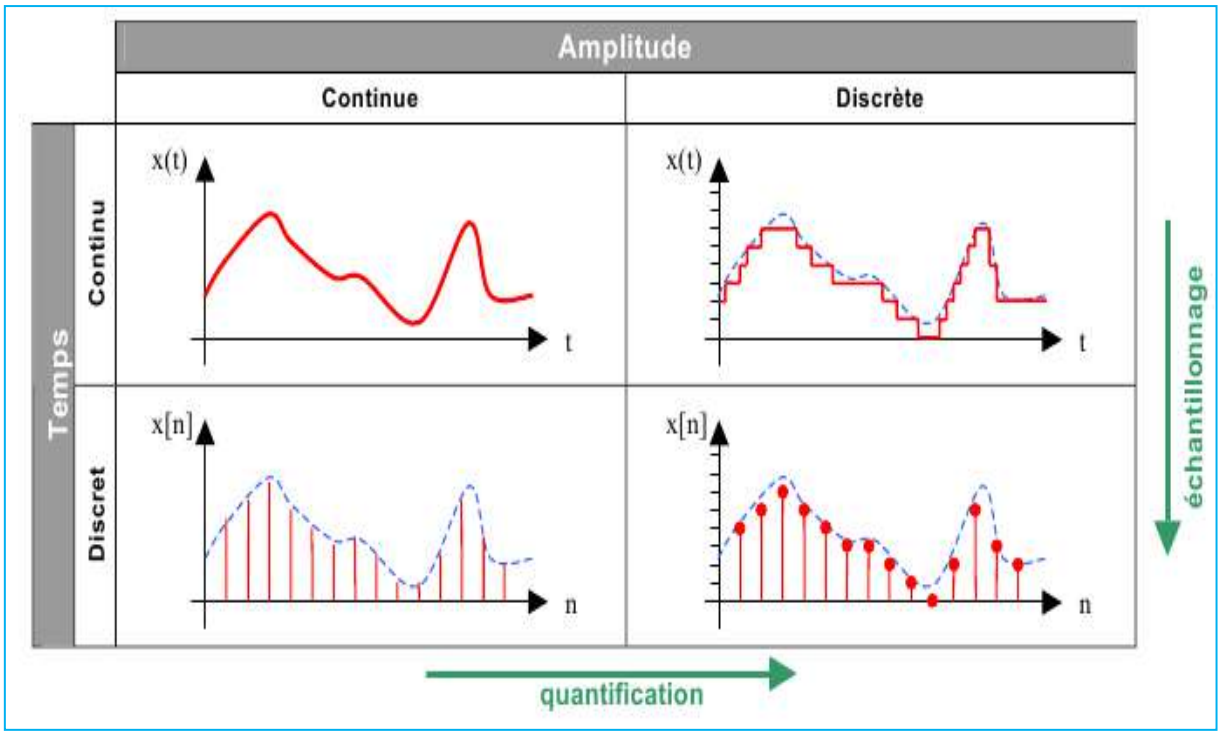


Figure A.2 : Classification morphologique des signaux

On obtient donc 4 classes de signaux :

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

A.1.5 Algorithmes d'évaluation des quantités des phases :

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

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

A.1.6 Microprocesseur :

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

Il s'agit en particulier des tâches suivantes:

- Filtrage et préparation des grandeurs mesurées,
- Supervision continue des grandeurs mesurées,
- Supervision des conditions de mise en route pour les différentes fonctions de protection,
- Interrogation de seuils et de temporisations,
- Contrôle des signaux pour les fonctions logiques,
- Décisions relatives aux commandes de déclenchement et d'enclenchement,
- Enregistrement des signalisations, messages de défauts et enregistrements perturbographiques pour l'analyse des défauts,
- Gestion du système d'exploitation et des fonctions associées, comme par ex. l'enregistrement de données, l'horloge en temps réel, la communication, les interfaces, etc.

Les composants externes au microprocesseur sont les trois modules de mémoires différents qui sont :

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

A.1.7 Commande des organes de coupure :

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

❖ **Les composantes de PSCAD utilisées :**

B.1. *Source de Tension Triphasée* :

La **Figure B.1** montre une source de tension triphasée avec un contrôle externe de la tension et de fréquence. En utilisant ce modèle de source de tension triphasée, l'impédance de source peut être choisis comme idéale ou de spécifier ces paramètres (R-L-C).

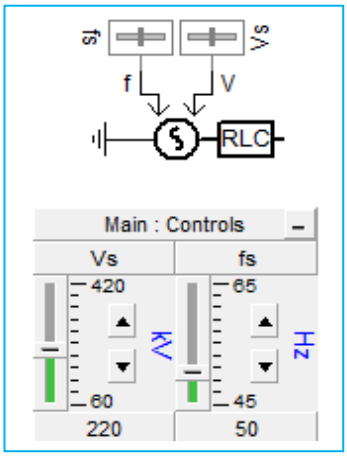


Figure B.1 : Source de Tension Triphasée avec contrôle externe.

B.2. *Disjoncteur triphasé* :

La fonction d'un disjoncteur est de séparer la partie en défaut du système électrique en cas de circonstances anormales [37][36][6]. A l'état normal, le disjoncteur est en position « FERMER » laquelle le disjoncteur est à l'état « 0 ». D'autre part, si le disjoncteur reçoit un signal déclenchement du système de protection lors d'un défaut, il sépare le circuit est devenu en position « OUVERT » dont l'état logique de disjoncteur est « 1 » [35][36][6]. En outre, la résistance de l'interruption pour les deux conditions doit être spécifiée avec son état initial. (**Figure B.2**)

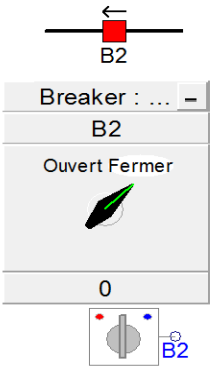


Figure B.2 : Disjoncteur triphasé**.**

B.3. *Ligne de Transport électrique* :

Une ligne de transport est un support physique ou une structure qui forme un trajet pour la transmission de l'énergie électrique à partir d'un endroit à un autre le long de grandes distances. Dans notre projet, la ligne de transport est une composante importante qui sera utilisée pour effectuer la simulation. Tout d'abord, la connexion directe a été sélectionnée pour le style de terminaison ou le type de connexion dans la configuration de la ligne de transport. En outre, on a choisis pour notre projet une ligne de transport réelle 220 KV (El Affroun- Hamr El Ain) de trois (03) conducteurs et de 10 km de longueur avec une fréquence de 50Hz.

B.4. *Contrôleur de Défaut Triphasé* :

Le dispositif de commande de défaut triphasé est un composant en PSCAD qui permet de contrôler ou générer n'importe quel type de défaut désiré sur la ligne de transport. Il existe deux types de contrôle de défaut soit un contrôle interne ou externe. Dans notre projet, il est commandé de l'extérieur. Par conséquent, une connexion externe est fournie au dispositif de commande de défaut triphasé de sorte que l'utilisateur peut se connecter n'importe quel type de défaut externe directement au point commun de défaut. (**Figure B.3**) [6][35,36].

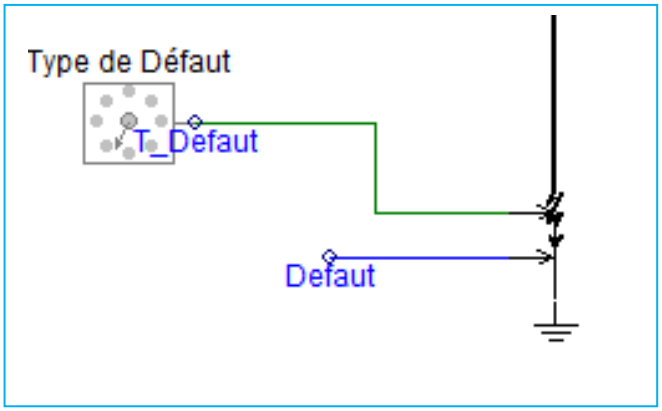


Figure B.3 : Contrôleur de Défaut Triphasé.

B.5. *Logique du temps de défaut* :

La logique du temps de défaut (**Figure B.4**) est un composant qui est utilisé pour démarrer et arrêter un défaut dans des moments spécifiés. Dans ce système, le temps pour le début de défaut appliquée est à 0.2s et durée de défaut est de 0.5s.

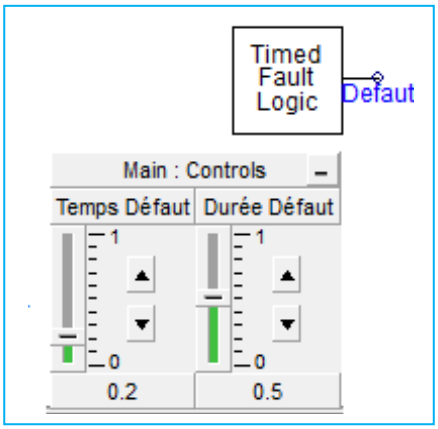


Figure B.4: Contrôle de la temporisation de défaut.

B.6. *Module de mesures* :

Le module de mesure (**Figure B.5**) est un multimètre qui est utilisé pour effectuer pratiquement toutes les mesures possibles du système, tous sont regroupés dans un seul bloc, il est inséré en série dans le circuit, ce module est capable de mesurer :

1. Tension instantanée ;
2. Courant instantané ;
3. Puissance active ;
4. Puissance réactive ;
5. Tension efficace ;
6. Angle de phase.

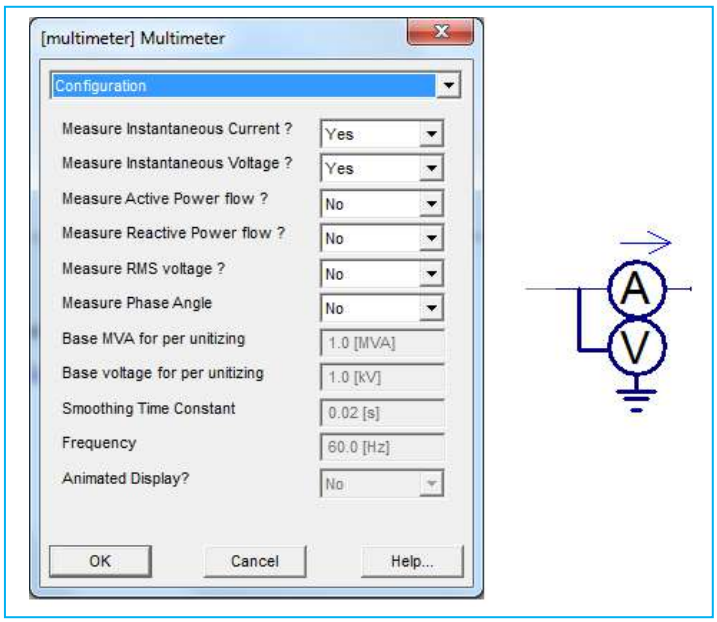


Figure B.5 : Module de Mesure.

B.7. *Module FFT (Fast Fourier Transform)* :

Le module FFT est un composant qui permet de déterminer l'amplitude et la phase d'un signal d'entrée en fonction du temps (**Figure B.6**). Tout d'abord, les signaux d'entrée sont échantillonnés avant d'être décomposés en composantes harmoniques.

On peut sélectionner l'un des trois types de blocs FFT suivants :

- **1 phase :** Il s'agit d'une FFT d'une phase, l'entrée est traité pour fournir des grandeurs d'amplitude **Mag** et angle de phase **Ph** de la fréquence fondamentale et ses harmoniques (y compris la composante en courant continu DC).
- **2 phases :** c'est un module à deux FFT d'une phase dans un seul bloc.
- **3 phases :** c'est simplement trois FFT d'une phase réunis en un seul bloc.
- **Composantes + / - / 0 :** Cela prend une entrée triphasée XA, XB et XC et calcule la sortie préliminaire FFT grâce à un séquenceur, qui fournis en sortie des composantes positive (+), négatif (-), et homopolaire en amplitude et phase de la fondamental et ces harmoniques. Les composantes de courant continu de chaque phase sont également fournies en sortie.

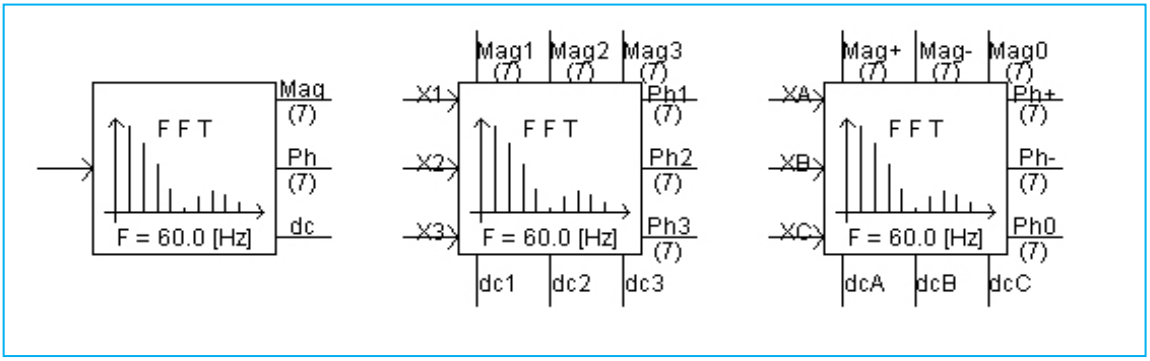


Figure B.6 : Configuration du Bloc FFT.

B.8. *Filtre de séquence* :

Le filtre de séquence de la **Figure B.7** est un composant qui permet de calculer les amplitudes et les angles de phase des composantes de séquences.

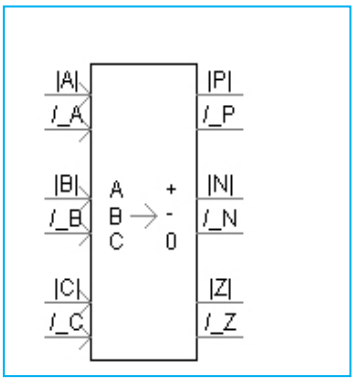


Figure B.7 : Filtre de séquence.

B.9. Modélisation de la Protection des lignes de transport électrique :

Le système de protection électrique à étudier, est constitué de deux parties : l'étape de traitement de signal (échantillonnage et filtrage) et le dispositif de protection (Protection de distance, Protection différentielle ligne ou protection à maximum de courant). Le circuit de la **Figure B.8** est un système électrique triphasé qui est représenté dans un schéma unifilaire, avec les paramètres suivants :

- La tension de la source : V_{Source} = 220,00 kV,
- La résistance de la source : R_{Source} = 9.186 Ω,
- L'inductance de la source L_{Source} = 165 mH.
- La capacitance de la source : C_{Source} = 0 µF.

En ce qui concerne la ligne de transport, on a choisis une ligne triphasée suite le modèle de ligne Bergeron du logiciel PSCAD, car il est le modèle le plus précis qui existe dans ce logiciel et la résistance varie avec la longueur du conducteur.

Les types de défaut sont contrôlés par un commutateur rotatif qui est fixées à des valeurs spécifiées. La **Figure IV.10** montre le sélecteur de commande des types de défaut.
Le contrôle de disjoncteur (B2) se fait par un commutateur (**Figure IV.3**). Le schéma de déclenchement et réenclenchement automatique de disjoncteur (B1) est définie sur la logique de la protection. Dans notre simulation, le temps et la durée de défaut sont contrôlées par des boutons coulissant (**Figure IV.5**).

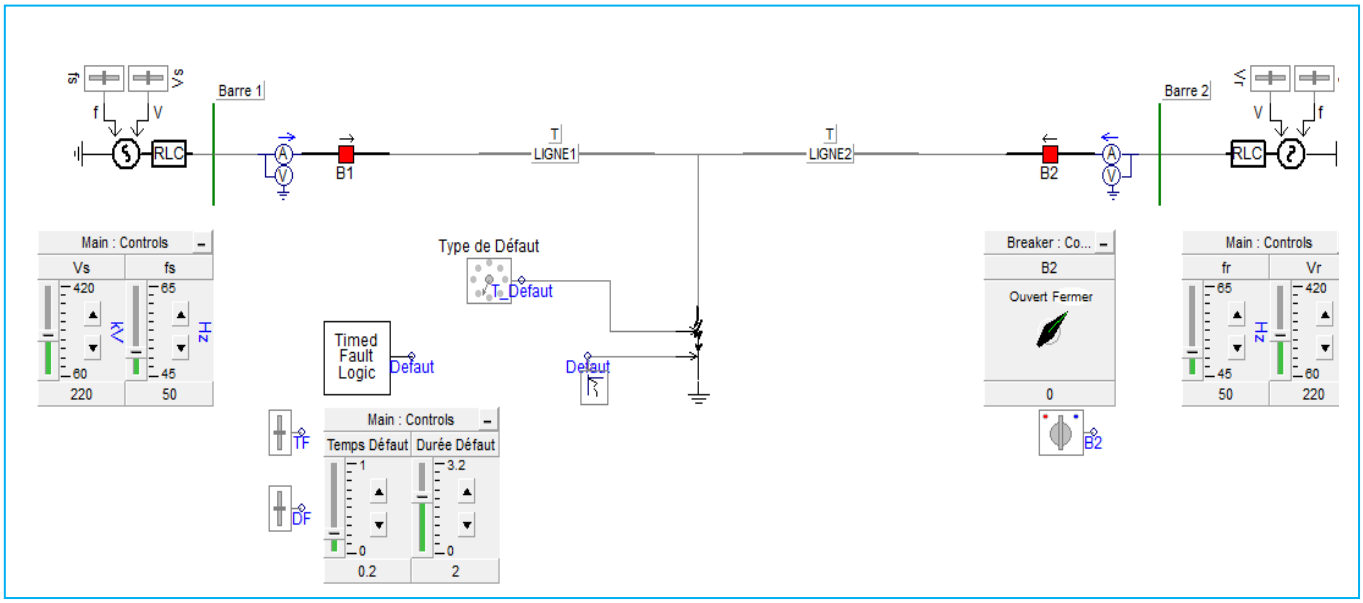


Figure B.8 : Circuit du réseau électrique.

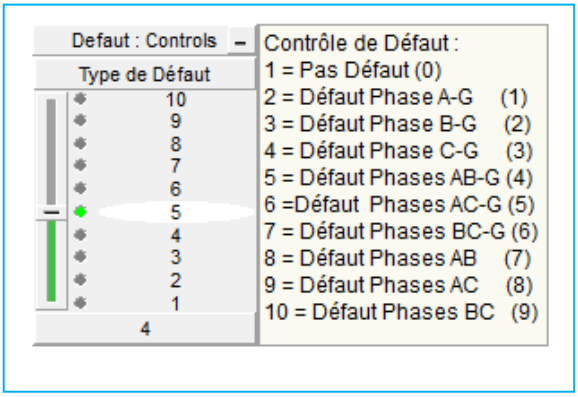


Figure B.9 : Contrôle des types des défauts.

B.10. *Etape de traitement des signaux d'entrés* :

C'est l'étape initial pour le traitement de signal d'entré. La **Figure B.10** montre plusieurs composants qui sont nécessaires pour le système de protection. La méthode utilisée pour le traitement de signal d'entrée est la Transformée de Fourier Rapide (FFT) à la place de la Transformée de Fourier Discrète (DFT). Ce FFT fournir une solution plus rapide et de meilleure qualité pour le traitement des données au lieu de DFT. Quand une ligne de transport électrique est soumise à un défaut, le signal de tension et de courant (**Figure B.11**), haute et basse fréquence. La fonction du FFT est d'extraire la fondamentale en amplitude et phase du signal de source (**Figure B.12**).

Ensuite, les données fournis par le FFT seront convertis en séquence positive, négative et zéro à l'aide du "Filtre de séquence». Les données converties seront ensuite fusionner à nouveau selon leur phase pour les utilisés pour le bloc de fonctionnement de relais de protection.

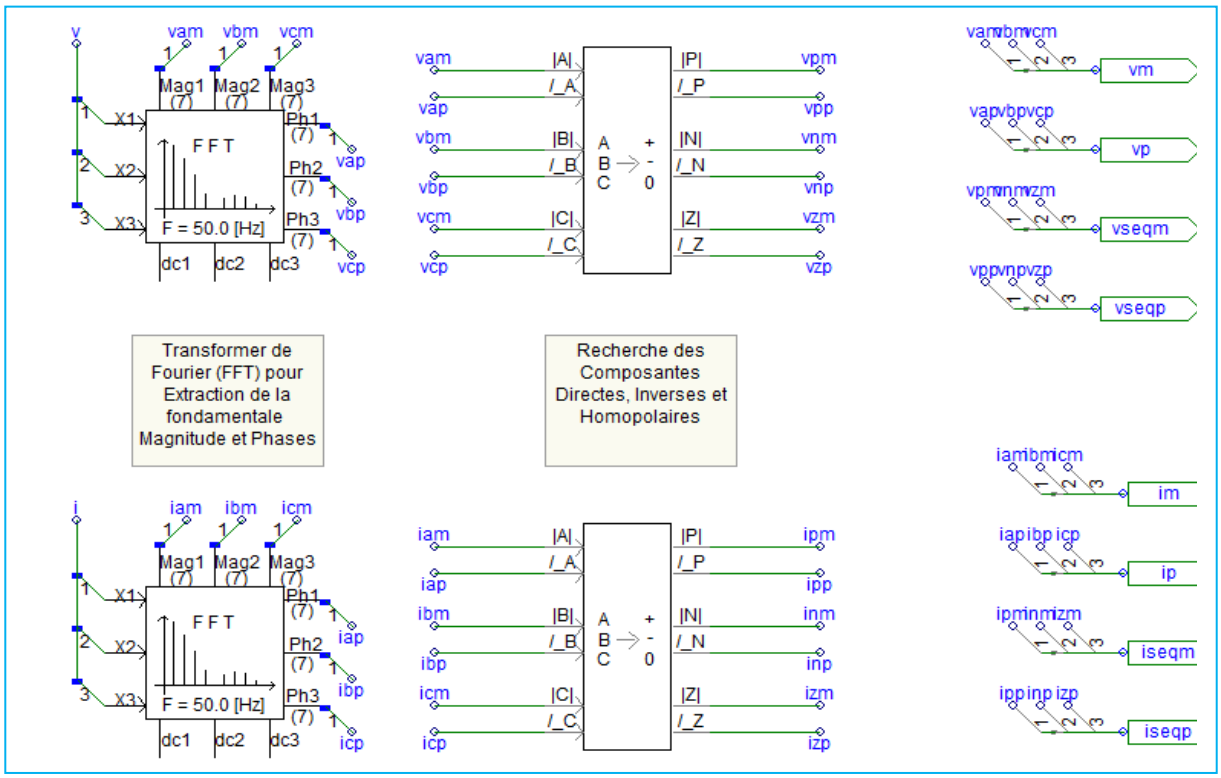
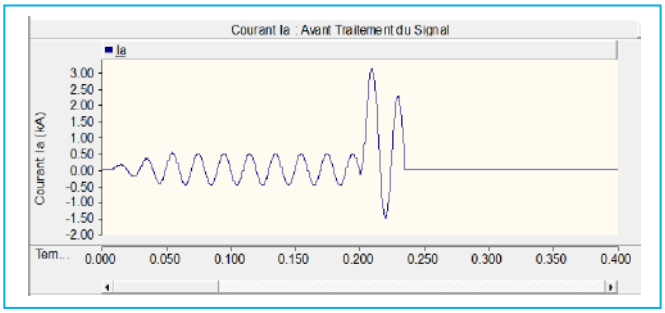
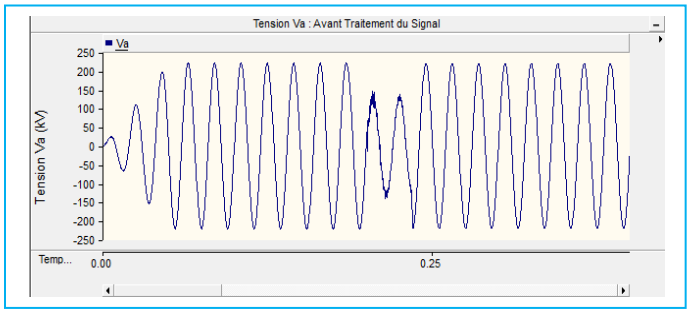


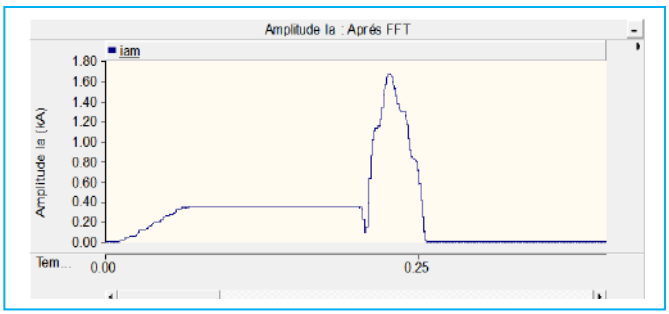
Figure B.10 : Etape de traitement des signaux d'entrés.

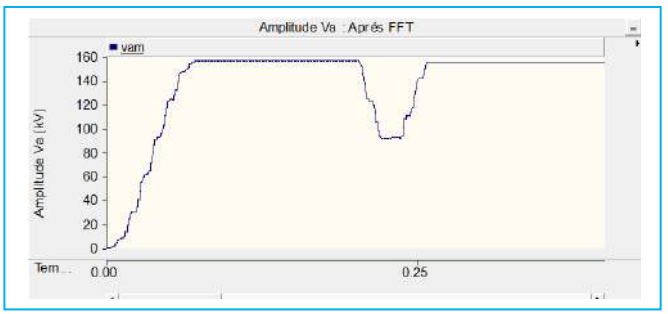




1/. Courant Ia (kA). **2/.** Tension Va (kV).

Figure B.11 : Formes des signaux d'entrées lors d'un défaut Phase-Terre.





1/. Amplitude du courant Ia (kA). **2/.** Amplitude de la tension Va (kV) **Figure**

B.12 : Formes des signaux à la sortie du module FFT.

C.1. Protection de Distance :

C.1.1. *Modèle de simulation d'une ligne 400Kv* :

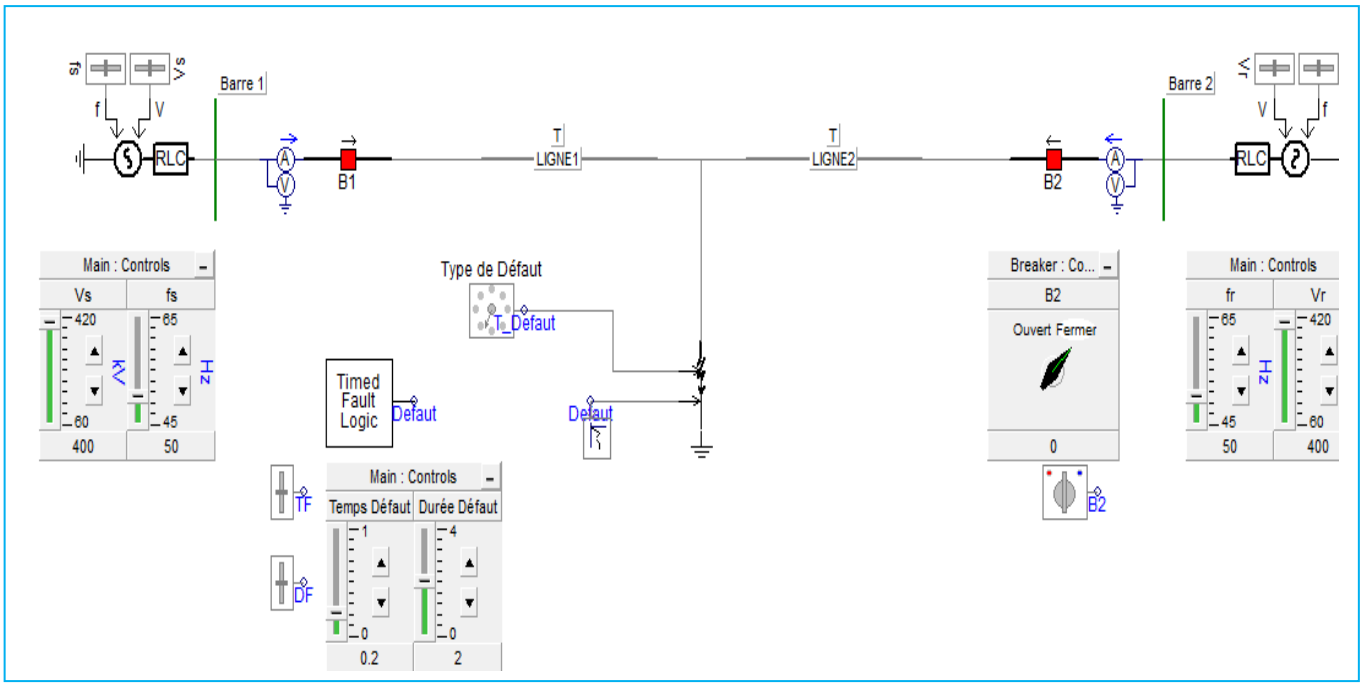


Figure A.1 : Circuit du réseau électrique.

Tableau A.1 : Paramètres de système électrique (Source, Ligne et Protection)

Ligne El Affroun - Si Mustapha	
Paramètres	**Valeurs**
Tension de la Source	400 Kv
Fréquence de la Source	50 Hz
Impédance de la Source : **Z = R + j X**	Z = 0,0476+ j 0,317 Ω
Longueur de la **Ligne 1** (Barre1 – Barre 2)	L = 105 km
Impédance Direct de la Ligne : $\mathbf{Z_d = R_d + j\ X_d}$	Z_d = 0.03467 + j 0.4233 Ω/km
Impédance Totale de la Ligne 1 : $\mathbf{Z_L = Z_d \times L}$	Z_L = 16.6425 Ω
La 1er Zone de Protection : $\mathbf{Z_1 = 80\% \times Z_L}$	Z1 = 13.314 Ω
La 2ème Zone de Protection : $\mathbf{Z_2 = 120\% \times Z_L}$	Z2 = 20 Ω
La 3ème Zone de Protection : $\mathbf{Z_3 = 140\% \times Z_L}$	Z3 = 23.3 Ω
La 4ème Zone de Protection : $\mathbf{Z_4 = -40\% \times Z_L}$	Z4 = 6.657 Ω

C.1.2. *Résultats de simulation* :

Pour étudier le comportement de la caractéristique Mho de la Protection de Distance, 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 défaut est appliqué à un temps de 0.2 s sur des différents endroits de la ligne :

Le Premier cas : le défaut est situé à 5 km de la Barre 1 c'est un défaut en 1er Zone, qui est éliminé par la protection à un temps de 0.02 s.

Le Deuxième cas : le défaut est à 11 km qui est localisé en 2ème Zone, avec un fonctionnement de la protection à 0.3 s.

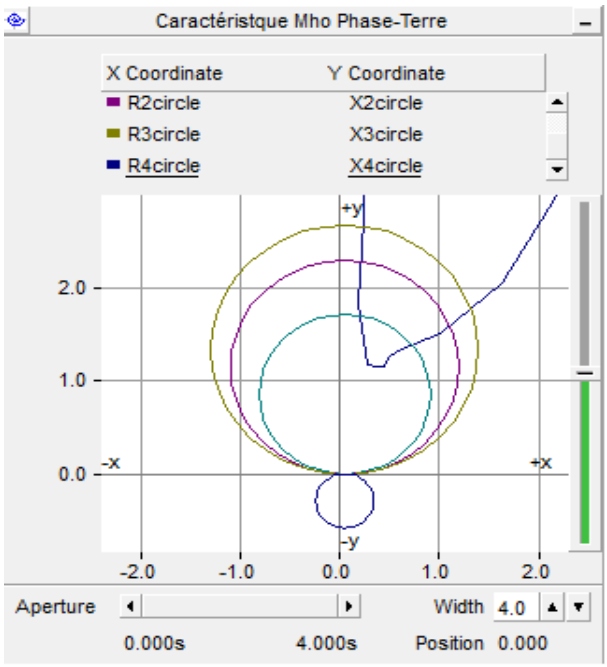
Le Troisième cas : c'est un défaut en Zone 3 de 13 km de la Barre 1, le temps d'élimination du défaut est de 1.5 s.

Le Quatrième cas : c'est un défaut en Zone 4 de 2 km en arrière de la Barre 1, le temps d'élimination du défaut est de 3 s.

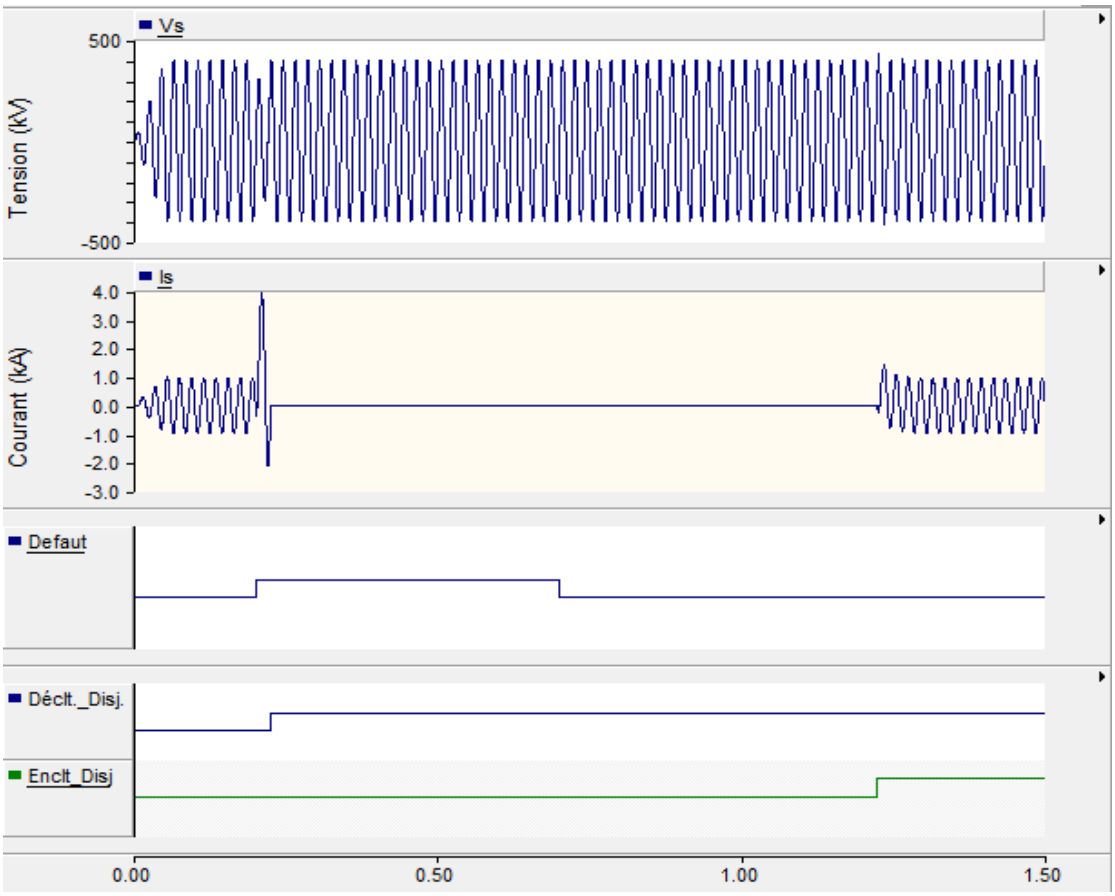
Le Dernier cas : c'est un défaut en hors Zone de fonctionnement de la protection.

C.1.2.1. *Défaut Phase-Terre sur différentes endroits de la ligne* :

A/. Défaut Phase.-Terre à 70 km (Zone 1) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

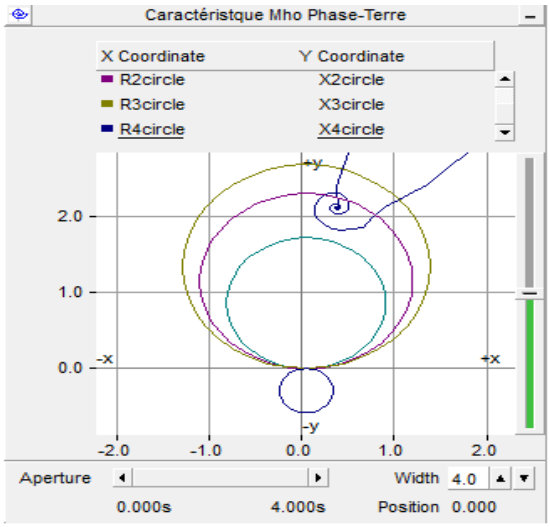


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

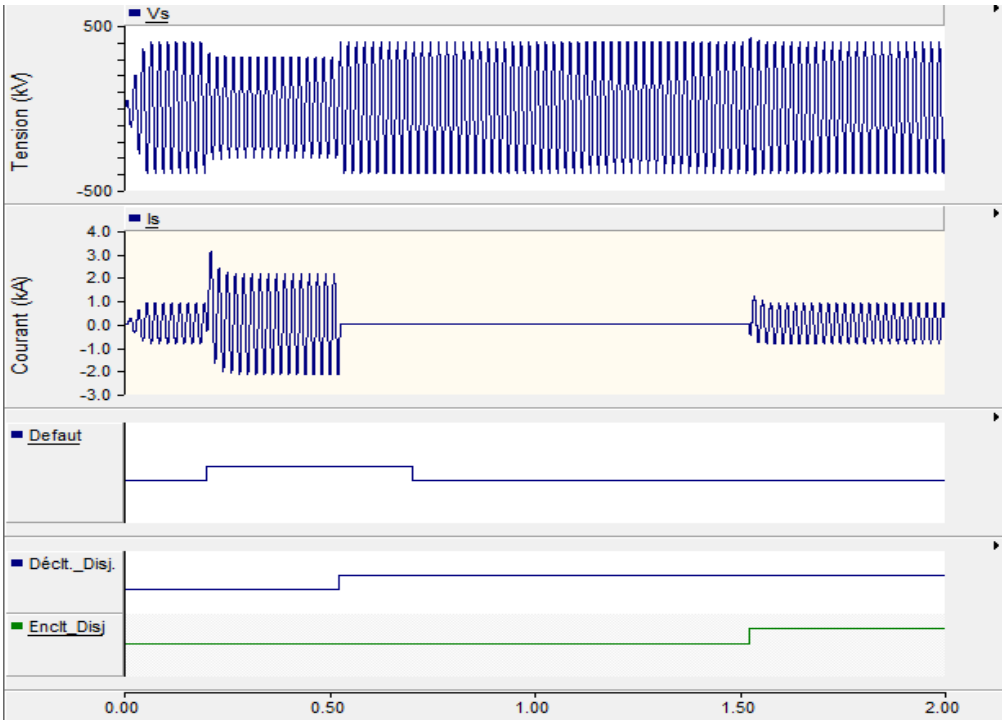
Figure A.2 : Défaut Phase-Terre à 70 km.

- Au moment du défaut, chute de tension avec une augmentation importante du courant.
- Le disjoncteur s'actionne instantanément avec le défaut.
- La fonction du réenclenchement est activée après 1 seconde de déclanchement du disjoncteur, on parle alors de la Zone 1.

B/. Défaut Phase-Terre à 100 km (Zone 2) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

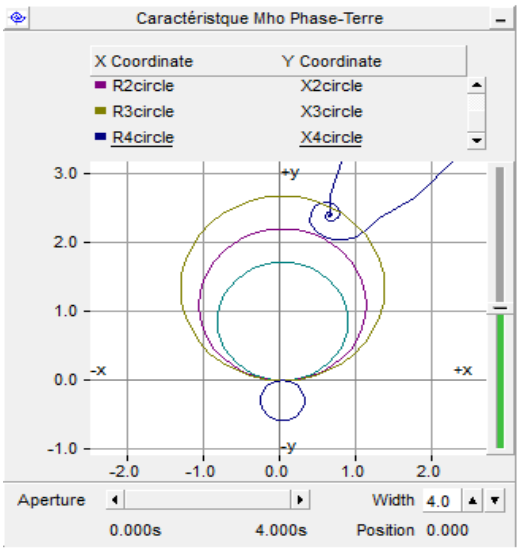


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

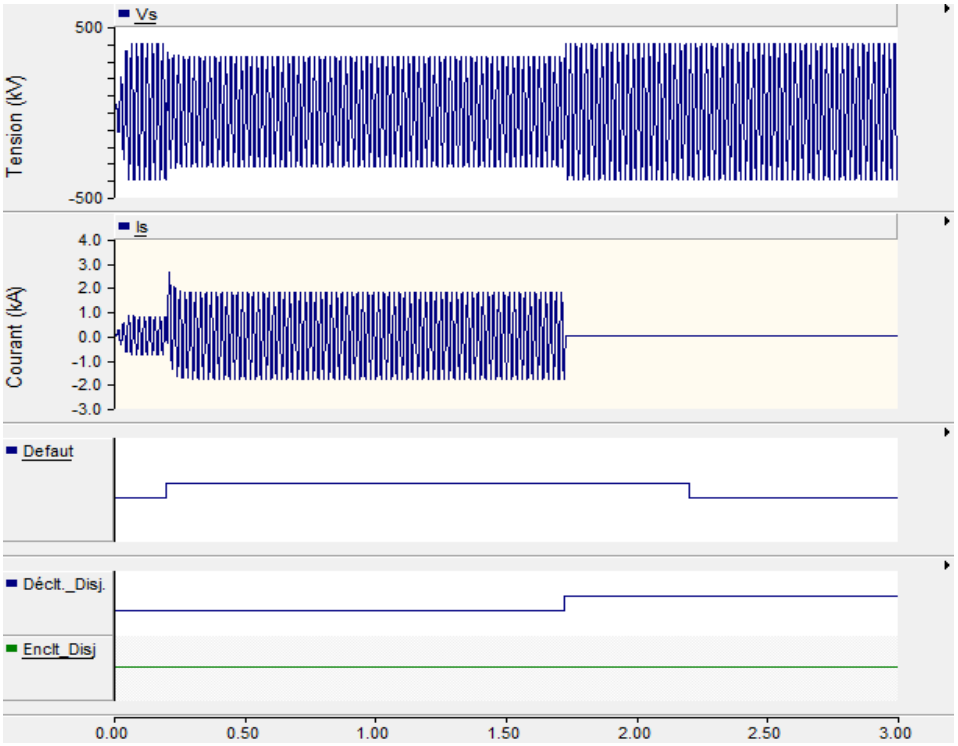
Figure A.3 : Défaut Phase-Terre à 100 km.

- Au moment du défaut, chute de tension avec une augmentation importante du courant.
- Le disjoncteur s'actionne après 0.3 s du défaut.
- La fonction du réenclenchement est activée après 1 seconde de déclanchement du disjoncteur, on parle alors de la Zone 2.

C/. Défaut Phase-Terre à 130 km (Zone 3) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

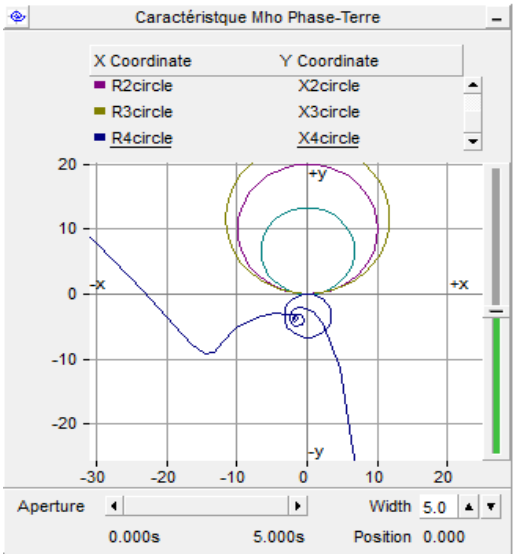


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

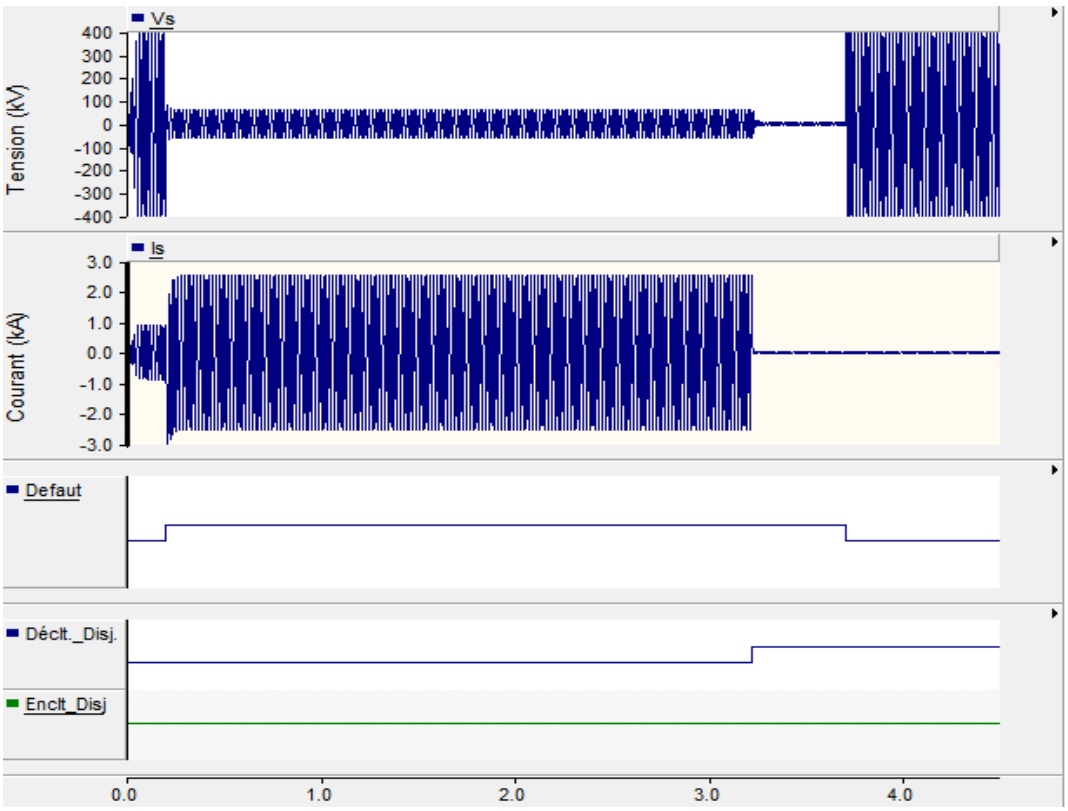
Figure A.4 : Défaut Phase-Terre à 130 km.

- Au moment du défaut, chute de tension avec une augmentation importante du courant.
- Le disjoncteur s'actionne après 1.5 s du défaut.
- La fonction du réenclenchement n'est pas activée après le déclanchement du disjoncteur, on parle alors de la Zone 3.

D/. Défaut Phase-Terre à 30 km en arrière (Zone 4) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

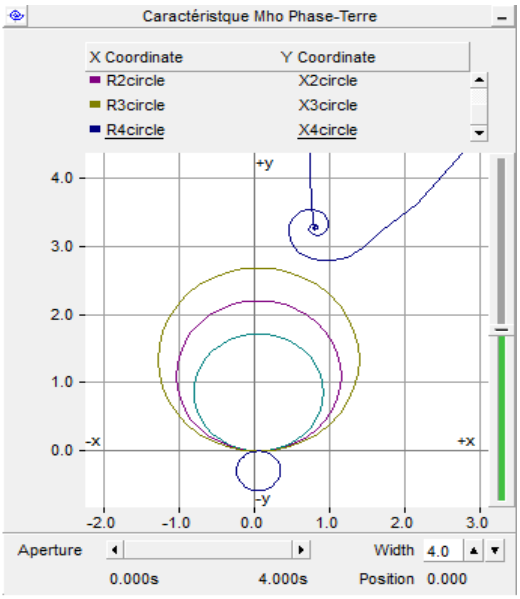


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

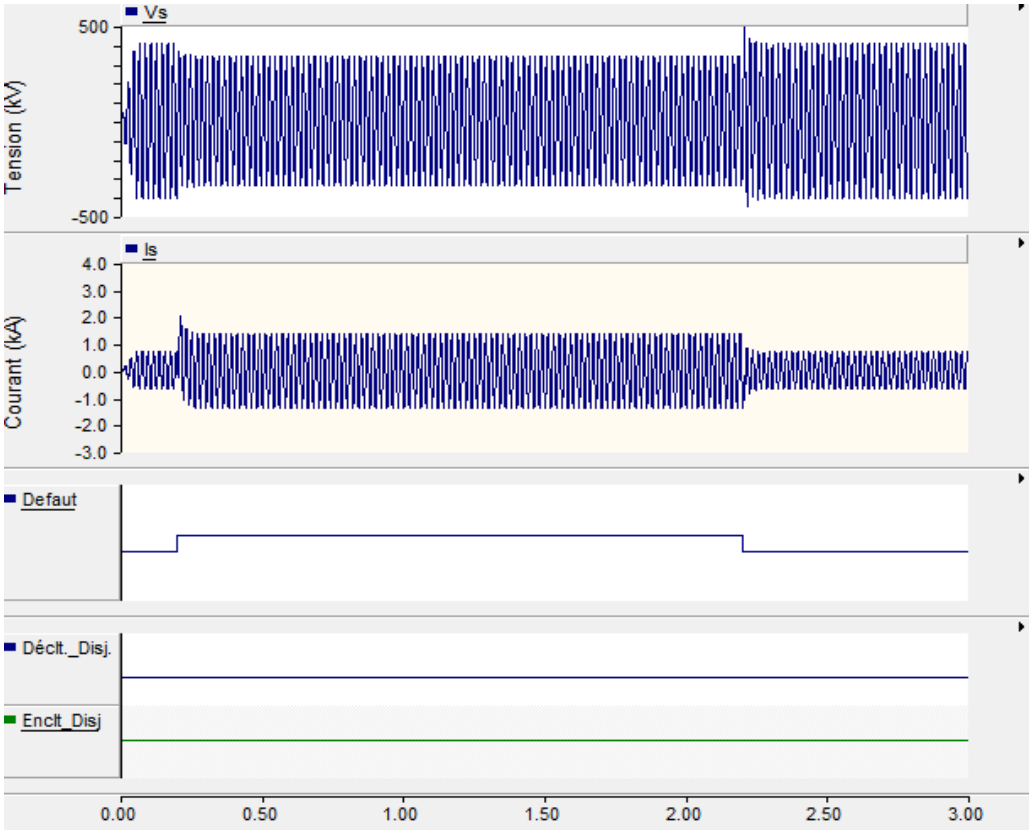
Figure A.5 : Défaut Phase-Terre à 2 km en arrière.

- Au moment du défaut, chute de tension avec une augmentation importante du courant.
- Le disjoncteur s'actionne après 3 s du défaut.
- La fonction du réenclenchement n'est pas activée après le déclanchement du disjoncteur, on parle alors de la Zone 4.

E/. Défaut Phase-Terre à 180 km (hors Zone) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



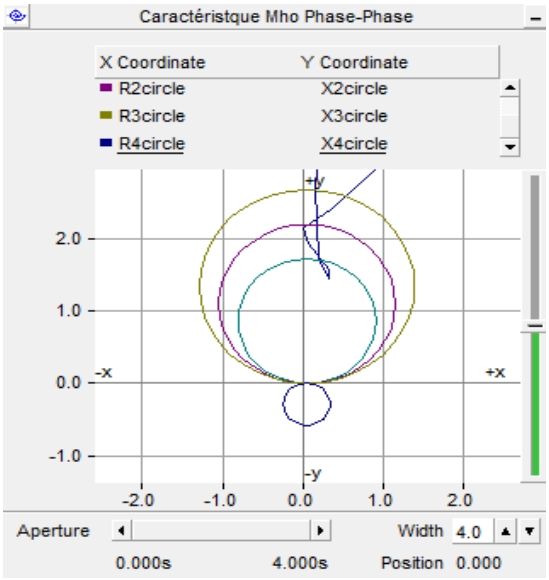
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure A.6: Défaut Phase-Terre à 180 km.

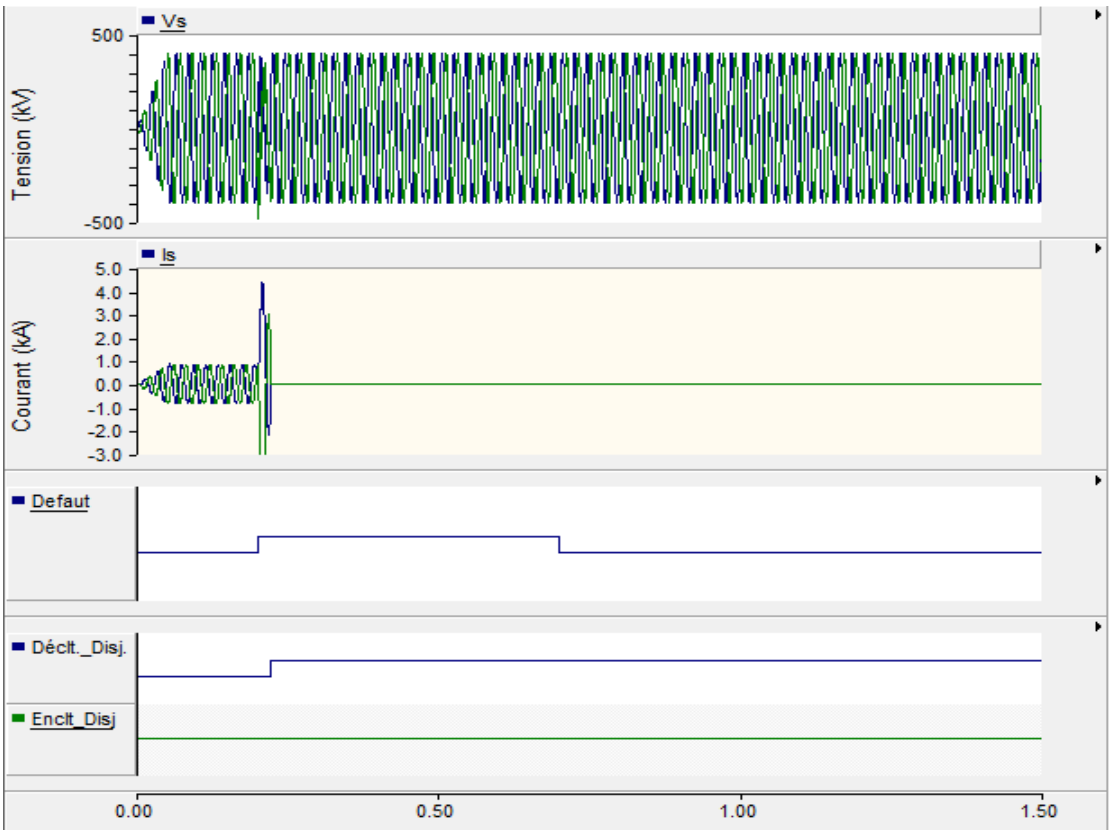
- Au moment du défaut, chute de tension avec une augmentation importante du courant.
- Pas de déclenchement du disjoncteur

C.2.2. *Défaut Phase-phase sur différentes endroits de la ligne :*

A/. Défaut Phase-Phase à 70 km (Zone 1) :



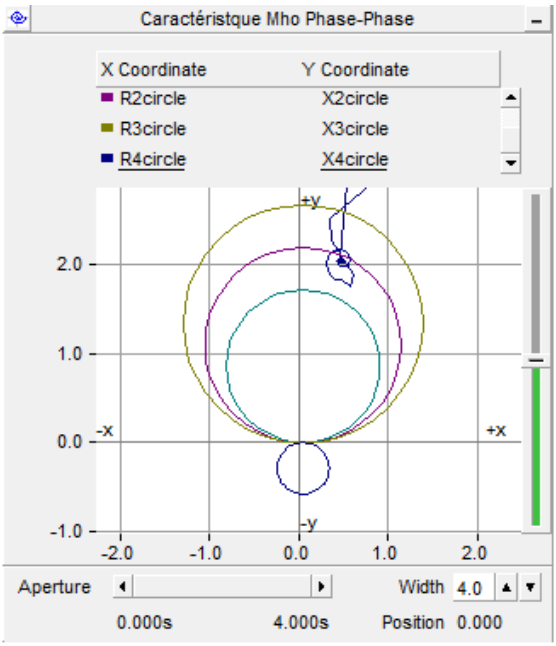
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



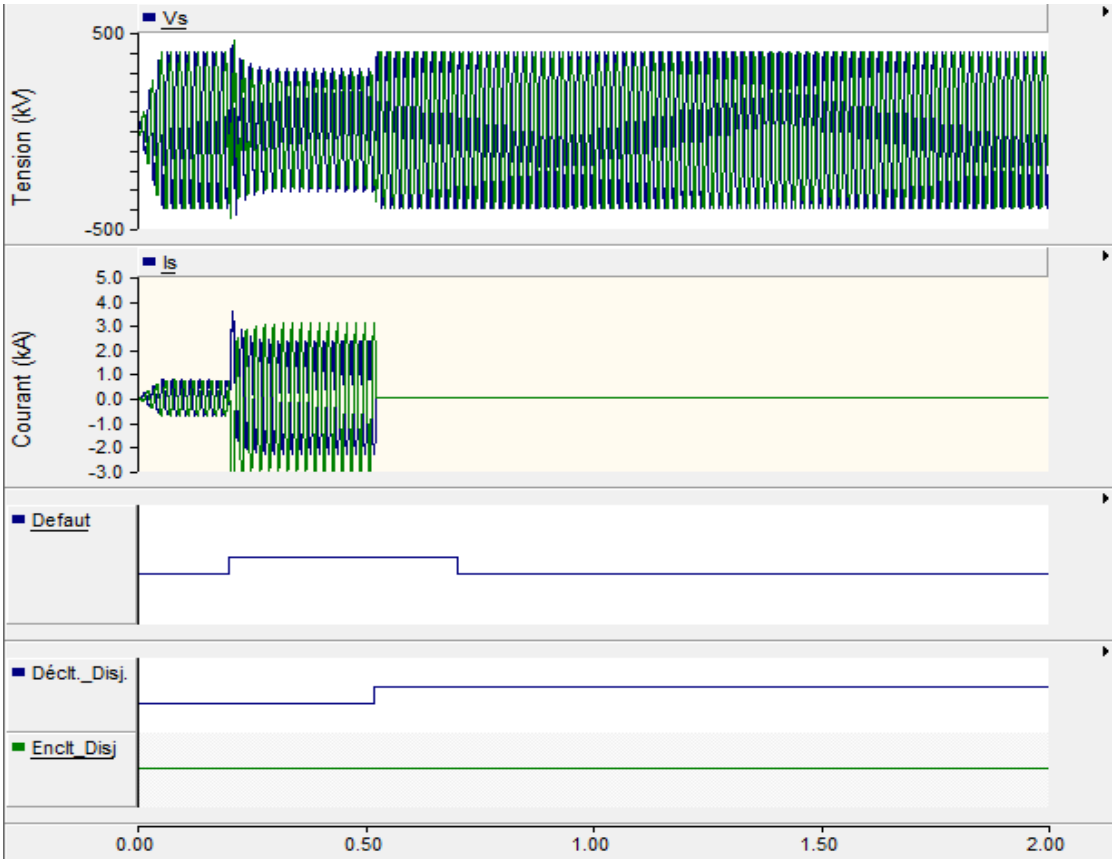
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure A.7 : Défaut Phase-Phase à 70 km.

B/. Défaut Phase-Phase à 100 km (Zone 2) :



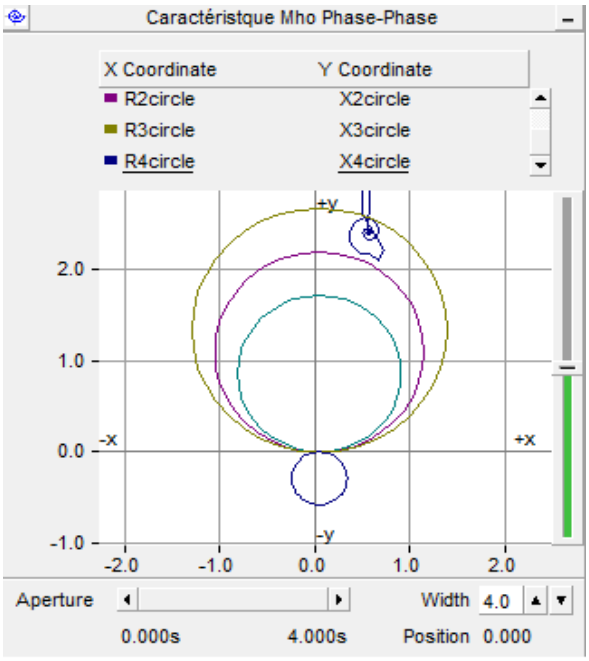
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



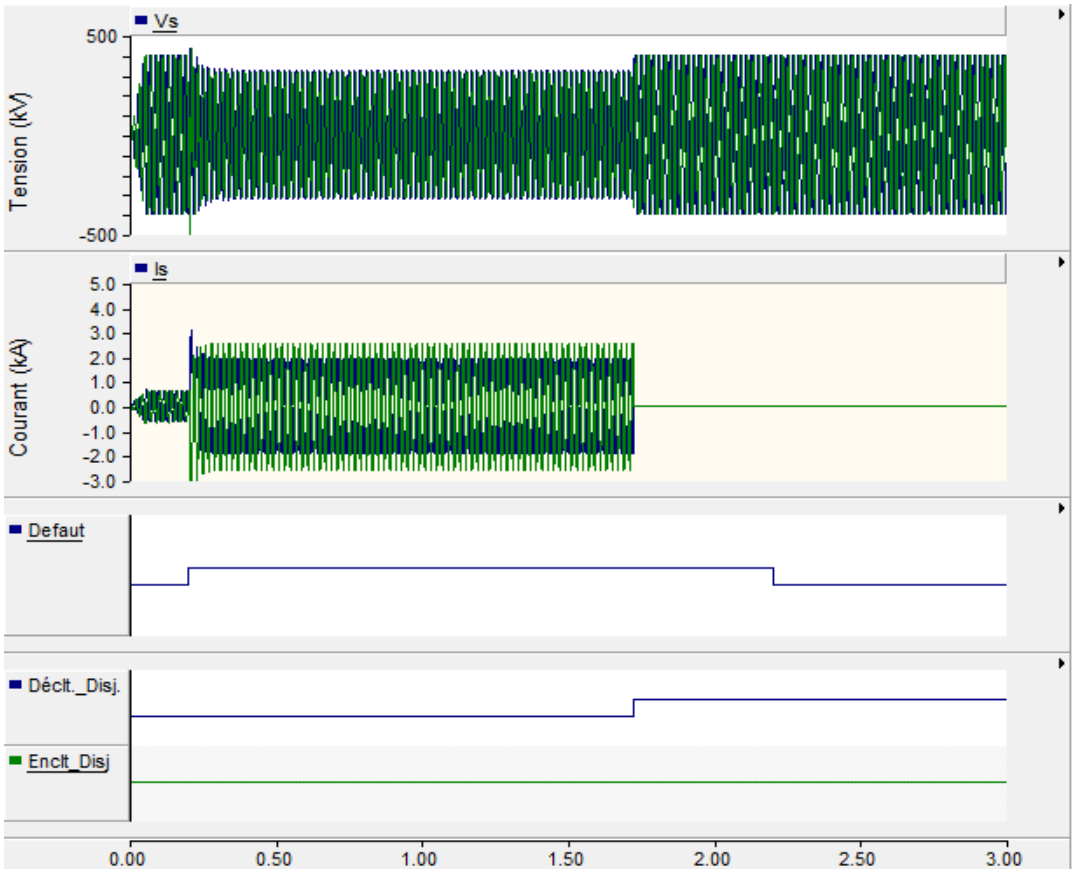
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure A.8: Défaut Phase-Phase à 100 km.

C/. Défaut Phase-Phase à 130 km (Zone 3) :



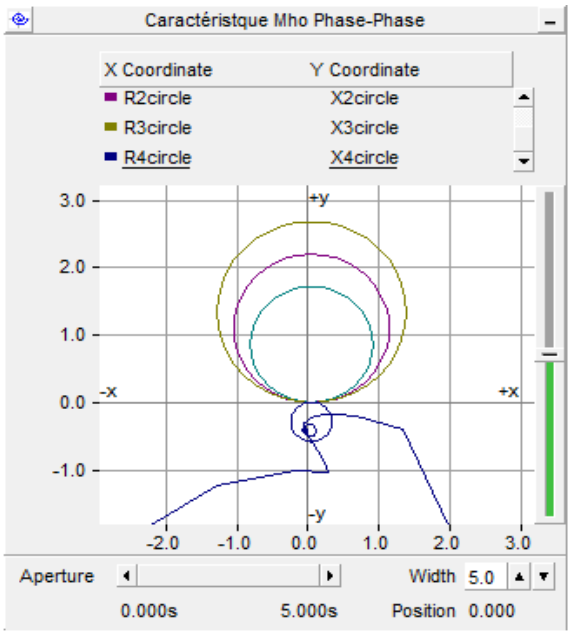
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



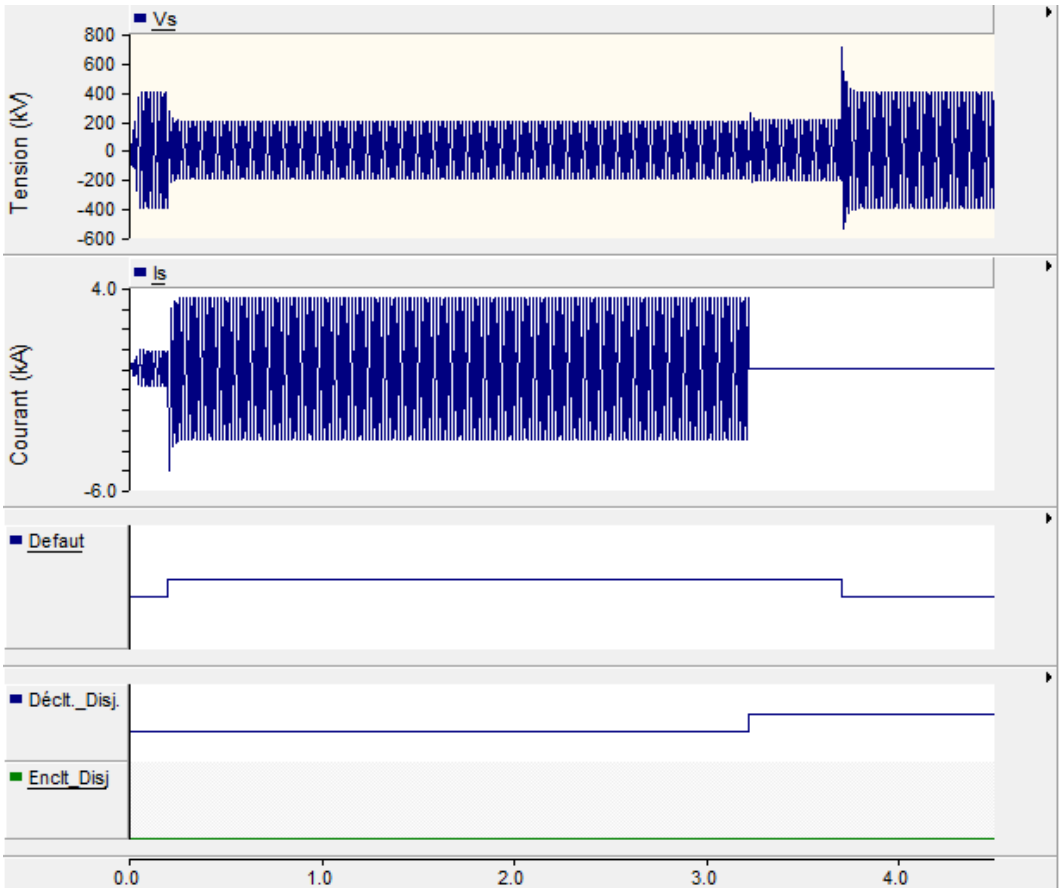
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure A.9 : Défaut Phase-Phase à 130 km.

D/. Défaut Phase-Phase à 30 km en arrière (Zone 4) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.

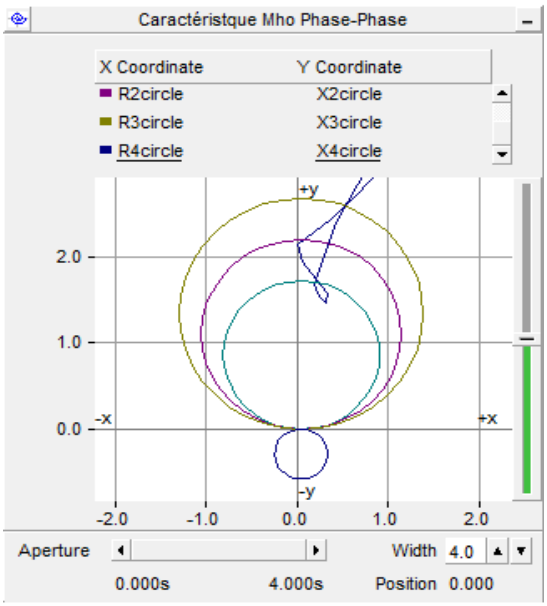


b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

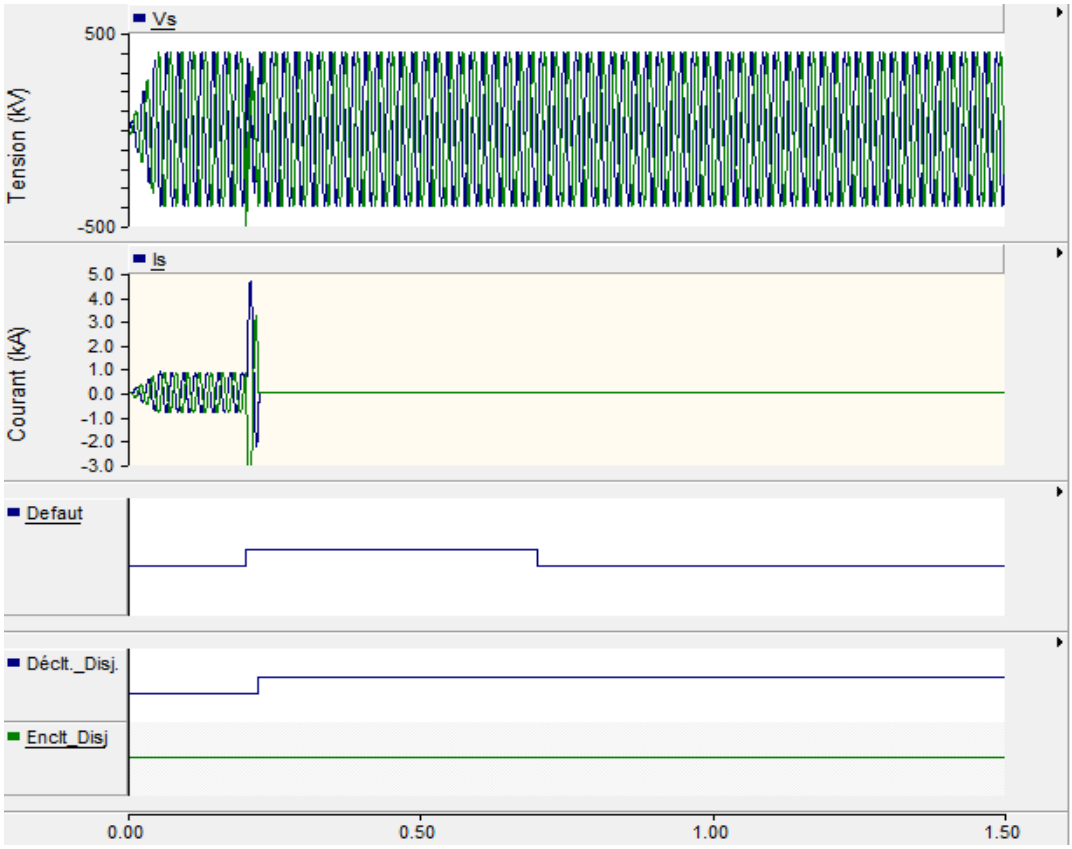
Figure A.10: Défaut Phase-Phase à 2 km en arrière.

C.2.2.3. *Défaut Phase-phase avec la terre :*

A/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 70 km (Zone 1) :



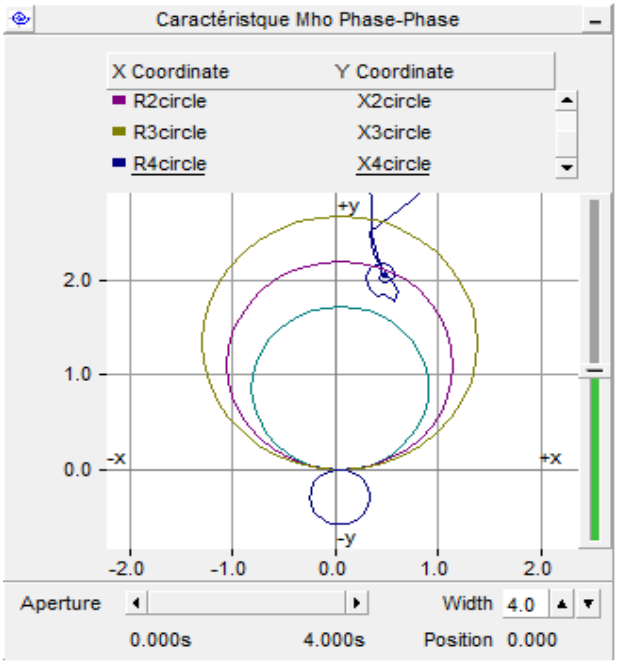
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



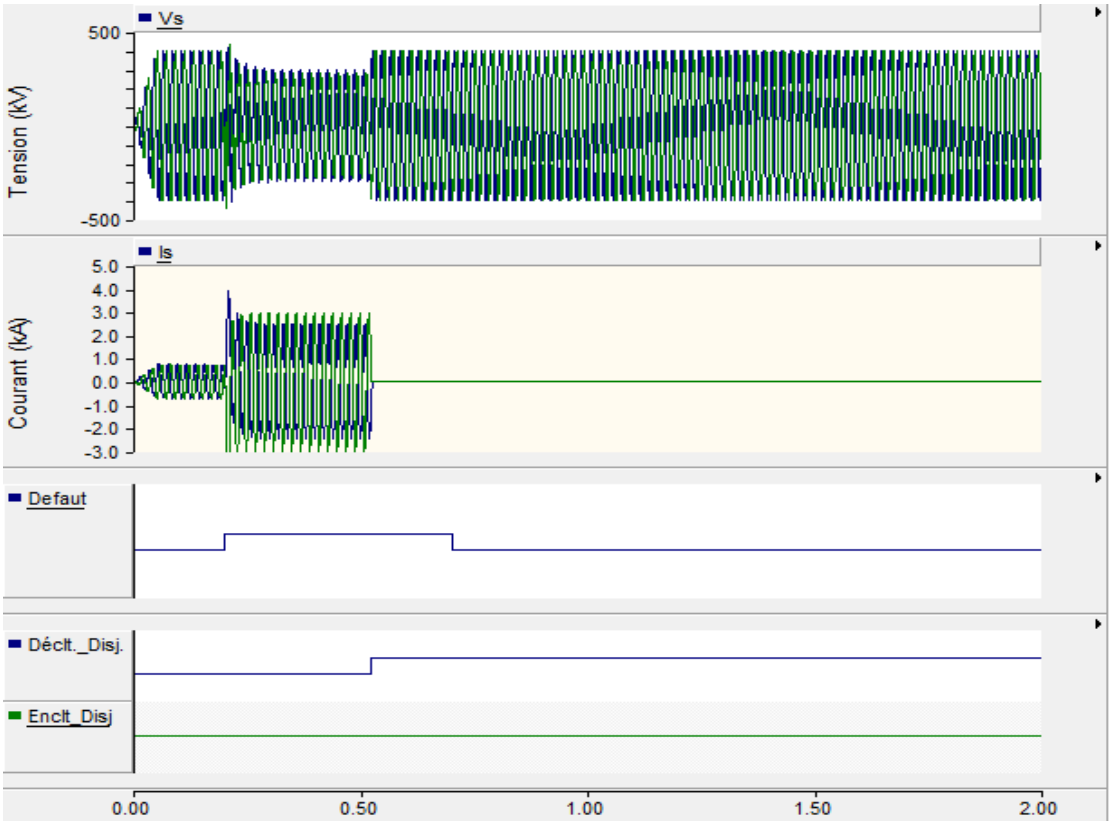
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure A.11 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 70 km.

B/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 100 km (Zone 2) :



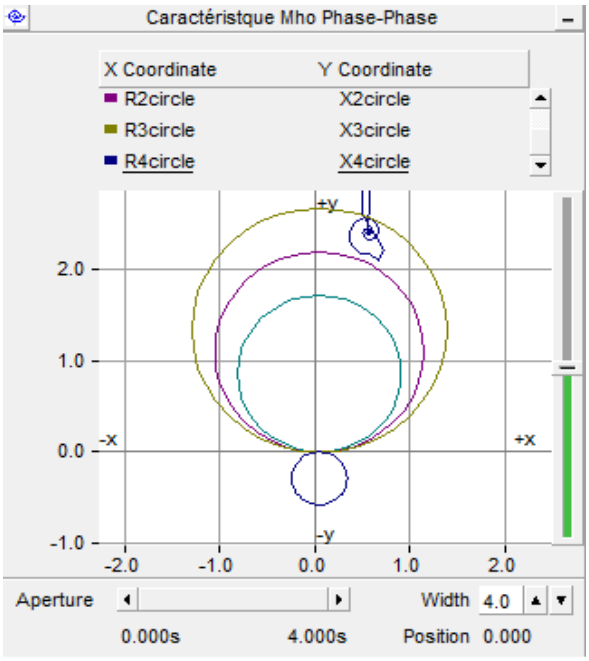
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



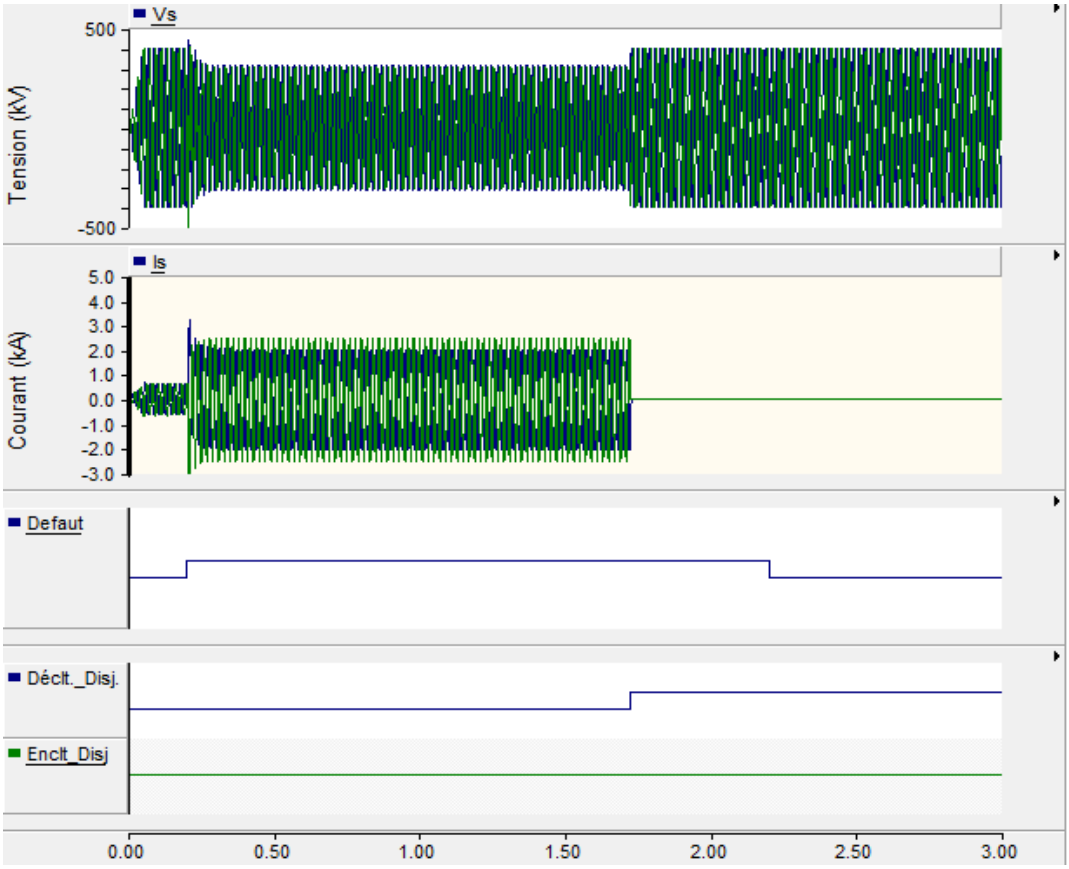
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure A.12: Défaut Phase-Phase avec la terre à 100 km.

C/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 130 km (Zone 3) :



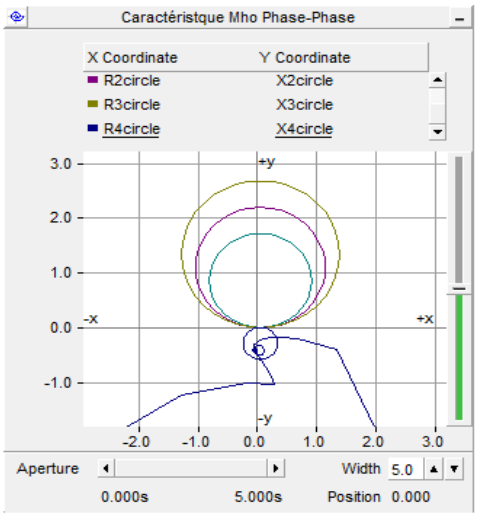
a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



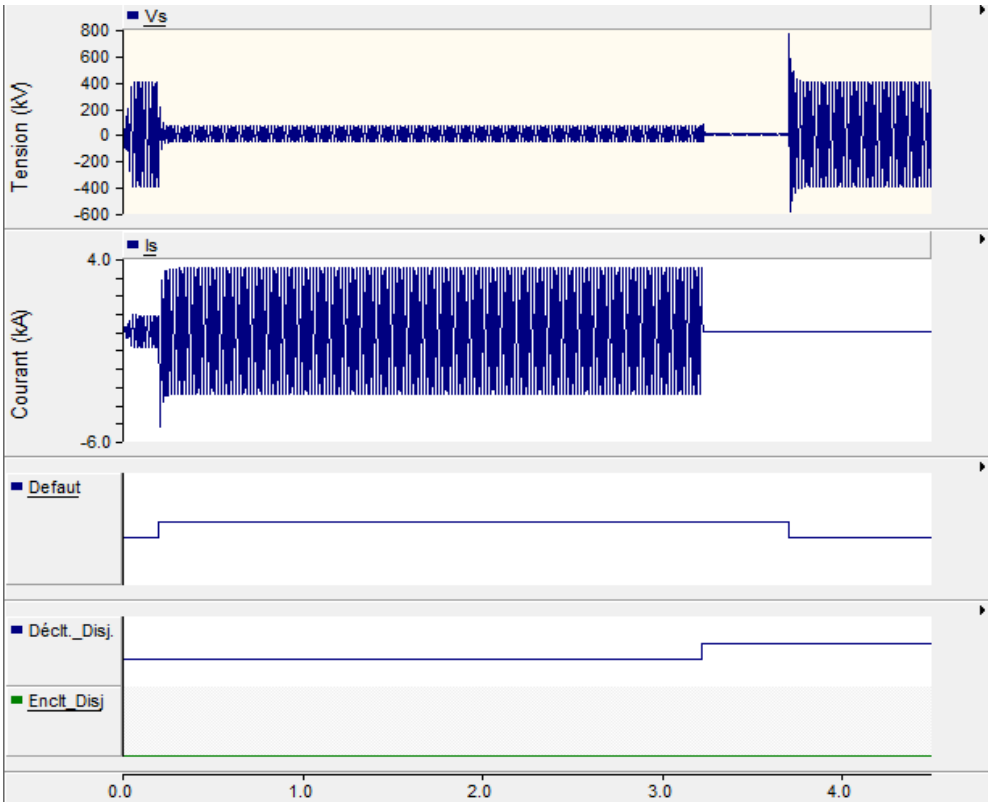
b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure A.13 : Défaut Phase-Phase avec la terre à 130 km.

D/. Défaut Phase-Phase avec la terre à 30 km en arrière (Zone 4) :



a). Trajectoire de l'impédance de défaut.



b). Formes des courants, tensions et des Top logique.

Figure A.14: Défaut Phase-Phase avec la terre à 30 km en arrière.

- Au moment du défaut, chute de tension avec une augmentation importante du courant.
- Le disjoncteur s'actionne instantanément avec le défaut (Zone1), après 0.3 s (Zone2), après 1.5 s (Zone3) et après 3 s s'il s'agit d'un défaut au Zone 4.
- La fonction du réenclenchement n'est pas activée après le déclanchement du disjoncteur, on parle alors d'un défaut biphasé.

Références bibliographique

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

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

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

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

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

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

[7] M. ABBACI, **« Etudes des différents types de protection des lignes HT»**, Mémoire de Master en Génie Électrique, Université Yahia Fares de Médéa, 2014.

[8] D. DJAMAA, **« Réglage et coordination de relais numériques de protection dans un réseau électrique»**, Mémoire de Master en Génie Électrique, Université Yahia Fares de Médéa, 2013.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

[28] M^{elle} F.Z. ELMEZOUAR & M^{elle} A. RAOUDl. **« La protection Numérique d'une Ligne Haute Tension »**, Thèse Ingénieur d'Etat ; Université Djillali Liabes de Sidi Bel Abbès, Promotion 2008-2009.

[29] P. G. McLaren, K. Mustaphi, G. Benmouyal, S. Chano, A. Girgis, C. Henville, M. Kezunovic, L. Kojovic, R. Marttila, M. Meisinger, G. Michel, M. S. Sachdev, V.

Skendzic, T. S. Sidhu, and D. Tziouvaras, **« Software Models for Relays »**, IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 16, No. 12, April 2001, pp. 238-45.

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

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

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

[33] Craig Muller, « **User Guide: On The Use Of PSCAD, Manitoba HVDC Research Centre »**, Canada, 2005.

[34] LEE KAH CHOON, **« SIMULATION STUDY AND SETTING OF DISTANCE RELAYS ON DOUBLE CIRCUIT TRANSMISSION LINES USING PSCAD »**, Bachelor of Engineering (Electrical), Faculty of Electrical Engineering Universiti Teknologi Malaysia, 2003.

[35] Abdullah Asuhaimi bin Mohd. Zin, Md Shah Majid, Ahmad Safawi Mokhtar & Saifulnizam Abd. Khalid, **« Power System Engineering »**, Faculty of Electrical Engineering, 2012.

[36] GRTE/AL (SONELGAZ), Référence « Direction Maintenance et Travaux – Division Essais et Contrôle » et « Direction Exploitation – Département Méthodes et Coordination ».